

FORSCHUNGSPROJEKT »OVRTUERE«

OVRTUERE

Over Voltage Ride Through – Zeitweilige Überspannungen
und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren
Netzbetrieb

ÖFFENTLICHER ABSCHLUSSBERICHT

FKZ: 0350041A-E

Laufzeit: 01.11.2018 – 30.04.2022

Stefan Eichner¹, Sebastian Kaiser¹, Peter Lilje², Marina Brenner², Cesar Garcia Olivo², Christoph Wirtz³, Max Murglat³,
Johannes Döll⁴, Yacine Ayadi⁴, Syed Mansoor⁴, Erich Bosch⁵

¹ Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., Hansastr. 27 C, München

² Moeller & Poeller Engineering GmbH, Tübingen

³ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), Mannheim

⁴ FGH GmbH (FGH), Mannheim

⁵ Autarsys GmbH, Berlin

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





Danksagung

Das Forschungsprojekt *OVRTuere* wurde in der Zeit vom 01.09.2018 bis zum 30.04.2022 durch den Projektträger Jülich (PtJ) unter den Förderkennzeichen 0350041A-E betreut. Das Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz BMWK gefördert. Sowohl dem PtJ wie auch dem BMWK gilt hierfür unser besonderer Dank.

Hinweis: Dieser Bericht ist vertraulich und ausschließlich für die am Projekt OVRTuere beteiligten Projektpartner sowie den Projektträger Jülich (PtJ) bestimmt. Eine Weitergabe des Berichts an Dritte sowie eine Veröffentlichung des Berichts oder von Auszügen davon ist nicht gestattet.

Struktur des Berichtes

Das Vorhaben wurde als Verbundprojekt vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, der FGH GmbH, Aachen, der FGH e.V., Aachen, der M.P.E. GmbH, Tübingen und der Autarsys GmbH, Berlin, gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung aller Teilprojekte im Sinne eines Gesamtberichts. Dieser umfasst so auch die folgenden Teilprojekte:

Teilvorhaben des **Fraunhofer ISE** mit Fkz: 0350041A - Grundlegende Untersuchung der Eignung von Überspannungsprüfmethoden und technologiespezifische Analyse des Überspannungsverhaltens von Erzeugungsanlagen

Teilvorhaben der **FGH e.V.** mit Fkz: 0350041B - Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

Teilvorhaben der **FGH GmbH** mit Fkz: 0350041C - Technische Analyse und Ableitung von geeigneten Prüfverfahren zur Nachbildung von netzfehlerbedingten Überspannungen

Teilvorhaben der **M.P.E. GmbH** mit Fkz 0350041D - Bewertung von temporären Überspannungen in zukünftigen Übertragungsnetzen und Entwicklung von Anforderungen für den sicheren Netzbetrieb

Teilvorhaben der **Autarsys GmbH** mit Fkz: 0350041E - Teilvorhaben: Untersuchung und Modellierung des OVRT-Verhaltens verschiedener Erzeugungsanlagen und Entwicklung einer technologiespezifischen Kostenfunktion für die Überspannungsfähigkeit

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis	10
1. Ausgangssituation des Vorhabens.....	11
1.1 Aufgabenstellung	11
1.2 Voraussetzungen	11
1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens	11
1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand	12
1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	14
2. Ablauf und Ergebnisse des Vorhabens	16
2.1 Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse	16
2.1.1 AP 1 {Analyse der Ursachen und Wirkungen von Überspannungen in Übertragungsnetzen} (MPE).....	16
2.1.2 AP 2 {Analyse des Überspannungsverhaltens von Netzkundenanlagen und Erarbeitung von Auslegungskriterien} (Autarsys)	44
2.1.3 AP 3 {Analyse von Methoden zur Begrenzung von Überspannungen} (FGH-eV)	68
2.1.4 AP 4 {Entwicklung eines kostenoptimierten Konzeptes einschließlich Überspannungsanforderungen} (FGH-eV).....	76
2.1.5 AP 5 {Verifikation der Erfüllung von Überspannungsanforderungen und Bewertung von OVRT- Prüfeinrichtungen} (Fraunhofer ISE)	85
2.1.6 AP 6 {Ergebnisverwertung} (FGH GmbH)	120
2.2 Notwendigkeit der Arbeit.....	126
2.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	126
2.4 Relevante Ergebnisse von dritter Seite	126
2.5 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen	127
Literaturverzeichnis	128
Anhang.....	132

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die Projektstruktur mit sieben Arbeitspaketen	11
Abbildung 2: Einpoliges Ersatzschaltbild der Leitung als π -Glied.....	19
Abbildung 3: Auf die Induktanz reduziertes einpoliges Ersatzschaltbild einer Hoch- oder Höchstspannungsleitung.....	19
Abbildung 4: Vereinfachtes ESB eines Drehstromtransformators bei Vernachlässigung der Eisen- und Magnetisierungsverluste.	20
Abbildung 5: Verhalten eines statischen Generators (Windpark) im Fehlerfall – Beispielsimulation.....	21
Abbildung 6: FRT Grenzkurven EZA Typ 2 (links) und Prinzip der Spannungsstützung, MS-Ebene (rechts) (VDE FNN, 2018)	26
Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Einführung LVRT / OVRT Anforderungen in Deutschland.....	27
Abbildung 8: Durchdringung der MS Erzeugungsanlagen mit OVRT-Fähigkeit in Deutschland, abgeleitet aus MaStR, Zubau nach NEP 2030 Szenario B b) Grenzkurve relative Spannungserhöhungen (VDE FNN, 2018).....	27
Abbildung 9: Verfahren der Modellnetzgenerierung und resultierender Netzausschnitt eines exemplarischen HS-MS-Modellnetzes.....	28
Abbildung 10: Musternetz zur Analyse einzelner Einflussparameter	29
Abbildung 11: Höchste Überspannung (RMS Wert) bei Simulation der Ereignisse aus Tabelle 4 – 100% OVRT Fähigkeit der EZA	30
Abbildung 12: a) Spannung bei starrem Netz, 20ms nach Fehlerklärung b) Spannung nach Fehlerklärung, Ersatznetz auf Synchrongeneratorbasis c) Reaktion der EZA (OVRT-Regelung) bei Spannungsverlauf „China“ (Ereignis 2.2).....	30
Abbildung 13: Max. Spannungserhöhung a) Ereignis 2.2 (0%, 100% OVRT) b) Ereignis 2.4.1 (0%, 100% Kabelanteil).....	31
Abbildung 14: Resultierende Spannungserhöhungen der repräsentativen regionalspezifischen Verteilnetze (N_1-N_8)	32
Abbildung 15: Aufbereitetes und weiterentwickeltes deutsches Übertragungsnetzmodell auf Basis von Daten der BNetzA und des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2030 in der Simulationssoftware PowerFactory	34
Abbildung 16: Standard-Struktur der aggregierten Verteilnetze für Simulationen im Übertragungsnetzmodell	35
Abbildung 17: Prozess der Modellierung des Übertragungsnetzes auf Basis der Daten des NEP 2017-2030	35
Abbildung 18: Geografische Verteilung der installierten Erzeugungsleistung je Energieträger (a. Windkraftanlagen, b. Photovoltaik-Anlagen, c. synchrone Erzeuger) und der maximalen Last (d.) innerhalb der modellierten Verteilnetze (Brenner, 2020).....	37
Abbildung 19: Ausgewählte Fehlerorte für die Simulationsstudie im Übertragungsnetz	38
Abbildung 20: Maximale zeitweilige (ab 100ms nach Fehlerklärung) Überspannungen im Übertragungsnetz bei (n-1)-Fehlerfällen	39
Abbildung 21: Maximale zeitweilige Überspannungen bei (n-1)-Leitungsausfall nahe Lubmin (Fehlerereignis D)	40
Abbildung 22: Eingespeiste Leistung der Windenergieanlagen in den Verteilnetzen bei Auftreten eines (n- 1)-1-Fehlers im Übertragungsnetz (Fehlerereignis N, Betriebsfall „Viel EE, Starklast“) und darauffolgender Abschaltung von „alten“ Erzeugungsanlagen	41
Abbildung 23: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne Spannungsstützung der STATCOM für den (n-1)-Leitungsausfall nahe Lubmin (Fehlerereignis D).....	42
Abbildung 24: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne AC- Spannungsregelung der HGÜ für den (n-1)-Sammelschienausfall in Güstrow (Fehlerereignis N)	42
Abbildung 25: Überblick über die nationalen OVRT-Anforderungen.....	44
Abbildung 26: Nationale OVRT-Anforderungen (absolute Spannungsgrenzen in p.u.) in Diagramm zusammengefasst	45
Abbildung 27: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Niederspannung	46

Abbildung 28: Vergleich der nationalen HS-OVRT-Anforderung im Vergleich mit drei internationalen Anforderungen (absolute Spannungswerte in p.u.)	47
Abbildung 29: Übersicht der Betriebsmittel und den einzelnen Komponenten der beteiligten Partner	48
Abbildung 30: Niederspannungs-Testnetz in DlgSILENT PowerFactory	49
Abbildung 31: Regelung des verwendeten PV-Wechselrichters	49
Abbildung 32: Wirk- und Blindleistung des PV-Wechselrichters während eines OVRT	50
Abbildung 33: Dynamisches Verhalten des PV-Wechselrichters bei zwei unterschiedlichen Überspannungsszenarien	50
Abbildung 34: Regelung des verwendeten Synchrongenerators	51
Abbildung 35: Dynamisches Verhalten des Synchrongenerators für verschieden geregelte Erregerspannungen bei einem Ablauf der Überspannungsanforderungen nach der TAR 4110	52
Abbildung 36: Wirk- und Blindleistung des Synchrongenerators während eines OVRT	53
Abbildung 37: Regelung der verwendeten Windenergieanlagen (links: DFIG, rechts: FRC)	53
Abbildung 38: Wirk- und Blindleistung der beiden Typen der Windenergieanlagen während eines OVRT	54
Abbildung 39: (a) aufgebautes Testnetz; (b) Oberes Bild: Strom auf der Leitung mit und ohne Q-Unterstützung des PV-Systems als RMS-Werte, untere zwei Bilder: Magnetisierungsstrom und Spannung auf der NS-Seite des Transformators mit und ohne Q-Unterstützung als Momentanwerte	55
Abbildung 40: (a) allgemeines Phasendiagramm der Spannung und des Stroms für Leitungen (b) Phasendiagramm nach Erhöhung der Induktivität	55
Abbildung 41: Sekundärseitigen Spannungen des Transformators als Labormessung (rot) und das Ergebnis der Simulation (blau) für eine Überspannung von 1,137 pu bei (a) Fehlereintritt und (b) Darstellung über zwei Perioden	56
Abbildung 42: Sekundärseitigen Spannungen des Transformators als Labormessung (rot) und das Ergebnis der Simulation (blau) für eine Überspannung von 1,246 pu bei (a) Fehlereintritt und (b) Darstellung über zwei Perioden	57
Abbildung 43: Prozentuale Abweichung zwischen Messung und Simulation für die jeweiligen eingestellten Spannungen auf der MS-Schiene	57
Abbildung 44: Vergleich für 17,6 kV für ÜS 2 mit (a) Phasenspannung auf der Primärseite und in (b) auf der Sekundärseite des Transformators	58
Abbildung 45: Vergleich für 18,4 kV für ÜS 2 mit (a) Phasenspannung auf der Primärseite und in (b) auf der Sekundärseite des Transformators	59
Abbildung 46: Prozentuale Abweichung zwischen Labormessung und Simulation für zwei Messpunkte für die jeweiligen eingestellten Spannungen auf der MS-Schiene	59
Abbildung 47: Berechnung des erforderlichen Verhältnisses zwischen AC-Nennspannung und min. DC-Spannung für verschiedene OVRT-Anforderungen und Schaltungstopologien	60
Abbildung 48: Übersicht einer Auswahl erhältlicher Geräte	61
Abbildung 49: Prinzipschaltbild einstufiger Wechselrichter	62
Abbildung 50: Prinzipschaltbild eines Wechselrichters mit DC-DC-Steller	62
Abbildung 51: Prinzipschaltbild eines Wechselrichters mit Abschaltvorrichtung	63
Abbildung 52: Auswertung des Fragebogens: Störfestigkeit- und Maßnahmen gegenüber Überspannungsereignissen	65
Abbildung 53: Übersicht der Kosten/Leistungs-Berechnung für die jeweiligen Erzeugungseinheiten in den beiden Fällen: oben für 1,4 pu U_n und unten für 1,25 U_n	66
Abbildung 54: Kostenfunktion für eine Erweiterung der Überspannungsfestigkeit unabhängig der Erzeugungseinheit und der Leistungsklassen	66
Abbildung 55: SVC und STATCOM Kosten in €/kvar bezogen auf Gesamtleistung	72
Abbildung 56: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne Spannungsstützung der STATCOM für einen (n-1)-Sammelschienenausfall in Güstrow (Fehlerereignis N)	78
Abbildung 57: Vorgeschlagene Anpassung der OVRT-Anforderungen (relative Spannungshöhen)	79
Abbildung 58: Anhalten der Wirkleistungsrückkehr durch hohe Toleranz des Blindstroms und Blindstrompriorisierung im OVRT-Fall (Beispielsimulation)	80
Abbildung 59: Beispiel zur konzeptionellen Vermeidung des „Klapperns“	82
Abbildung 60: Wirkstrom- vs. Wirkleistungsrückkehr nach Fehlerklärung	82

Abbildung 61: Beispielhaftes Verhalten eines Windparks im Übertragungsnetz, sofern das „Klappern“ der Blindstromstütze nicht konzeptionell vermieden wird.....	82
Abbildung 62: Spannungserhöhungen in den Verteilnetzen bei (n-1)-Sammelschienausfall in Güstrow (links: dyn. Netzstützung der EZA mit 10% Totband, rechts: dyn. Netzstützung der EZA mit 5% Totband)	83
Abbildung 63: Prinzipschaltbild der neuen FRT-Prüfeinrichtung mit OVRT-Funktionalität.....	87
Abbildung 64: Detailliertes Einstrichschema der Prüfeinrichtung und deren Anschluss an die Mittelspannungsschaltanlage des Multi-Megawattlabors am Fraunhofer ISE.	88
Abbildung 65: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt.....	89
Abbildung 66: Momentanwerte der Spannungen bei Fehlerende.....	89
Abbildung 67: Prinzipschaltbild des Konzeptes Netzsimulator.....	90
Abbildung 68: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt.....	91
Abbildung 69: Ersatzschaltbild Konzept "Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle"	92
Abbildung 70: Zeigerdiagramm zum Konzept Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle.....	92
Abbildung 71: Zeigerdiagramm bei erhöhter Blindleistungseinspeisung	93
Abbildung 72: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt.....	93
Abbildung 73: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende	93
Abbildung 74: Spannungen im Mit- und Gegensystem	94
Abbildung 75: Prinzipschaltbild des Konzepts Transformatorumschaltung.....	95
Abbildung 76: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt.....	95
Abbildung 77: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende	96
Abbildung 78: Prüfeinrichtung nach dem Transformatorumschaltungsprinzip	96
Abbildung 79: Prinzipschaltbild des Konzepts Transformatorzuschaltung	97
Abbildung 80: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt.....	97
Abbildung 81: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende	98
Abbildung 82: Dreiecksverschaltung von Impedanzen zur Erzeugung von Phasensprüngen	99
Abbildung 83: Vordefinierte Toleranzbänder vor, während und nach dem Fehler (Quelle: IEC 61400-21-1)	100
Abbildung 84: Sprungantwort (Quelle: IEC 61400-21-1).....	101
Abbildung 85: Beispielhafte Auswertung der Transformatorumschaltung hinsichtlich der Sprungantwort und der charakteristischen Zeiten.....	102
Abbildung 86: Beispielhafter Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen im Leerlauf (Überspannung von 115%)	103
Abbildung 87: Beispielhafter Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen bei angeschlossenen Prüflingen (Überspannung von 110%).....	105
Abbildung 88: Hysteresekurve eines Transformators. Quelle: https://www.elektroniktutor.de/elektrophysik/magkurve.html	109
Abbildung 89: Laboraufbau für Messungen der Transformatorsättigung.....	110
Abbildung 90: Vergleich der Soll- und Ist-Spannung auf der Primärseite des Transformators.....	111
Abbildung 91: T-Ersatzschaltbild eines Transformators.....	111
Abbildung 92: Übertragungsverhalten des Transformators bei Überspannungen	112
Abbildung 93: Spannung und Strom bei Fehlereintritt. Vergleich mit idealer Sinusfunktion.....	115
Abbildung 94: Spannung und Blindstrom im Mitsystem bei nacheilendem Phasensprung	116
Abbildung 95: Spannung und Blindstrom im Mitsystem bei voreilendem Phasensprung.....	116
Abbildung 96: Spannung und Blindstrom im Mitsystem für eine UVRT+OVRT Kombination.....	117
Abbildung 97: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 112%	117
Abbildung 98: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 125% am invertieren UVRT Prüfstand	118
Abbildung 99: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 125% am LC-Schwingkreis....	118
Abbildung 100: Verhalten von PPM während eines OVRT-Ereignisses (Überspannung > 110%).....	119
Abbildung 101: Gantt-Chart mit den geplanten Meilensteinen	132
Abbildung 102: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Mittelspannung	133

Abbildung 103: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Hochspannung	134
Abbildung 104: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Höchstspannung	135

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Projektpartner und ihre Verantwortlichkeiten im Projekt	14
Tabelle 2: Liste der assoziierten Partner und ihre Beteiligung am Projekt	15
Tabelle 3: Kategorien und Formen von Überspannungen, genormten Spannungsformen und genormten Stehspannungsprüfungen (Schöblier, 2019).....	18
Tabelle 4: Simulierte Fehler und Ereignisse bei Untersuchungen im Verteilnetz.....	28
Tabelle 5: Cluster der acht repräsentativen Referenznetze.....	29
Tabelle 6: Modellierter Erzeugungsstruktur 2030 für Untersuchungen im Übertragungsnetz	36
Tabelle 7: Betriebsfälle für Untersuchungen im Übertragungsnetz	37
Tabelle 8: Ausfallrisiko „alter“ Erzeugungsanlagen bei ausgewählten (n-1)-Fehlerereignissen im Übertragungsnetz.....	40
Tabelle 9: Ausfallrisiko „alter“ Erzeugungsanlagen bei ausgewählten (n-1)-1-Fehlerereignissen im Übertragungsnetz.....	41
Tabelle 10: Meilensteine des Arbeitspaket 2	44
Tabelle 11: Überblick über die kritischen Komponenten bezüglich Überspannungen.....	48
Tabelle 12: Eingestellte Spannung auf der MS-Schiene mit der Anzahl der durchgeführten Überspannung-Tests, hier: 17.6 kV* für eine geänderte LC-Schwingkreis-Konfiguration	56
Tabelle 13: Verwendete Überspannung für die Validierung des Labornetzes je Spannung MS-Schiene	58
Tabelle 14: verschiedene Hersteller und deren Batteriespannungen	60
Tabelle 15: Vergleich Halbleiter zu Relais	63
Tabelle 16: Übersicht über die Kosten der einzelnen Technologien mit den jeweiligen Kosten/Leistungsberechnungen.....	65
Tabelle 17: Kostensteigerung zweier Wechselrichter für die erweiterte Überspannungsfestigkeit	67
Tabelle 18: Übersicht der Kostensteigerung der Betriebsmittel der jeweiligen Komponenten	67
Tabelle 19: Spannungsebenen der Maßnahmen: Dunkelgrau – Heute realisierbar bzw. etabliert. Hellgrau – potenziell realisierbar	75
Tabelle 20: Übersicht Maßnahmen	75
Tabelle 21: Vermeidbare Kosten durch Absenkung der OVRT-Anforderungen vs. netztechnische Maßnahmen	79
Tabelle 22: Meilensteine des Arbeitspaket 5	85
Tabelle 23: Übersicht über die verschiedenen Testkategorien.....	86
Tabelle 24 : Auswertung der Prüfeinrichtungen hinsichtlich der IEC 61400-21-1 Toleranzen	100
Tabelle 25 : Charakteristischen Zeiten der Sprungantwort unterschiedlicher Prüfeinrichtungen	103
Tabelle 26: Vergleich der Überschwingeite der Spannung beim Fehlereintritt im Leerlauf.....	104
Tabelle 27 : Überschwingeite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen bei angeschlossenen Prüflingen	106
Tabelle 28: Kosten und Betrieb der Prüfeinrichtungen.....	106
Tabelle 29: Durchgeführte Überspannungstest am Transformator.....	110
Tabelle 30: Vergleich Netzstrom bei verschiedenen DC-Spannungen	114
Tabelle 31: Spektrum von Strom und Spannung vor und während dem OVRT	115
Tabelle 32: Liste mit erfolgten Veröffentlichungen	127
Tabelle 33: Liste mit geplanten Veröffentlichungen	128

1. Ausgangssituation des Vorhabens

1.1 Aufgabenstellung

Das übergeordnete Ziel des Projektes OVRTuere war die Analyse von Überspannungseignissen im deutschen Stromnetz. In mehreren Arbeitspaketen wurden die Ursachen von zeitweiligen Überspannungen, mögliche Gegenmaßnahmen und das Verhalten von Erzeugungseinheiten während zeitweiliger Überspannungen untersucht. Des Weiteren konnten sechs verschiedene Prüfstände zur Erzeugung von Überspannungen im Feld oder Labor untersucht und miteinander verglichen werden. Mit den gewonnenen Erkenntnissen haben die Projektpartner die wirtschaftlichste Lösung für den Umgang mit Überspannungen im zukünftigen Stromnetz im Jahr 2030 ermittelt. Das Projekt stellt damit eine wissenschaftliche Basis für zukünftige Netzanschlussregeln und Prüfvorschriften dar.

1.2 Voraussetzungen

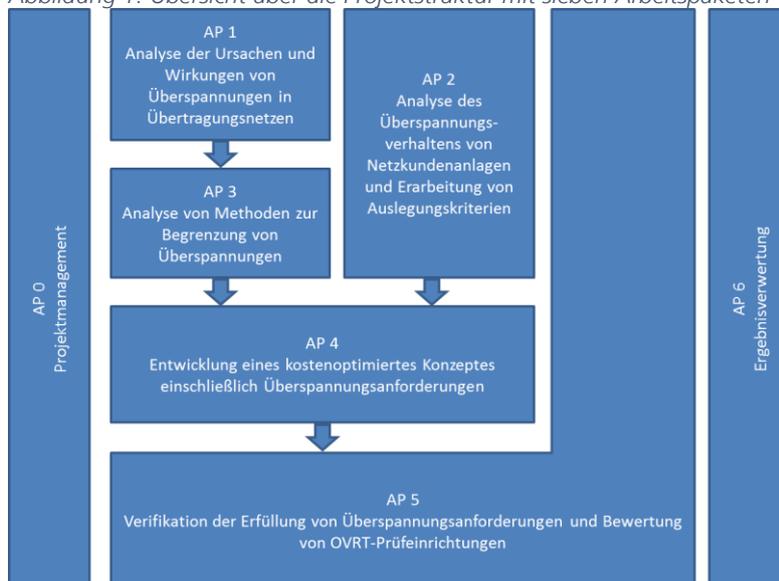
Für die Analyse der Überspannungen im deutschen Stromnetz waren die Messdaten von vergangenen Überspannungseignissen notwendig, um die Häufigkeit und das reale Verhalten der Netzfehler untersuchen zu können. Eine Voraussetzung war, dass es im deutschen Stromnetz generell zu Überspannungen kommen und dies ein signifikantes Problem darstellen kann. Ebenso waren detaillierte Kenntnisse der heutigen und zukünftigen Netzstruktur notwendig, um realitätsnahe Simulationsmodelle aufbauen zu können. Eine enge Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern aus den Bereichen der Anlagenhersteller und Netzbetreiber, war erforderlich, um weitere Informationen zu den Erzeugungsanlagen und Netzen zu erhalten.

Der wissenschaftliche und technische Stand zu Beginn des Vorhabens wird im Kapitel 1.4 näher betrachtet.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

In Abbildung 1 ist der Zusammenhang der einzelnen Arbeitspakete dargestellt. Das Projekt besteht aus insgesamt sieben Arbeitspaketen, die teilweise aufeinander aufbauten bzw. parallel bearbeitet werden konnten. Zu Beginn des Projektes wurden die Grundlagen erarbeitet und sowohl Netz- als auch Anlagenmodelle für simulative Untersuchungen erstellt. Damit konnten zeitweilige Überspannungseignisse anschließend analysiert und bewertet werden. Zudem wurden Methoden zur Begrenzung von Überspannungen erarbeitet. Die Erkenntnisse flossen in die Entwicklung eines optimalen Konzeptes zur Beherrschung von zeitweiligen Überspannungen ein. Parallel dazu liefen die Messkampagnen zu verschiedenen Prüfeinrichtungen und Erzeugungsanlagen. Dabei fanden regelmäßige Abstimmungen statt, um die Erkenntnisse aus den APs 1 – 4 bei der Erarbeitung von Prüfplänen für das AP5 zu berücksichtigen.

Abbildung 1: Übersicht über die Projektstruktur mit sieben Arbeitspaketen



Das Projekt war für eine Laufzeit von 3 Jahren geplant. Abbildung 101 im Anhang zeigt das Gantt-Chart und die geplanten Meilensteine. Aufgrund der in den Jahren 2020 und 2021 vorherrschenden Covid Pandemie wurden einzelnen Arbeitspakete im Zeitplan verzögert. Davon betroffen waren hauptsächlich die Entwicklung einer Demonstrator-Plattform im AP2.4 sowie die Messkampagnen im AP5. Grund hierfür waren die Kontakt-Restriktionen sowie die notwendige Quarantäne einzelner Labormitarbeiter, die die Durchführung von Messungen im Labor stark einschränkten. Auch die Reisebeschränkungen im In- und Ausland führten dazu, dass geplante Messungen im Feld sowie Messungen bei den Projektpartnern nicht stattfinden konnten. Das Projekt wurde daher kostenneutral um 6 Monate verlängert, sodass ein Großteil der Arbeiten erfolgreich im ersten Quartal 2022 abgeschlossen werden konnten. Zudem ergaben sich Verzögerungen innerhalb des AP 4, die sich aus Verzögerungen des AP 1 ergaben. Vor allem die Erstellung des Netzmodells für dynamische Simulationen gestaltete sich deutlich zeitaufwändiger als zu Projektbeginn geplant. Schließlich konnten alle Arbeitspakete mittels der kostenneutralen Verlängerung erfolgreich bis Projektende abgeschlossen werden.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Während die Fähigkeit zum netzdienlichen Durchfahren von Spannungseinbrüchen schon seit dem Jahr 2009 in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie für alle Erzeugungsanlagen gefordert wird, fanden temporäre Überspannungseignisse in der Vergangenheit weniger Aufmerksamkeit in der Wissenschaft und Technik. Waren bereits zu Beginn des Vorhabens viele Akteure auf die Dringlichkeit aufmerksam geworden und die ersten nationalen und internationalen Netzanschlussrichtlinien (z.B. die deutsche TAR Hochspannung (VDE|FNN, 2018)) fordern bereits ein netzdienliches Durchfahren von zeitweiligen Überspannungen von ans Stromnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen.

Es existierten erste wissenschaftliche Veröffentlichungen, die Überspannungssituationen in den Übertragungsnetzen beschreiben. Bei den bisherigen Untersuchungen wurden spezifische Fälle auftretender Überspannungen betrachtet. Bisher fehlte jedoch eine umfassende Analyse der technischen Ursachen für kritische, großräumige Überspannungen im Stromnetz. Zudem war nicht im Detail untersucht, in welchem Umfang zeitweilige Überspannungseignisse im Übertragungsnetz auf die Verteilnetzebenen übertragen werden. In der Konsequenz basieren heutige Überspannungsanforderungen auf Annahmen und Abschätzungen. Die heute definierten Überspannungsniveaus, die von Erzeugungsanlagen bewältigt werden müssen, führen daher u. U. nicht zu einem sicheren und kostenoptimalen Systembetrieb der Elektrizitätsversorgung. Vor diesem Hintergrund ist eine umfassende Betrachtung des Themas von wissenschaftlicher Seite Ziel dieses Projekts, um Anforderungen an reelle Netzsituationen anzupassen, kostenoptimale Lösungen zu finden und die Entwicklung von überspannungsfesten Netzkundenanlagen zu fördern. Für die Nachweisführung der Überspannungsfähigkeit werden Prüfeinrichtungen benötigt. Im Anhang der Technischen Richtlinie TR3 der FGW werden dafür folgende Möglichkeiten aufgeführt (Issam Athamna, Marko Muehlberg, & Sören Laurus).

Spannungsteilerprinzip (entwickelt von FGH e.V.)

Eine Prüfanordnung nach dem Spannungsteilerprinzip verfügt über Längs- und Querimpedanzen. Es kann durch Verbindung zwischen einem Kondensator und einer Spule ein Reihenschwingkreis gebildet werden, welcher eine Überspannung erzeugt. Auf diese Weise können Überspannungssituationen in Netzen (z. B. Lastabwurf, Ferranti-Effekt) realistisch nachgebildet werden. Die Auswirkung der Prüfsequenz für das vorgeschaltete Netz wird durch eine Vorimpedanz limitiert. Der Impedanz sollte variabel und so gewählt sein, dass die für die Prüfung erzeugte Überspannung keine unerwünschte Situation im vorgeschalteten Netz erzeugt und gleichzeitig die transiente Reaktion der EZE nicht signifikant beeinflusst. Vor und nach dem Spannungsanstieg, der durch Betätigen des Leistungsschalters im Querzweig ausgelöst wird, kann ein Bypass für die Serienimpedanz geschaltet werden. Die Überspannung wird ausgelöst, indem die Impedanz aus Kapazität und Dämpfungswiderstand über den Schalter im Querzweig verbunden wird. Die Impedanzwerte sollen so gewählt sein, dass die für die Prüfung spezifizierte Spannung erzeugt wird, wenn die EZE nicht verbunden ist. Über die Leistungsschalter ist die Dauer des Spannungsanstiegs steuerbar. Der Aufbau der Prüfeinrichtung ist in Kapitel 2.4 im Detail beschrieben.

Netzsimulator

Netzsimulatoren (Umrichtersysteme) setzen sich im Wesentlichen aus einer niederohmigen Spannungsquelle sowie einer Netznachbildung zusammen, mit der dem Prüfling geeignete Impedanzen präsentiert werden können. Im Gegensatz zu Prüfeinrichtungen mit Querzweig (kapazitiv oder induktiv) muss hier der Netzsimulator die zwei- und dreiphasigen Fehler (Unter- oder Überspannung) nachbilden. Zum Betrieb des EZE-Prüflings wird darüber hinaus entweder eine rotierende Antriebseinheit oder eine DC- oder AC-Quelle benötigt, die die entsprechende (mechanische oder elektrische) Leistung zur Durchführung der unterschiedlichen Tests bereitstellt. Die Antriebseinheit oder Quelle muss eine Regelung aufweisen, mit der die für die Tests notwendigen stationären und dynamischen Betriebsbedingungen nachgebildet werden können.

Transformator-Umschaltung

Transformatorbasierte Prüfeinrichtungen haben einen Transformator mit geeignet abgestuften Abgriffen als Basis. Durch den Wechsel auf eine andere Kombination der Abgriffe werden die Fehlerform sowie die Einbruchtiefe oder Spannungshöhe bestimmt. Die Dauer der Fehlerspannung wird durch eine Schalteinheit festgelegt, die zwischen den verschiedenen Abgriffen umschaltet und einen kontinuierlichen Stromfluss der EZE gewährleistet.

Hierbei handelt es sich um eine Auflistung der derzeit von verschiedenen Einrichtungen genutzten bzw. vorgeschlagenen Lösungen. Alle Lösungen sind in der Lage kurzzeitige ÜS herbeizuführen. Bisher existiert jedoch kein Vergleich, wie sich die Einrichtungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens (Momentanwertverlauf) oder der sich ergebenden Netzimpedanz verhalten. V. a. für Umrichtersysteme, die im μ s-Bereich geregelt werden, hat dies auf die Aussagekraft und die Ergebnisse der Prüfungen einen entscheidenden Einfluss. Hersteller von Netzkundenanlagen haben sich in der Vergangenheit intensiv mit der sog. UVRT-Fähigkeit („Under Voltage Ride Through“) auseinandergesetzt. Nun sind neue F&E-Ansätze nötig, um eine Überspannungsfähigkeit der Anlagen zu erreichen. Bisher wurden Anlagen i.d.R. auf Überspannung von max. +15 % der Nennspannung ausgelegt. Um alle Eventualitäten abzudecken, könnten künftig ggf. zeitweilige Überspannungen von bis zu +30 % und mehr gefordert werden. Dies macht eine Neudimensionierung der Anlagen oder ggf. Neuentwicklungen der Schaltungs- und Regelungstechnik erforderlich und führt im Allgemeinen zu einer spezifischen Kostensteigerung der Anlagen. Die zu erhebenden Überspannungsanforderungen sollten daher unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten wohlüberlegt definiert werden.

Im Rahmen des Vorhabens sollen die oben beschriebenen Prüfeinrichtungen vor dem Hintergrund der im Verlauf des Projektes ermittelten Überspannungsereignisse auf Ihre Eignung, reale Situationen abzubilden, überprüft werden. Es ist zu erwarten, dass durch die gewonnenen Erkenntnisse Weiterentwicklungen der Prüfeinrichtungen notwendig werden. Dies kann im Falle des Spannungsteilerprinzips die Anpassung der gewählten Werte für die L-, C- und R-Komponenten erforderlich machen oder eine Veränderung der Zu- und Abschaltsequenzen bedeuten. Im Falle des Netzsimulators ist zu erwarten, dass v.a. bei der Vorgabe der dynamischen Spannungsverläufe beim Eintritt und Beenden der Überspannungssituation veränderte Verläufe vorgegeben werden müssen, um reale Spannungsverläufe nachbilden zu können. Auch bei dem Konzept der Transformator-Umschaltung ist zu erwarten, dass die Spannungsverläufe im Umschaltmoment entscheidend für einen realitätsnahen Testverlauf sind. Ggf. sind auch Netzimpedanzanpassungen während des simulierten Fehlers erforderlich.

Neben der Überprüfung und Weiterentwicklung der bestehenden Konzepte sollen im Projekt zwei neue Methoden entwickelt und erprobt werden. Bei der Variante des „invertierten LVRT-Tests“ soll ein induktiver Spannungsteiler, wie er beim LVRT-Test verwendet wird, benutzt werden. Dieses Verfahren erfordert, die Strombelastbarkeit der Drosselspulen zu erhöhen und die Steuerung anzupassen. Das Verfahren „Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle“ basiert auf einem ähnlichen Ansatz wie das Spannungsteilerprinzip. Dabei wird jedoch der Blindleistungsbeitrag der Kondensatorbank durch einen schnell geregelten Stromrichter realisiert. Dafür wird ein vorhandener LVRT-Prüfstand mit einem geeigneten Stromrichter kombiniert, dessen Regelung entsprechend anzupassen ist.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Konsortium bestand aus fünf antragstellenden Partnern. Diese gehören zu den führenden Unternehmen bzw. Einrichtungen auf ihren jeweiligen Gebieten. Sie ergänzen sich in ihrer Expertise und Ausstattung in geeigneter Weise. Nur durch die Zusammenarbeit der Partner war die Bearbeitung der komplexen Fragestellung möglich. Im Folgenden werden Qualifikation und Expertise der Verbundpartner kurz dargestellt.

Tabelle 1: Projektpartner und ihre Verantwortlichkeiten im Projekt

Projektpartner	Verantwortlichkeiten
Fraunhofer ISE	Projektkoordination und AP-Leitung für AP5. Das Fraunhofer ISE übernahm im AP2 die Modellierung verschiedener Anlagentypen, die Simulation des OVRT-Verhaltens sowie die Analyse der zu erwartenden Kosten. Im AP5 übernahm das Fraunhofer ISE die Koordination und die Durchführung der Messkampagnen mit verschiedenen Anlagentypen sowie Prüfeinrichtungen. Zusammen mit der FGH GmbH wurden die Messungen ausgewertet, grafisch aufbereitet und bewertet. Bei den anderen APs war das Fraunhofer ISE unterstützend beteiligt, insbesondere bei den Themengebieten der Modellierung, Simulation und der Einordnung von Normen.
FGH GmbH	Die FGH GmbH übernahm die Erstellung eines Prüfplanes für die Arbeitspakete 5.2 und 5.3. Dabei arbeiteten sie die verschiedenen gültigen Prüfvorschriften auf, identifizierten den Bedarf an zusätzlichen Messungen und definierten die Rahmenbedingungen für eine einheitliche Auswertung und Bewertung der Ergebnisse. Im AP5 übernahmen Sie zudem die Koordination der Messungen mit dem ass. Partner Enercon und bewerteten die gewonnenen Ergebnisse. Als Verantwortlicher für das AP6 erarbeitete die FGH GmbH Strategien, um die Erkenntnisse des Projektes mit den verantwortlichen Stakeholdern zu teilen.
FGH e.V.	Die FGH e.V. führten im Rahmen der Arbeitspakete 1, 3 und 4 die Modellierung und die dynamischen Simulationen der Verteilnetze durch. Als Verantwortliche für die beiden Arbeitspakete 3 und 4 koordinierte Sie die simulative Arbeit und Untersuchung netzseitiger Gegenmaßnahmen sowie die Ausarbeitung des kostenoptimalen Konzeptes. Dabei war die enge Abstimmung mit der M.P.E. GmbH notwendig. Für die Ergebnisverwertung arbeitete die FGH e.V. die simulativen Ergebnisse für die Veröffentlichung auf Fachkonferenzen auf.
M.P.E. GmbH	Die M.P.E. GmbH führte in Arbeitspaket 1 zahlreiche dynamische Simulationen im zukünftigen deutschen Übertragungsnetz durch und leitete das Arbeitspaket. Mithilfe von Daten der FGH e.V. wurden standortspezifische Verteilnetzmodelle integriert. In den Arbeitspaketen 3 und 4 war die M.P.E. GmbH ebenfalls für die Modellierung und Simulation auf Übertragungsebene verantwortlich. Zudem erarbeitete die M.P.E. GmbH gemeinsam mit der FGH e.V. ein kostenoptimales Konzept. Bei den anderen APs war M.P.E. GmbH unterstützend beteiligt und brachte seine nationale und internationale Erfahrung aus dem Bereich der Elektroplanung, Modellierung und Simulation ein.
Autarsys GmbH	Als Anlagenhersteller brachte die Autarsys GmbH die notwendige Erfahrung und das Wissen über das Verhalten von Batterieumrichtern in das Projekt ein. Im AP 2 wurden dazu verschiedene Konzepte für die Bewältigung von Überspannung entwickelt und simulativ untersucht. Für das AP5 stellte Autarsys einen modifizierten Batterieumrichter bereit und arbeitete bei der Messkampagne und der Datenbewertung eng mit dem Fraunhofer ISE zusammen.

Weitere Firmen und Einrichtungen unterstützten das Projekt mit ihrem Wissen und ihrer Erfahrung. Die folgende Tabelle listet die assoziierten Partner auf. Zusätzlich zu den Angaben in der Tabelle haben die ass. Partner teilweise an den Treffen teilgenommen, zahlreiche Fragen per Telefon und E-Mail beantwortet, Daten und Informationen bereitgestellt und sich an Diskussionen beteiligt.

Tabelle 2: Liste der assoziierten Partner und ihre Beteiligung am Projekt

Assoziierter Partner	Kompetenzbereich	Beteiligung am Projekt
TransnetBW GmbH	Übertragungsnetzbetreiber	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP1
Tennet TSO GmbH	Übertragungsnetzbetreiber	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP1
innogy SE	Energieversorger	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP1
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP2 und Mitarbeit an AP4
KOSTAL Industrie Elektrik GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP2
Enercon GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP2
Senvion wind energy solutions S.A	Anlagenhersteller	u.a. Durchführung von Messungen in AP5
MTU onsite energy	Anlagenhersteller	u.a. Bereitstellung von Daten zu Transformatoren
Starkstrom – Gerätebau GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Bereitstellung von Daten zu Transformatoren sowie Mitarbeit an einer Veröffentlichung
Woodward GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Teilnahme an Umfrage in AP2
EESYST GmbH	Anlagenhersteller	u.a. Durchführung von Messungen in AP5. Mitarbeit in AP4 und AP6.
GE Renewable Energy	Anlagenhersteller	u.a. Durchführung von Messungen in AP5

Für die produktive Zusammenarbeit wurden im Rahmen des Projektes vier Projekttreffen mit allen geförderten und assoziierten Partnern durchgeführt.

- Kick-Off Meeting, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2018
- Projekttreffen, Autarsys, Berlin, 2019
- Projekttreffen, Online, 2020
- Projekttreffen, FGH, Aachen, 2021
- Abschlusstreffen, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2022

Zu den einzelnen Arbeitspaketen gab es weitere digitale Kick-Off Meetings mit den beteiligten und interessierten Partnern. Für die Projektorganisation wurden vom Fraunhofer ISE monatliche Telefonkonferenzen für die jeweiligen AP-Verantwortlichen einberufen.

2. Ablauf und Ergebnisse des Vorhabens

2.1 Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse und die Verwendung der Zuwendungen der jeweiligen Arbeitspakete beschrieben. Dabei werden in jedem AP die Arbeiten der einzelnen Projektpartnern gekennzeichnet.

2.1.1 AP 1 {Analyse der Ursachen und Wirkungen von Überspannungen in Übertragungsnetzen} (MPE)

Das AP 1 setzt sich aus zwei Unterarbeitspaketen zusammen:

UAP 1.1: Identifikation von Fällen, die zu Überspannungen führen

Es sollen wichtige Überspannungsereignisse aufgelistet werden, um sie in der Simulationsstudie zu betrachten. Es ergeben sich die Arbeitsschritte Datensammlung und -auswertung zu Spannungsqualität, Literaturrecherche und Erstellung einer Spezifikation für dynamische Untersuchungen.

UAP 1.2: Dynamische Untersuchungen zur Bewertung der Überspannungen

Überspannungen werden anhand von Simulationen charakterisiert, um später in der Entwicklung von Anforderungen verwendet werden zu können. Dabei wird das Verhalten zukünftiger Netztopologien, mit einem hohen Anteil an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, berücksichtigt. Es ergeben sich die Arbeitsschritte Modellierung (Übertragungsnetz, Hochspannungsnetze, MS/NS-Netze), Definition von Betriebsfällen und Ereignissen, Simulation und Auswertung von Überspannungen (mit Ursache im Übertragungsnetz und Übertragung der Überspannungen in Verteilnetze bzw. mit Ursache im Verteilnetz).

Die M.P.E. GmbH ist verantwortlich für das AP 1, das Fraunhofer ISE sowie die FGH e.V. sind ebenfalls beteiligt. In folgender Tabelle sind die erzielten Ergebnisse des Arbeitspakets in Kürze aufgelistet.

Meilenstein		Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
Abschluss AP 1			Q4 2021	Verzögerung mit Auswirkung auf AP4
	Meilenstein 1	Mögliche Überspannungsereignisse und -ursachen im Netz wurden identifiziert und in Ereignisklassen aufgeteilt	Q4 2019	entsprechend Planung
	Abschluss UAP 1.1	Planung einer Simulationsstudie zu Überspannungsereignissen	Q4 2019	entsprechend Planung
	Abschluss UAP 1.2	Ermittlung von Höhe, Dauer, Wirkungsbereich von Überspannungsereignissen	Q4 2021	Verzögerung aufgrund zeitintensiver Modellierungsarbeit, Auswirkung auf AP4

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse des AP 1 aufgeführt und erläutert. Elektrotechnische Grundlagen, Normenlage und Überspannungsereignisse, die in bestehender Literatur zu finden sind,

wurden im Rahmen der Masterarbeit von Torsten Schöblier (Schöblier, 2019) zusammengefasst. Ebenso wurde das Prinzip der Spannungserhöhung bei langsamer Wirkleistungsrückkehr in der Masterarbeit von Marina Brenner (Brenner, 2020) erläutert. Die Methodik der Verteilnetzmodellierung, die Abbildung von Sättigungseffekten des Transformators sowie grundlegende Erkenntnisse zur Beeinflussung zeitweiliger Überspannungseignisse durch Verteilnetzausprägungen wurden in mehreren Veröffentlichungen dargestellt (Wirtz, Murglat, Tran, Krahl, & Moser, 2021) (Murglat, et al., 2021) (Wirtz, et al., 2022).

Klassifizierung von Überspannungen nach DIN EN 60071¹

Überspannungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen können sich hinsichtlich ihrer Dauer, Amplitude, Verlauf oder Auftretungswahrscheinlichkeit deutlich unterscheiden. Eine mögliche Einteilung wird in den Normen DIN EN 60071-1 sowie 60071-2 vorgenommen. Zunächst können hinsichtlich der Dauer einer Überspannung zwei Kategorien unterschieden werden:

- **Zeitweilige Überspannung (TOV)**
Überspannung mit Betriebsfrequenz bzw. einer Frequenz im Bereich $10 < f < 500$ Hz und einer Dauer zwischen $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3600 \text{ s}$.
ANMERKUNG: Die Überspannung kann ungedämpft oder schwach gedämpft sein.
TYPISCHE URSACHEN: Zuschaltung von Transformatoren, Fehlerzustände, Lastabschaltung mit oder ohne Fehler, resonante und harmonische Vorgänge, sonstige Fehler.
- **Transiente Überspannung**
Kurzzeitige Überspannung von einigen Millisekunden oder weniger, schwingend oder nicht schwingend, die gewöhnlich stark gedämpft ist.
ANMERKUNG: Transiente Überspannungen können unmittelbar zeitweiligen Überspannungen vorausgehen. In diesen Fällen sind die zwei Überspannungen als getrennte Ereignisse zu betrachten.

Transiente Überspannungen können hinsichtlich der Anstiegsgeschwindigkeit weiter klassifiziert werden. Es wird unterschieden in:

- **Langsam ansteigende Überspannung (SFO)**
Transiente Überspannung, normalerweise unipolar, mit Anstiegszeiten von $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ und Rückenhalbwertzeiten $T_2 \leq 20 \text{ ms}$.
TYPISCHE URSACHEN: Zuschaltung von Kabeln, Schalten von Kondensatoren und Spulen, Blitzeinschläge.
- **Schnell ansteigende Überspannung (FFO)**
Transiente Überspannung, normalerweise unipolar, mit Anstiegszeiten von $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ und Rückenhalbwertzeiten $T_2 \leq 300 \text{ ms}$.
TYPISCHE URSACHEN: Direkter Blitzeinschlag in Freileitungen, Schaltvorgänge.
- **Sehr schnell ansteigende Überspannung (VFFO)**
Transiente Überspannung, normalerweise unipolar, mit Anstiegszeiten von $T_f \leq 0,1 \mu\text{s}$ und mit oder ohne überlagerte Schwingungen bei einer Frequenz von $30 \text{ kHz} < f < 300 \text{ kHz}$.
TYPISCHE URSACHEN: Trennvorgänge in gasisolierten Schaltanlagen (GIS).
- **Kombinierte Überspannung**
Diese können Anteile aller zuvor genannten Überspannungen enthalten und durch jede der vorhergenannten Ursachen bedingt sein. Sie können zwischen den Leitern eines Netzes (Leiter-Leiter-Beanspruchung) oder am gleichen Leiter zwischen getrennten Netzteilen (Längsbeanspruchung) auftreten. Sie werden nach der Komponente mit der höchsten Spannung (zeitweilig, langsam ansteigend, schnell ansteigend oder sehr schnell ansteigend) klassifiziert.

Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die Kategorien und Formen von Überspannungen, genormten Spannungsformen und genormten Stehspannungsprüfungen.

¹ Abschnitte entnommen aus (Schöblier, 2019), teilweise wörtlich

Tabelle 3: Kategorien und Formen von Überspannungen, genormten Spannungsformen und genormten Stehspannungsprüfungen (Schöblier, 2019)

Kategorie	niederfrequent		transient		
	dauernd	zeitweilig	langsamer Anstieg	schneller Anstieg	sehr schneller Anstieg
Spannungs- bzw. Überspannungsformen					
Bereich der Spannungs- bzw. Überspannungsformen	$f = 50 \text{ Hz}$ oder 60 Hz $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Genormte Spannungsform	 $f = 50 \text{ Hz}$ oder 60 Hz T_t^*	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 2500 \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Genormte Stehspannungsprüfung	*	Kurzzeitwechselformspannungsprüfung	Schaltstoßspannungsprüfung	Blitzstoßspannungsprüfung	*

* Festzulegen durch das zuständige Geräte-Komitee.

Betriebsmittel, Erzeugungsanlagen sowie sonstige mit dem Netz verbundene Anlagen müssen neben den Betriebswechselformspannungen auch auf durch äußere Einflüsse (Blitzeinschläge) oder innere Vorgänge (Kurzschlüsse, Erdschlüsse, Lastabwurf, Schaltvorgänge) entstandene Überspannungen ausgelegt werden oder diese müssen entsprechend begrenzt werden. Die häufigste Ursache für zeitweilige Überspannungen stellen dabei Netzfehler, also innere Vorgänge, dar. Die Untersuchungen im Forschungsprojekt OVRTuere konzentrieren sich speziell auf zeitweilige Überspannungen, die weiträumige Auswirkungen wie z.B. Erzeugungsausfälle hervorrufen können.

Entstehung zeitweiliger Überspannungen durch Änderungen in den Wirk- / Blindleistungsflüssen?

Neben anderen Ursachen von Überspannungen können veränderte Wirkleistungsflüsse nach Netzfehlern zu zeitweiligen Überspannungen im Übertragungsnetz führen, sofern nicht ausreichend spannungsregelnde Elemente im Netz vorhanden sind. Auslöser hierfür kann eine Vielzahl von Netzfehlern sein wie beispielsweise Kurzschlüsse, Spannungseinbrüche oder Betriebsmittelfehler mit einer anschließenden Trennung vom Netz. Die Relevanz dieser Überspannungseignisse steigt mit einer

² Abschnitte entnommen aus (Schöblier, 2019) und (Brenner, 2020), teilweise wörtlich

höheren Auslastung der Kabel und Transformatoren und einem hohen Anteil an Windkraft bzw. statischen Generatoren im System.

Für die Berechnung von Spannungen und Strömen in Leitungen und Kabeln kann auf das π -Ersatzschaltbild zurückgegriffen werden, wie es in Abbildung 2 gegeben ist.

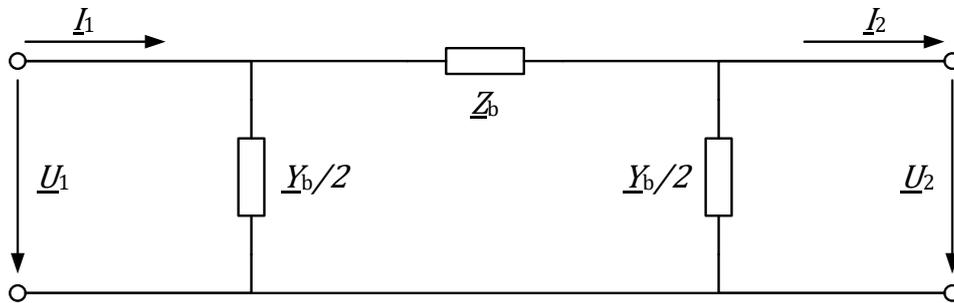


Abbildung 2: Einpoliges Ersatzschaltbild der Leitung als π -Glied

Längsimpedanz $\underline{Z}_b = \underline{Z}'_b \cdot l = (R'_b + jX'_b) \cdot l$

Queradmittanz $\underline{Y}_b = \underline{Y}'_b \cdot l = (G'_b + j\omega C'_b) \cdot l$

Mit:	R'_b	Widerstandsbelag	Ω/km
	X'_b	Induktivitätsbelag	Ω/km
	G'_b	Ableitungsbelag	S/km
	$\omega C'_b$	Kapazitätsbelag	S/km
	l	Leitungslänge	km

Für den hier betrachteten Fall der Blindleistungsänderung aufgrund eines sich ändernden Wirkleistungsflusses kann die Queradmittanz vernachlässigt werden und es gilt $\underline{Y}_b = 0$. Des Weiteren ist bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen der Widerstandsbelag R'_b deutlich kleiner als der Induktivitätsbelag X'_b , sodass auch dieser für die weitere Betrachtung vernachlässigt werden kann. Es ergibt sich das in Abbildung 3 dargestellte und deutlich vereinfachte ESB einer Hoch- oder Höchstspannungsleitung.

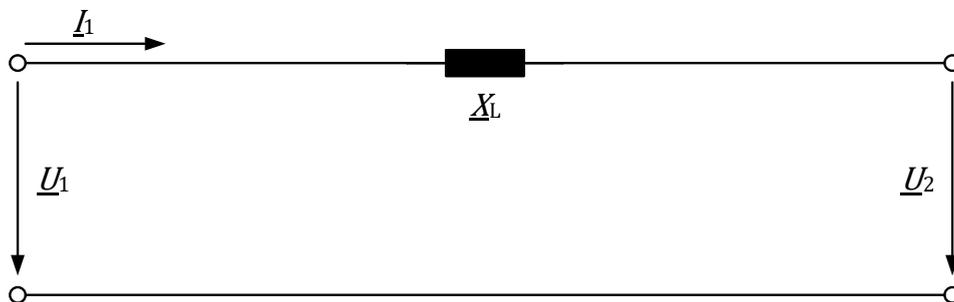


Abbildung 3: Auf die Induktanz reduziertes einpoliges Ersatzschaltbild einer Hoch- oder Höchstspannungsleitung

Mit:	$X = X'_b \cdot l$	Induktanz einer Freileitung	Ω
------	--------------------	-----------------------------	----------

Davon ausgehend kann der Blindleistungsbedarf Q einer Drehstromleitung gemäß folgender Gleichung berechnet werden:

$$Q = 3 \cdot I^2 X$$

Mit steigender Leitungsauslastung und somit steigendem Stromfluss über die Leitung steigt der Blindleistungsbedarf quadratisch an. Für eine 100 km HS-Freileitung ist ein typischer Wert bei thermischer Grenzbelastung in etwa $Q = 60$ Mvar (ind.). Dem gegenüber steht die leerlaufende Leitung, in der keine Wirkleistung übertragen wird und der Blindleistungsbedarf durch den Kapazitätsbelag $\omega C'_b$ bestimmt wird. Für dieselbe 100 km HS-Freileitung kann sich ein Blindleistungsbedarf von bis zu $Q = -60$ Mvar (kap.) ergeben.

Ähnliche Überlegungen gelten auch für Drehstromtransformatoren. Bei Vernachlässigung der Eisen- und Magnetisierungsverluste kann ein vereinfachtes ESB erstellt werden, wie es in Abbildung 4 gegeben ist. Für Transformatoren auf Hochspannungsebene kann der Realteil der bezogenen Kurzschlussspannung u_R zumeist vernachlässigt werden. Unter Berücksichtigung dieser Vereinfachung ergibt sich ein typischer Blindleistungsbedarf für HS-Transformatoren zwischen etwa 2 und 240 Mvar (ind.) im Nennpunkt. Wie beschrieben ist dieser Bedarf an Blindleistung stark abhängig von der Auslastung des Transformators bzw. der Wirkleistungsübertragung.

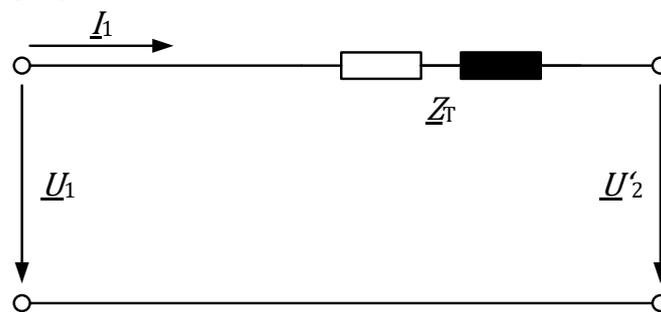


Abbildung 4: Vereinfachtes ESB eines Drehstromtransformators bei Vernachlässigung der Eisen- und Magnetisierungsverluste.

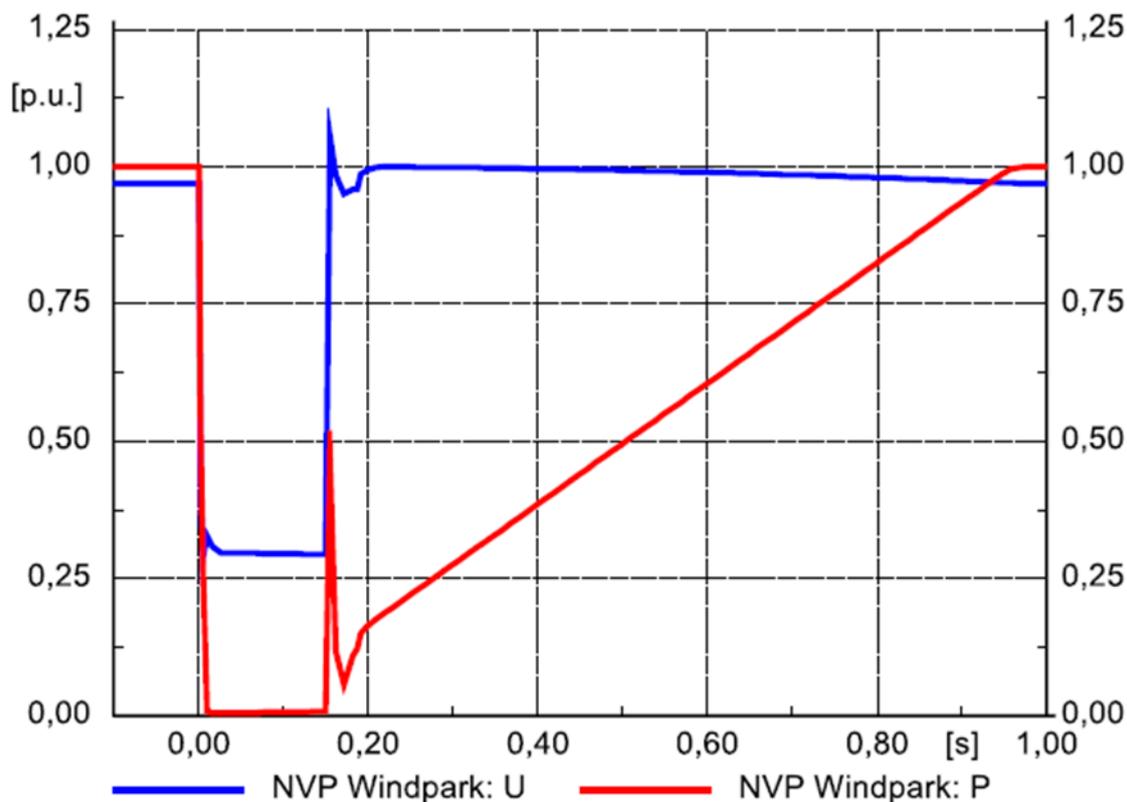
Impedanz des Transformators

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = (u_R + ju_X) \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Mit:	R_T	Resistanz des Transformators	Ω
	X_T	Reaktanz des Transformators	Ω
	U_n	Nennspannung	V
	S_n	Nennscheinleistung	MW
	u_k	Bezogene Kurzschlussspannung	%
	u_R	Realteil der bezogenen Kurzschlussspannung	%
	u_X	Imaginärteil der bezogenen Kurzschlussspannung	%

Während des ungestörten Netzbetriebs sind viele Transformatoren und Leitungen insbesondere bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien stark ausgelastet. Mit einer hohen Wirkleistungsübertragung geht folglich ein hoher Blindleistungsbedarf einher. Bei einem plötzlichen Einbruch der zu übertragenden Wirkleistung aufgrund eines Netzfehlers führt dies auch zu einem Einbruch im Blindleistungsbedarf, infolgedessen es zu zeitweiligen Überspannungen kommen kann.

Regenerative Erzeugungsanlagen wie Windparks oder Photovoltaikanlagen sind zumeist über Umrichter mit dem Stromnetz verbunden. Im Gegensatz zum dynamischen Verhalten der netzgekoppelten Synchrongeneratoren wird das Verhalten von umrichterbasierten Anlagen größtenteils von deren Regelungen und Einstellparametern charakterisiert. Die Wirk- und Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt können innerhalb der Stromgrenzen der Umrichter zumeist unabhängig



voneinander geregelt werden. Bei einem Kurzschluss im Übertragungsnetz senken statische Generatoren (umrichterbasierte Erzeugungsanlagen wie z.B. Windkraft und Photovoltaik) ihre Wirkleistung ab und speisen einen spannungsstützenden Strom ein. Nach Fehlerklärung ist die Wirkleistung zunächst noch gering und erhöht sich langsam bis auf ihren Vorfehlerwert. Die daraus resultierenden geringeren Leistungsflüsse im Netz führen zu einem geringeren Blindleistungsbedarf in Kabeln und Transformatoren. Dies kommt einer Blindstromeinspeisung gleich. In Kombination mit fehlender dynamischer Kompensation können so zeitweilige Überspannungen bis zur vollständigen Rückkehr der Wirkleistung auftreten.

Beispielsimulation

Es wird von einem Windpark ausgegangen, der im Nennbetrieb 1000 MW (1 p.u.) Leistung an seinem Netzverknüpfungspunkt ins Netz einspeist. Die Blindleistung wird an diesem Punkt auf 0 MVar geregelt. Das Verhalten des statischen Generators während bzw. nach einem Kurzschluss wird mithilfe der Netzberechnungssoftware *Power Factory* simuliert und ist in Abbildung 5 dargestellt. In Rot ist die Wirkleistung zu sehen. Sie wird während des Fehlers zurückgefahren und nach dem Fehler gleichmäßig wieder erhöht. Dieses Verhalten ist im Einklang mit den gültigen Anschlussbedingungen und wird von der Regelung des Windparks vorgegeben. Die Spannung (in Blau) zeigt eine resultierende zeitweilige Überspannung am Netzverknüpfungspunkt nach Fehlerklärung. Diese entsteht aufgrund der verminderten Leistungsflüsse im Netz und dem so verminderten Blindleistungsbedarf. In Abbildung 5 ist dieses Verhalten simulativ gezeigt.

Weitere Ursachen für zeitweilige Überspannungen³

Neben der Entstehung zeitweiliger Überspannungen aufgrund veränderter Leistungsflüsse existieren noch zahlreiche weitere Ursachen für zeitweilige Überspannungen. Im Vergleich zum Spannungsanstieg durch einen verminderten Blindleistungsbedarf / durch eine geringere Leitungsauslastung in Verbindung mit

Abbildung 5: Verhalten eines statischen Generators (Windpark) im Fehlerfall – Beispielsimulation

³ Abschnitte entnommen aus (Schöblier, 2019), teilweise wörtlich

einer langsamen Kompensation, bei dem alle drei Phasen symmetrisch betroffen sind, entstehen bei einigen der im Folgenden aufgeführten Fehlerfällen unsymmetrische Systeme.

- Erdfehler
Ein Leiter-Erde-Fehler kann zu Überspannungen zwischen Erde und den beiden anderen Phasen führen. Normalerweise steigen diese Überspannungen über die Zeit nicht weiter an und die Frequenz der Überspannung entspricht der Netzfrequenz. Die Überspannungsamplitude hängt von der Erdungsart des Systems und dem Fehlerort ab. Die Dauer der Überspannung entspricht in der Regel der Dauer des Fehlers. In einem geerdeten System beträgt die Fehlerklärungszeit typischerweise weniger als eine Sekunde, in einem gelöscht betriebenen Netz weniger als 10 Sekunden. In einem nicht geerdeten Netz kann der Fehler auch für mehrere Stunden auftreten. Insbesondere hängt die Höhe der Überspannung nicht nur vom Erdschlussfaktor, sondern auch vom Wert der Betriebsspannung zum Fehlereintritt ab, daher sollte stets die höchste Netzspannung U_s angenommen werden. Für einen Erdkurzschluss kann der Faktor für die Spannungsanhebung in den fehlerfreien Leitern in Abhängigkeit der Sternpunktterdung mit folgender Formel berechnet werden:

$$\delta = \frac{1}{2} \left(\frac{3}{1 + \frac{2Z_{1/2}}{Z_0}} \pm j\sqrt{3} \right)$$

Mit:	δ	Erdfehlerfaktor	-
	$Z_{1/2}$	Impedanz des Mit- bzw. Gegensystems (Identisch für maschinenfernen Fehlerort)	Ω
	Z_0	Impedanz des Nullsystems	Ω

Dabei ist dasjenige Vorzeichen zu wählen, das den größeren Wert für δ ergibt. Bei isoliertem Sternpunkt ($Z_0 \rightarrow \infty$) ist $\delta = \sqrt{3}$, das heißt die gesunden Leiter L2 und L3 nehmen gegenüber der Erde den Wert der verketteten Spannung an. Bei niederohmiger Sternpunktterdung wird $\delta < \sqrt{3}$, was insbesondere im Höchstspannungsnetz angewendet wird um den Erdfehlerfaktor auf $\delta \leq 0,8 \cdot \sqrt{3}$ zu begrenzen.

- Leerlaufende Leitungen
Werden lange Freileitungen oder Kabelstrecken mit hoher Betriebskapazität einseitig gespeist, ohne dass am anderen Ende eine Last angeschlossen ist, so wird durch den kapazitiven Ladestrom über der Leitungsinduktivität ein Spannungsanstieg hervorgerufen. Dieser als Ferranti-Effekt bezeichnete Vorgang ist stark abhängig vom Blindwiderstand der Leitung und verursacht eine betriebsfrequente Überspannung. Als Folge wird in diesen Bereichen die Isolation besonders stark beansprucht. Ein Problem für Erzeugungsanlagen ergibt sich daraus jedoch nicht, da an einer leerlaufenden Leitung schon definitionsgemäß keinen Anlagen angeschlossen sein können.
- Resonanz und Ferroresonanz
Durch Resonanz und Ferroresonanz ausgelöste zeitweilige Überspannungen treten in der Regel bei Schaltkreisen mit großer Kapazität (Leitungen, Kabel, serienkompensierte Kabel) oder Induktivität (Transformatoren, Kompensationsspulen) mit nichtlinearer Magnetisierungscharakteristik auf. Zeitweilige Überspannungen aufgrund von Resonanzphänomenen können extrem hohe Werte annehmen und müssen daher durch geeignete Maßnahmen wie beispielsweise Filter eingeschränkt oder verhindert werden. Für die Auswahl der Bemessungsspannung der Überspannungsableiter oder für die Isolationsauslegung sollen sie daher in der Regel nicht verwendet werden.
- Längsüberspannungen während der Synchronisation
Die auftretenden Längsüberspannungen werden von den zu erwartenden Überspannungen im Betrieb abgeleitet, deren Amplitude als doppelt so groß wie die Leiter-Erde-Betriebsspannung angenommen werden kann und deren Dauer entsprechend der Synchronisationszeit von einigen Sekunden bis wenigen Minuten reicht. Bei häufiger Synchronisation müssen des

Weiteren auch die Möglichkeiten eines Erdschlusses während der Synchronisation und die daraus resultierenden Überspannungen betrachtet werden. In diesem Fall wird angenommen, dass die Amplitude der Summe aus der maximalen Erdschlussüberspannung und einer dazu gegenphasigen Betriebsspannung entspricht.

- **Gegenseitige Beeinflussung paralleler Leitungen**
Ausgelöst durch einen Fehler in einem benachbarten Stromkreis können Überspannungen in einen parallel verlaufenden Stromkreis induziert werden. So fließen beispielsweise bei einem Erdschluss große, gleichphasige Nullströme in allen drei Leitern und über Erde zurück. Dadurch werden in benachbarten Leitungen durch das magnetische Feld hohe Spannungen induziert. Kommt es zu einem Erdschluss in einem nicht wirksam geerdeten Netz, wird die Spannung in den gesunden Leitern gegenüber Erde angehoben. Das sich nun zur Erde hin neu ausbreitende elektrische Feld erfasst auch benachbarte Leitungen und bewirkt dort eine Verschiebung der Ladungsträger, um diesem entgegenzuwirken. Dieser Vorgang wird als Influenz bezeichnet. Ist im beeinflussten System die Erdkapazität C_E zu gering, um den influenzierten Ladestrom zur Erde abzuleiten, können erhebliche Überspannungen auftreten. Im Unterschied zu zeitweiligen Überspannungen aufgrund veränderter Leistungsflüsse handelt es sich hierbei nur um einen lokalen Vorgang.
- **Fahrplanwechsel bzw. Sonnen-/Windwechsel**
Die Veränderung der Leistungsflüsse (z. B. zum Stundenwechsel) kann zu Überspannungen aufgrund eines verminderten Blindleistungsbedarfs im Netz führen, wie im Abschnitt „Entstehung zeitweiliger Überspannungen durch Änderungen in den Wirk- / Blindleistungsflüssen“ beschrieben.
- **Inter area oscillations**
Oszillationen machen sich in der Wirkleistung, aber auch in der Spannung bemerkbar. Es ist theoretisch möglich, dass die Spannungen so hoch werden, dass sie das Spannungsband für den Normalbetrieb verlassen. Das würde aber darauf hindeuten, dass die Dämpfung solcher Schwingungen zu gering ist. Die zusätzliche Dämpfung kann durch bereits etablierte Technologie, wie z.B. die Verwendung von PSS (Power System Stabiliser) und OPD (Power Oscillation Damper) erreicht werden.
- **System Split**
Bei einer ungeplanten Netzauftrennung innerhalb des Verbundnetzes können großräumig zeitweilige Überspannungen auftreten. Ein Beispiel hierfür ist im folgenden Abschnitt „Relevante Überspannungseignisse“ aufgeführt (24. Juli 2021). Ursächlich für Überspannungen ist im Fall eines System Splits vor allem die Entlastung des Netzes. Zudem verstärkt die Ab-/Zuschaltung von statischer Blindleistung (Drosseln/Kondensatoren) vor bzw. während des System Splits die Problematik. Eine Netzauftrennung, bei der mehrere Leitungen (kaskadiert) ausfallen, ist ein Ausnahmeereignis (sogenannte „out-of-range“ contingency) und muss laut den Netzplanungsgrundsätzen der deutschen ÜNB nicht zur Netzausbauplanung herangezogen werden (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2020). Großflächige Anlagenausfälle sind bei einem System Split demnach nicht grundsätzlich unzulässig.
- **Lastabwurf**
Die Verringerung des Wirkleistungsflusses über eine Leitung kann sowohl in Hochspannungs- als auch in Verteilnetzen zu Überspannungen führen. Speziell in induktiv geprägten Netzen ist der verminderte Blindleistungsbedarf ursächlich für die zeitweilig hohen Spannungen.
- **Kombinationsfälle**
Eine Kombination von zeitweiligen Überspannungen kann zu höheren Anforderungen an die Schutz- und Isolationswerte führen und ist nur dann technisch und wirtschaftlich gerechtfertigt, wenn die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens auch gegeben ist. Eine relevante Kombination stellt das gleichzeitige Auftreten eines Erdschlusses und das Abschalten von Lasten dar. Dies kann einerseits passieren, wenn bei einem Erdschluss der lastseitige Leistungsschalter zuerst öffnet, was zu einer Überspannung im fehlerhaften Teil des Netzes führt, bis der versorgungsseitige Leistungsschalter öffnet. Andererseits kann auch

eine durch das Abschalten einer großen Last verursachte Überspannung zu einem nachfolgenden Erdfehler im verbleibenden Netz führen. Die Auftretswahrscheinlichkeiten hierfür sind jedoch äußerst gering.

Eine weitere Möglichkeit für diese Kombination ist durch einen Leitungsfehler gefolgt von einem Ausfall des Leistungsschalters gegeben. Dann kann es passieren, dass ein Generator über einen Transformator mit einer langen und fehlerhaften Leitung verbunden ist, was zu großen Überspannungen in den gesunden Leitern führen kann. Eine reine Kombination dieser beiden Überspannungen ist dabei oftmals unzureichend, insbesondere, wenn sich der Erdschlussfaktor oder die Systemkonfiguration ändert.

Eine Kombination mit Resonanzphänomenen muss nur in Ausnahmefällen betrachtet werden, da Resonanzen generell vermieden werden sollten.

Relevante Überspannungseignisse⁴

Am 14. Mai 2012 kam es im Gebiet Guyuan im Norden Chinas in einem schwachen Netz zu einer großflächigen Störung mit über 500 betroffenen Windkraftanlagen (WKA). Aufgrund eines langsamen Anstieges der Netzspannung von 209 kV auf 242 kV trennten sich über 500 WKAs automatisch vom Netz und es kam zu einem erheblichen Leistungseinbruch in der Erzeugung. Ausgelöst wurde der Anstieg der Spannung durch das Zuschalten eines 17 Mvar Kondensators an einer 35 kV Sammelschiene eines Windparks.

Bevor das Ereignis eintrat, war die Spannung in der Region Guyuan für längere Zeit bei ca. 209 kV, also ca. 5 % unterhalb der Nennspannung von 220 kV. Um die Spannung wieder auf das normale Niveau anzuheben, waren bereits eine große Anzahl an Kondensatorbänken zugeschaltet. Das Zuschalten eines weiteren Kondensators mit einer Leistung von 17 Mvar führte zu einem sofortigen Anstieg der Spannung auf 215 kV und dann zu einem weiteren Anstieg innerhalb von 5 Sekunden bis auf einen Wert von 242 kV. Damit lag die Spannung bei über 110 % der Nennspannung, was bei einigen WKAs zu einer automatischen Trennung vom Netz führte. Infolgedessen kam es jedoch nicht zu einem Rückgang der Spannung, sondern aufgrund der reduzierten Wirkleistungseinspeisung zu einem immer geringeren Blindleistungsbedarf der Leitungen und Transformatoren und zu einem Spannungsanstieg bis auf 264 kV (120 % der Nennspannung) und zum weiteren Ausfall von WKAs. (Wang, Sun, Wu, Liu, & Li, 2015)

In Deutschland kam es am 03. Januar 2012 um 18:48 Uhr in der Nähe von Schwerin zu einem 2-poligen Fehler auf der 380 kV Übertragungsleitung Wessin-Güstrow und in Folge zu einem weitreichenden Spannungseinbruch. Je nach Entfernung vom Fehlerort betrug die Spannung auf der 110 kV Ebene teilweise nur noch etwa 50 % der Nennspannung. Bei vielen der auf dieser Netzebene im nördlichen Gebiet der 50Hertz Transmission GmbH angeschlossenen WKAs führte dies aufgrund fehlender LVRT-Fähigkeiten zu einer Trennung vom Netz.

Zwar wurde der Fehler innerhalb von 70 ms geklärt, jedoch führte der plötzliche Verlust von Erzeugungsleistung und die damit einhergehende geringere Auslastung des Netzes unmittelbar zu einem Anstieg der Spannung in allen Netzebenen. Im 420 kV Übertragungsnetz kam es zu einem Spannungsanstieg auf bis zu 435 kV für etwa 3 Minuten und auf der 110 kV Ebene zu einem Anstieg um etwa 8 % der Nennspannung. Dies führte aufgrund fehlender OVRT-Fähigkeiten vieler, insbesondere älteren, WKAs zu einer weiteren Trennung von Anlagen vom Netz. Insgesamt kam es aufgrund der zunächst aufgetretenen Unterspannung und anschließenden Überspannung zu einem Ausfall von deutlich über 1000 MW an Erzeugungsleistung aus WKAs. (Langstädtler, et al., 2015)

Auch im Rahmen der Ausbauplanungen zur Offshore-Windenergie in der Ostsee wurden Untersuchungen zum Auftreten und zum Umgang mit Überspannungen durchgeführt. Darin wurde deutlich sichtbar, dass die Gefahr des Ausfalls von Anlagen infolge eines vorherigen Netzfehlers eine signifikante Gefährdung für den sicheren Netzbetrieb darstellt. So könnte ohne geeignete Gegenmaßnahme die Spannung am Netzanschlusspunkt beispielsweise nach Klärung eines dreiphasigen Kurzschlusses auf einer Leitung bis auf etwa 1,2 p.u. ansteigen. (Lilje, et al., 2015)

Des Weiteren ereignete sich am 24. Juli 2021 ein System Split des europäischen Netzes, bei dem ebenfalls Überspannungen auftraten, welche zur Trennung von Erzeugungsanlagen führten. Die Iberische Halbinsel trennte sich bei diesem Ereignis vom restlichen Verbundnetz aufgrund kaskadierender Leitungsausfälle.

⁴ Einige Abschnitte entnommen aus (Schößler, 2019), teilweise wörtlich

Ursächlich war ein 2-poliger Fehler auf der 400kV-Leitung zwischen Baixas und Gaudière im Süden Frankreichs. Dies führte zu weiteren Leitungsausfällen und anschließenden Abschaltungen von Drosselspulen und Lasten (aufgrund lokal niedriger Spannungen). Nach der Systemtrennung traten folglich hohe Spannungen (bis 451.2 kV) im spanischen Netz auf, die zu einem Ausfall von über 1 GW Erzeugungsleistung führten. Insgesamt trennten sich in Folge des System Splits 2,7 GW vom Netz. Weitere Gründe für die Abschaltungen waren die Unterspannungen vor dem System Split oder Über-/Unterfrequenz. (ICS Investigation Expert Panel, 2022)

Potenzielle Systemgefährdung durch zeitweilige Überspannungen

Im Zuge von Überspannungsereignissen besteht die Gefahr großflächiger Anlagenausfälle, wie an den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten, realen Ereignissen nachvollzogen werden kann. Weiträumige, kaskadierende Anlagenausfälle können die Systemsicherheit gefährden und müssen daher verhindert werden. Die Abwägung bewegt sich hier im Bereich der Risikoabschätzung – Je wahrscheinlicher der Fehler und je größer die Auswirkungen, desto wichtiger ist die Ausgestaltung entsprechender Gegenmaßnahmen.

Um Fehlerereignisse zu klassifizieren, werden diese in Europa in Contingency Klassen aufgeteilt. Wichtige Kriterien im Rahmen der hier betrachteten Problematik sind die Verhinderung kaskadierender Ausfälle (ENTSO-E, 2009), sowie die Verhinderung des Ausfalls von Erzeugungsleistung > 3 GW als auslegungsrelevante Störfälle.

Regionalspezifische Ausprägungen der Verteilnetze

Wie in der Beschreibung realer Überspannungsereignisse deutlich wird, sind mögliche Ausfälle von Erzeugungsanlagen ein signifikanter Bestandteil der Ereignisketten. Im Zuge der fortschreitenden Energiewende werden die stark zunehmenden Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien vor allem in der Verteilnetzebene zugebaut. Relevant für die OVRT-Anforderungen ist die (Über-)Spannung am NAP. Somit ist die Ausbreitung von zeitweiligen Überspannungen in den Verteilnetzen – neben der großflächigen Ausbreitung in der Übertragungsnetzebene – von Relevanz.

Die Auslegung von Verteilnetzen orientiert sich wesentlich an ihrer Hauptaufgabe, der sicheren und stabilen Versorgung der Endkunden. Einen großen Einfluss darauf haben Parameter wie Bevölkerungsdichte, Kundenart und Siedlungsstruktur sowie die Planungsgrundsätze der Netzbetreiber. Folglich ergeben sich in Deutschland regional unterschiedliche Verteilnetzstrukturen. Diese Netzstrukturen sind aufgrund hoher Investitionskosten und langer Lebensdauern der wichtigsten Komponenten (bis zu 50 Jahre) in der Regel keinen schnellen, disruptiven Veränderungen unterworfen und somit bleibt eine regionalspezifische Ausgestaltung der Netze auch zukünftig bestehen.

Im Gegenzug unterliegt das ehemals unidirektional betriebene Verteilnetz insgesamt großen Veränderungen. Das vormals allein auf die Versorgung der Endverbraucherlasten ausgelegte Netz entwickelt sich durch die zunehmende Durchdringung mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu einem bidirektional betriebenen Verteilnetz. Dies geschieht nicht uniform, sondern aufgrund des dargebotsabhängigen Primärenergiebedarfs regional stark unterschiedlich. Neuartige Netznutzer werden auf Verbraucherseite im Zuge der Sektorenkopplung zugebaut. Wärmepumpen und die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität verändern das Verbraucherverhalten. Diese regionalspezifischen Ausprägungen und Entwicklungen erfordern die detaillierte Abbildung der Verteilnetze in Simulationsmodellen. Von besonderer Relevanz im Kontext der Fragestellung sind hierbei lokalspezifische Durchdringungen von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie Kabel und Freileitungsanteile, die über unterschiedliche Netzimpedanzen Einfluss auf die Übertragung von Überspannungen nehmen können (Eichner, Salman, Cheng, & Shahid, 2020).

Überspannungsanforderungen an Erzeugungsanlagen: Over Voltage Ride Through

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen (EZA) weisen im Fehlerfall kein intrinsisches spannungsstützendes Verhalten auf. Normen und Anschlussregeln bestimmen maßgeblich das Verhalten im Fehlerfall. Die wichtigsten Technischen Anschlussregelungen in Deutschland sind die AR-N-4130 (HöS), AR-N-4120 (HS), AR-N-4110 (MS) und AR-N-4105 (NS). Die Anforderungen, exemplarisch dargestellt in Abbildung 6, umfassen die Vorgaben, dass sich EZA und Speicher (energieliefernd /-beziehend) an dynamischer Netzstützung beteiligen müssen. Dazu müssen sie die Fähigkeit zum Durchfahren symmetrischer und

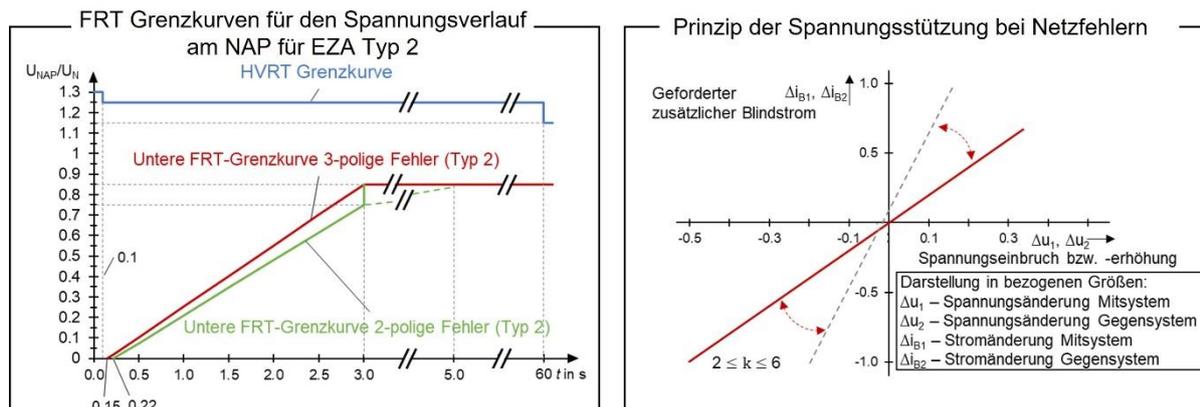


Abbildung 6: FRT Grenzkurven EZA Typ 2 (links) und Prinzip der Spannungsstützung, MS-Ebene (rechts) (VDE/FNN, 2018)

unsymmetrischer Fehler, einiger spezifischer vorgegebener Spannungskurven und mehrerer aufeinanderfolgender Netzfehler vorweisen. Weiterhin wird (mit Ausnahme der AR-N-4105) das Einspeisen eines Blindstroms während des Fehlers gefordert. Eine alternative Erbringung durch schnell regelnde Kompensationsanlagen, sogenannte FACTS, ist möglich, sodass Technologieoffenheit sichergestellt wird. Der Blindstrom soll dabei proportional zur Spannungsabweichung über den sogenannten k-Faktor (zwischen 2 und 6) angepasst werden und muss mindestens 100% I_{nenn} erreichen können. Dazu ist die Reduktion des Wirkstroms zulässig. Nach Fehlerbeginn müssen die Anschwingzeit $T_{an,90\%} \leq 30ms$ und Einschwingzeit $T_{ein} \leq 60ms$ eingehalten werden, auch auf fehlerbedingten Spannungsänderungen muss entsprechend dieser Zeit reagiert werden. Bei Fehlerende gelten die zeitlichen Anforderungen nicht.

In den aktuellen Richtlinien (Stand 2021) ist der Übergang von LVRT nach OVRT nicht explizit definiert. Eine Interpretation als Einfach- oder Mehrfachfehler kann signifikante Auswirkungen auf das Anlagenverhalten während Überspannungen haben. Relevant hierfür ist der abnehmende Grenzwert der geforderten Spannungshöhe mit zunehmender Fehlerdauer. Das heißt beispielsweise, dass ein Spannungssprung auf 130% U_n durchfahren werden muss, wenn die Überspannung als neues Fehlerereignis interpretiert wird. Im Gegenzug müsste nur ein Sprung auf 125% durchfahren werden, wenn die Überspannung als zugehörig zum vorherigen Unterspannungsereignis gezählt wird und die Überspannung so erst ab 100ms nach „Fehlerbeginn“ auftritt. Zudem wird ein kombinierter Verlauf in Fault-Ride-Through (FRT) Tests aktuell nicht überprüft.

Die FRT-Fähigkeit der Anlagen hat einen signifikanten Einfluss auf die Netzstabilität. Untersuchungen des Einflusses dynamischer Spannungsstützung im Kurzschlussfall zeigen, dass eine steigende Durchdringung der Netze mit EZA den Einfluss der Anlagen auf die Spannungsstabilität erhöht. Bei einer zunehmenden Durchdringung dezentraler Anlagen mit FRT-Fähigkeit können diese zum Stabilitätserhalt der Netze beitragen (Boricic, Torres, & Popov, 2020). Eine regional aufgelöste Abbildung der Erzeugungsanlagen und ihrer OVRT-Fähigkeit ist also von erheblichem Einfluss für die Bewertung der Systemstabilität in simulativen Untersuchungen.

Die Durchdringung der Netze mit Anlagen unterschiedlicher OVRT-Fähigkeit wird dabei hauptsächlich von zwei Faktoren beeinflusst. Einerseits wurden die Anforderungen an die OVRT-Fähigkeit erst in den letzten Jahren eingeführt (siehe Abbildung 7). Bei einer durchschnittlich angenommenen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren (Martinez & al., 2008) verbleiben in der nächsten Dekade Altanlagen ohne OVRT-Fähigkeit in den Netzen. Andererseits erfolgt der Zubau von Anlagen nicht linear. Das betrifft sowohl eine zeitliche Komponente mit starken und eher mäßigen Zubaujahren, als auch regionale Unterschiede, die durch das standortspezifische Primärenergiedargebot, politische Entscheidungen sowie technische und wirtschaftliche Aspekte beeinflusst werden.

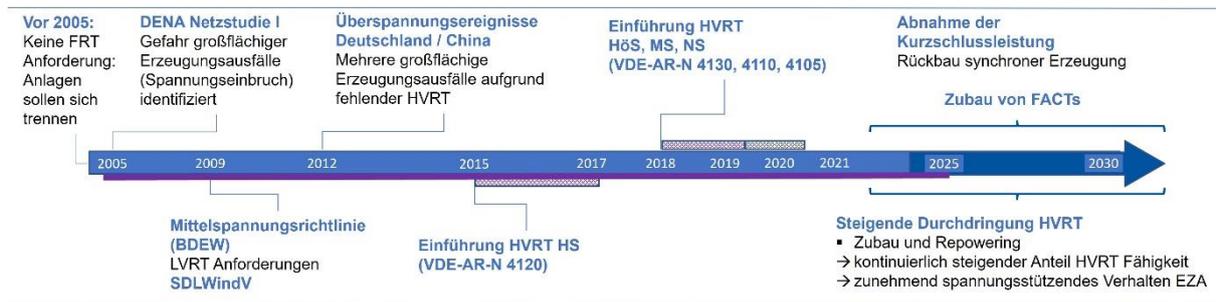


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Einführung LVRT / OVRT Anforderungen in Deutschland

Daten zur Verteilung und Durchdringung der OVRT-Fähigkeit der Erzeugungsanlagen in Deutschland sind nicht öffentlich verfügbar. Im Marktstammdatenregister (MaStR), einem öffentlich einsehbares Register von Erzeugungsanlagen, werden neben Daten wie der Anlagenleistung und einer regionalen Zuordnung (Angabe des Postleitzahlgebiets) auch Inbetriebnahmedaten aller EZA geführt. Aus diesem Datum kann über eine Zuordnung der bei Inbetriebnahme gültigen Norm die aktuelle OVRT-Fähigkeit abgeleitet werden. Über Annahmen zur durchschnittlichen Lebenserwartung der Anlagen und Betrachtung von Repowering oder möglichem Weiterbetrieb sowie Szenarien des weiteren Ausbaus ist eine Prognose der Durchdringung OVRT-fähiger Anlagen in regionaler Auflösung für zukünftige Netze möglich. In Abbildung 8 ist eine solche Auswertung für die Mittelspannungsebene (MS) dargestellt.

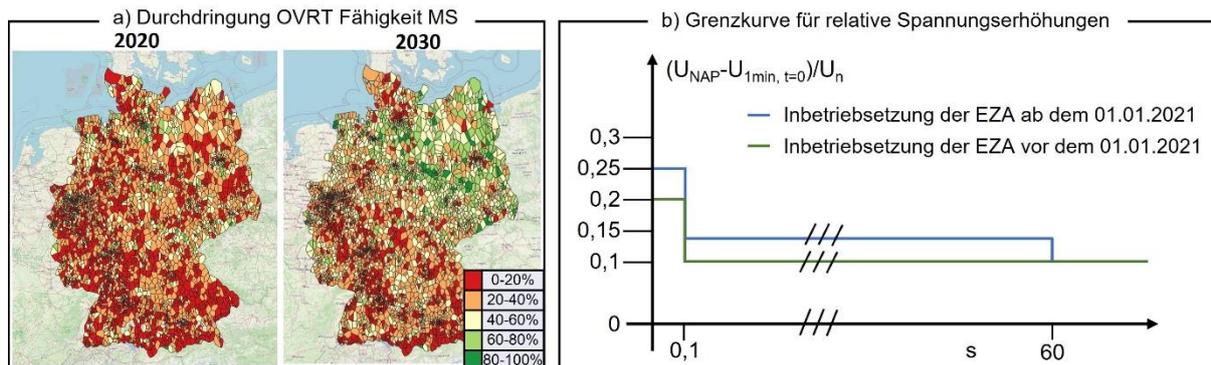


Abbildung 8: Durchdringung der MS Erzeugungsanlagen mit OVRT-Fähigkeit in Deutschland, abgeleitet aus MaStR, Zubau nach NEP 2030 Szenario B b) Grenzkurve relative Spannungserhöhungen (VDE|FNN, 2018)

Übertragung von Überspannungen über Spannungsebenen hinweg

Von Bedeutung für die Übertragung von Überspannungen zwischen einzelnen Spannungsebenen sind Transformatoren. Überspannungen können zu einem Betrieb der Transformatoren im Sättigungsbereich führen, was die Übertragung der Überspannungen einschränken kann und somit in unterlagerten Spannungsebenen zu niedrigeren Überspannungen führt (Langstädtler, et al., 2015) (Eichner, Salman, Cheng, & Shahid, 2020). Weitere Effekte sind das Auftreten Harmonischer auf Sekundärseite sowie eines hohen Magnetisierungsstroms auf Primärseite (Sybille, Gavrilovic, Belanger, & Do, 1985). In Simulationen auf Basis realer Transformatordaten konnten diese Effekte nachvollzogen werden, sie treten jedoch signifikant erst ab einer Spannungshöhe von >1,2 p.u. auf.

Untersuchungen im Verteilnetz: Fehlerereignisse

Um die Verhaltensweisen von EZE, beeinflussende Charakteristika und Zusammenhänge sowie die Auswirkungen von zeitweiligen Überspannungen auf Verteilnetzebene zu untersuchen, wurden Simulationen im Zeitbereich auf Hoch- und Mittelspannungsebene durchgeführt. Um dabei einen adäquaten Detaillierungsgrad zu ermöglichen, wurde die Übertragungsnetzebene in den Untersuchungen der FGH e.V. vereinfacht abgebildet und als Ersatzelement modelliert, über das bei Fehlern im Übertragungsnetz die Ereignisse als Spannungskurve abgebildet werden.

Als Eingangsdaten dienen einerseits Spannungsverläufe, die sich aus tatsächlichen Ereignissen ergeben. Andererseits gehen die Erkenntnisse über Höhe und Verlauf der zeitweiligen Überspannungen an den Verknüpfungspunkten zum Verteilnetz aus den Simulationstudien des Übertragungsnetzes⁵ als Eingangsdaten in die Detailuntersuchungen der Verteilnetze ein.

Um eine Systemgefährdung auszuschließen, werden zusätzlich verschiedene Fehlerereignisse im Hochspannungsnetz simuliert. Um das Verhalten der Netze in Situationen höherer Überspannungen zu untersuchen, wird (trotz unterschiedlicher ursächlicher Netzgegebenheiten) der in Abschnitt 2.2 vorgestellte „Ereignisverlauf China“ simuliert. Die wichtigsten untersuchten Ereignisse sind in Tabelle 4 aufgeführt.

ID	Name	Beschreibung	Ereignissimulation
1.1.1	Kurzschluss Leitung HöS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.2	Kurzschluss Leitung HS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.3	Kurzschluss Leitung MS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.2	Lasttrennung	Instantane Netztrennung einer Last	Ereignis im Netz
1.3	Erzeugungsausfall (Windpark)	Instantane Netztrennung eines Windparks	Ereignis im Netz
2.1.1	Verlauf Deutschland 2012 a)	Ereignis 2012, Spannungskurve HS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.1.2	Verlauf Deutschland 2012 b)	Ereignis 2012, Spannungskurve HöS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.2	Verlauf China (Standard)	Ereignis China	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.1	Verlauf HöS Sim. Lubmin a)	NNF / Szenario Viel EE, Starklast (Fehlerort HöS Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.2	Verlauf HöS Sim. Lubmin b)	NNF / Szenario Viel Wind, Schwachlast (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.3	Verlauf HöS Sim. Lubmin c)	NNF / Szenario Kohleausstieg, Starklast (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.1	Verlauf HöS Sim. Güstrow a)	NNF / Szenario Viel EE, Starklast (Fehlerort HöS Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.2	Verlauf HöS Sim. Güstrow b)	NNF / Szenario Viel Wind, Schwachlast (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.3	Verlauf HöS Sim. Güstrow c)	NNF / Szenario Kohleausstieg, Starklast (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz

Tabelle 4: Simulierte Fehler und Ereignisse bei Untersuchungen im Verteilnetz

Untersuchungen im Verteilnetz: Netznutzungsfälle

Der Einfluss der Verteilnetze auf Überspannungseignisse hängt von der aktuellen Netznutzungssituation ab. Das umfasst beispielsweise aktuelle Last- und Einspeisesituation, sowie Betriebsspannung, Laststufenschalter (OLTC) -positionen und Zuschaltung von Kompensationsanlagen. Der situative Netzzustand vor Fehlereintritt wird in Form von vier Netznutzungsfällen (NNF) abgebildet, die einen Grundlastfall, eine Situation hoher Einspeisung aus erneuerbarer Energie, eine hohe Lastsituation und das Auftreten einer geringen Netzauslastung modellieren.

Untersuchungen im Verteilnetz: Modelle & Komponenten

Als Simulationsbasis wurden regionalspezifische deutsche Verteilnetze der Jahre 2020 und 2030 mit synthetisch generierten detaillierten Netzmodellen auf Basis räumlich hochaufgelöster Daten modelliert (Wirtz, Murglat, Tran, Krahl, & Moser, 2021) (Tran, et al., 2019). Das Verfahren der Modellnetzgenerierung sowie ein Ausschnitt eines resultierenden HS-/ MS-Netzes sind in Abbildung 9 dargestellt, NS-Netze wurden im Rahmen der Untersuchung aggregiert abgebildet. Aus dem

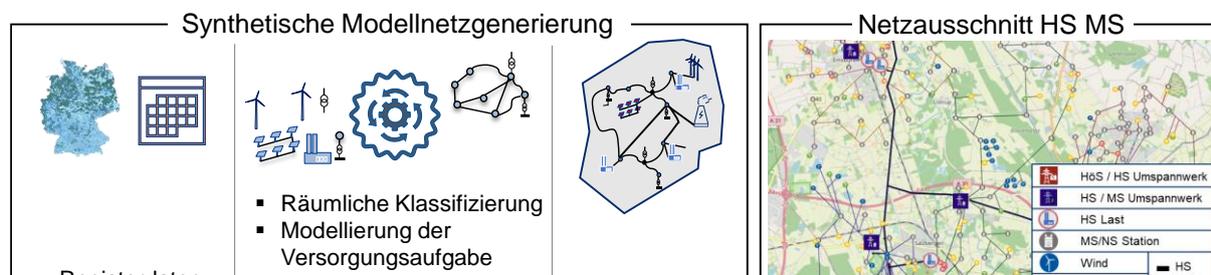


Abbildung 9: Verfahren der Modellnetzgenerierung und resultierender Netzausschnitt eines exemplarischen HS-MS-Modellnetzes

⁵ Das Vorgehen und die Ergebnisse der Untersuchungen im Übertragungsnetz werden in darauffolgenden Abschnitten erläutert. Die regionalspezifischen Verteilnetzdaten waren wiederum Eingangsdaten für die Betrachtungen im Übertragungsnetz.

Marktstammdatenregister können die Inbetriebnahmedaten der einzelnen Erzeugungsanlagen ermittelt werden. Eine detaillierte Zuordnung der OVRT-Fähigkeit kann aus dem Inbetriebnahmedatum abgeleitet werden und regionale Unterschiede in den Verteilnetzen realistisch nachgebildet werden. Die resultierenden synthetischen Verteilnetze werden nach dem in (Wirtz, Murglat, Tran, Krahl, & Moser, 2021) vorgestellten Verfahren geclustert. Insgesamt wurden acht Referenznetze sowie ein Testnetz für die Simulationen herangezogen. Das Testnetz ist in Abbildung 10 schematisch dargestellt, die durch die Referenznetze repräsentierten Cluster sind in Tabelle 5 aufgeführt.

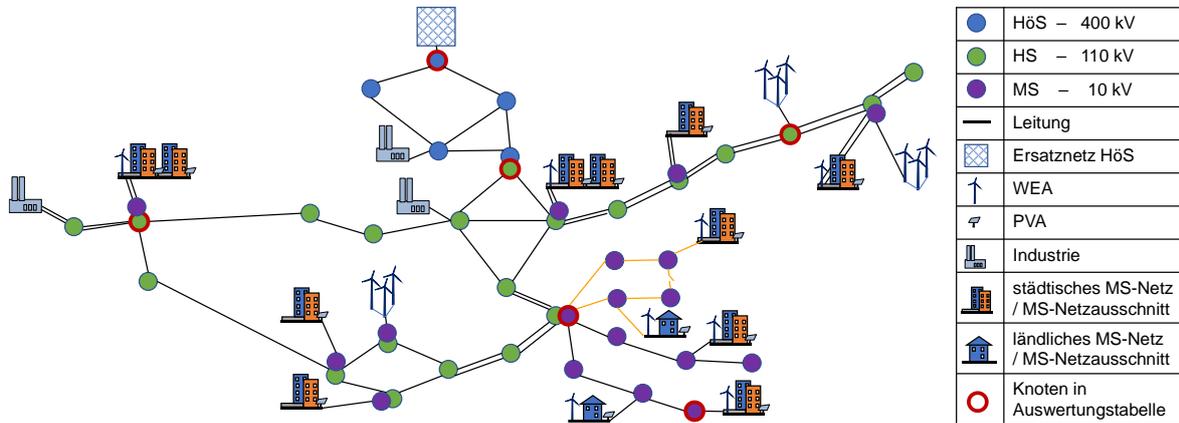


Abbildung 10: Musternetz zur Analyse einzelner Einflussparameter

Tabelle 5: Cluster der acht repräsentativen Referenznetze

Cluster / Netz ID	Fläche	Dezentrale Erzeugung / Last	Wind Energie / PV	Σ Stromkreislänge (SKL)	Bevölkerungsdichte	Kurzbeschreibung
1	++	+	+	++	+	Weitläufige Netze mit hoher dezentraler Erzeugung
2	+	o	+	+	+	Weitläufige Netze mit hoher dezentraler Erzeugung (Wind)
3	+	+	-	+	+	Weitläufige Netze mit hoher PV-Einspeisung
4	o	+	++	o	-	Mittlere Netze mit viel Wind
5	o	+	--	-	++	Kleine (Stadt-)Netze mit viel PV
6	--	--	--	-	o	Kleine und mittlere Netze mit geringer dezentraler Erzeugung
7	o	--	--	+	++	Große Stadtnetze mit wenig dezentraler Erzeugung
8	o	o	o	-	o	Durchschnittliche Netze

++ sehr hoch | + hoch | o medium | - niedrig | -- sehr niedrig

Transformatoren werden als passive Elemente mit OLTC modelliert, um den Einfluss der mechanischen Stufenstellung zu bewerten. Die Modellierung von Sättigungseffekten ist implementiert (Murglat, et al., 2021). Weitere Betriebsmittel werden durch Standardmodelle abgebildet. Windenergie- und PV-Anlagen werden inklusive der Regelung nach Anschlussbedingung als Voltage Source Inverter (VSI) und Synchrongeneratoren als Modell 7ter Ordnung abgebildet. Lasten werden als Konstant-Impedanz- oder Kompositmodell unter Verwendung von Standardparametern modelliert (Erlinghagen, 2019). Die Simulationen im Verteilnetz wurden mit dpsim, einem Open-Source-Simulationstool basierend auf dynamic phasor (Mirz, Vogel, Reinke, & Monti, 2019) durchgeführt.

Untersuchungen im Verteilnetz: Ergebnisse im Testnetz

Um den grundsätzlichen Einfluss einzelner Parameter zu bewerten, werden die Ereignisse zunächst im Vorzustand „Grundlastfall“ am Testnetz untersucht. Die resultierenden maximalen Überspannungen bei einem starren Netz zur Darstellung der Höchstspannungsebene sind in Abbildung 11 dargestellt. Dabei wird die aktuell geltende OVRT-Fähigkeit vorerst für alle Anlagen angenommen. Überspannungen aus der überlagerten Netzebene werden grundsätzlich gedämpft (Ereignisse 2.1.1- 2.4.3). Aus den Fehlerfällen „Last- bzw. Erzeugungsausfall im Verteilnetz“ (Ereignisse 1.2 und 1.3) entstehen in der Simulation keine kritischen Überspannungen. Spannungserhöhungen in der Verteilnetzebene entstehen kurzzeitig (< 40 ms) nach Fehlerklärung. Nach Fehlerklärung wird der von den EZA eingespeiste Blindstrom

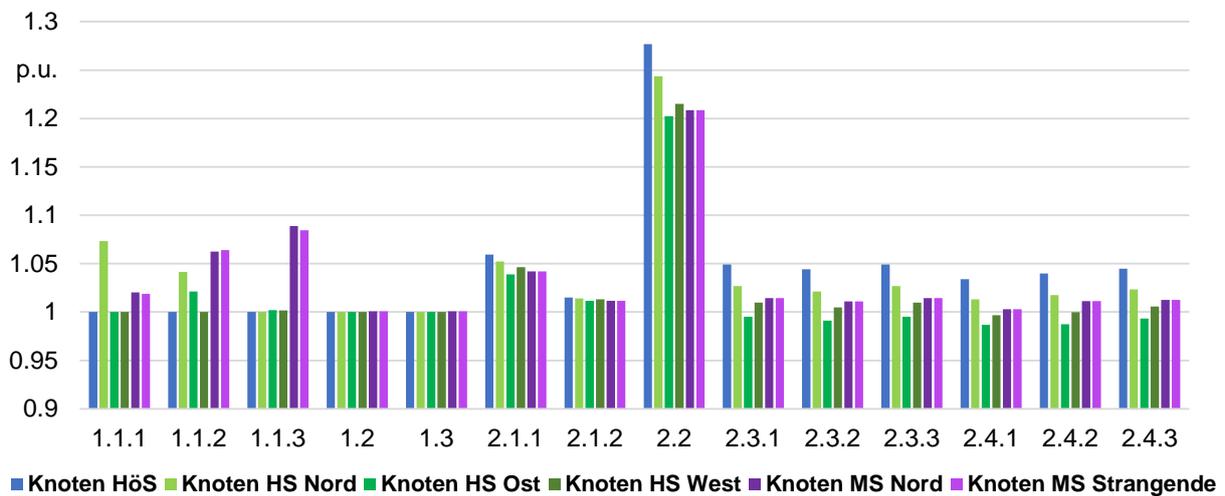


Abbildung 11: Höchste Überspannung (RMS Wert) bei Simulation der Ereignisse aus Tabelle 4 – 100% OVRT Fähigkeit der EZA

(spannungsstützend aufgrund Fehler/Spannungseinbruch) nicht instantan auf seinen Vorfehlerwert zurückgeführt und verursacht so eine Spannungserhöhung. Nach Rückführung des Stroms (Abbildung 12) ist die Ursache der Überspannungen nicht mehr gegeben. Bei Simulationen auf Synchrongeneratorbasis anstelle des starren Netzmodells erfolgt die Reaktion des Netzes geprägt durch die Dynamik der Generatoren und überlagert diesen Effekt. Überschreiten die Spannungserhöhungen das statisch zulässige Spannungsband (Ereignis 2.2) wirkt die OVRT-Regelung der Überspannung entgegen. Dieses Anlagenverhalten ist in Abbildung 12 dargestellt.

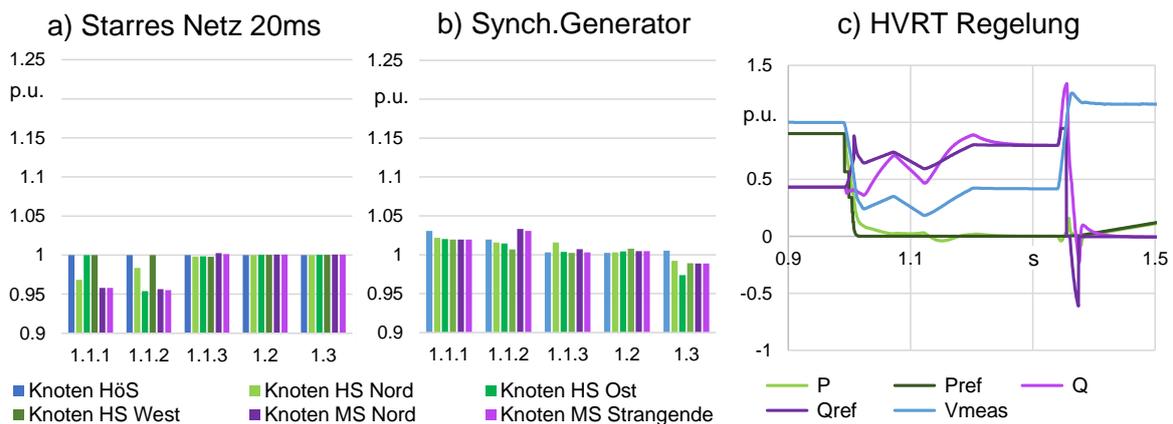


Abbildung 12: a) Spannung bei starrem Netz, 20ms nach Fehlerklärung b) Spannung nach Fehlerklärung, Ersatznetz auf Synchrongeneratorbasis c) Reaktion der EZA (OVRT-Regelung) bei Spannungsverlauf „China“ (Ereignis 2.2)

Um den Einfluss der verschiedenen Verteilnetzausprägungen auf Überspannungseignisse zu untersuchen, werden Simulationen unter Variation verschiedener Parameter durchgeführt. Eine hohe EZA-Durchdringung der Netze verstärkt den Einfluss der EZA auf das Verteilnetz. Das zeigt sich sowohl in der Verstärkung der hervorgerufenen Spannungserhöhung im Übergang von

Spannungseinbruch zu Überspannung sowie in der Wirksamkeit der Spannungsstützung im Rahmen der OVRT-Regelung.

In Abbildung 13a ist der Einfluss der OVRT-Fähigkeit auf Ereignis 2.2 („China“) dargestellt. Im Nachgang des LVRT reagieren bis zur Detektion der Überspannung alle Anlagen gleich. Anlagen ohne ausreichende OVRT-Fähigkeit fallen in einer Überspannungssituation aus, während OVRT-fähige Anlagen am Netz bleiben und induktiven (spannungssenkenden) Blindstrom einspeisen. Dies reduziert die Überspannung im Verteilnetz und trägt somit zur Netzstabilität und Eigensicherung der EZA bei. Eine Betrachtung der Kombination aus Spannungseinbruch und Überspannung als geschlossenes Fehlerereignis führt im Zeitverlauf zu relativen Spannungserhöhungsgrenzwerten von 0.1 (0.15) p.u. statt 0.2 (0.25) p.u. und erhöht das Ausfallrisiko.

In Abbildung 13b ist der Einfluss der Leitungsausführung abgebildet. Ein höherer Freileitungsanteil dämpft die relativen Spannungserhöhungen im Verteilnetz. Eine weitere Ausdehnung des Netzes verringert die auftretende Überspannung mit zunehmender Entfernung leicht, analog zum Spannungstrichter bei Spannungseinbruch.

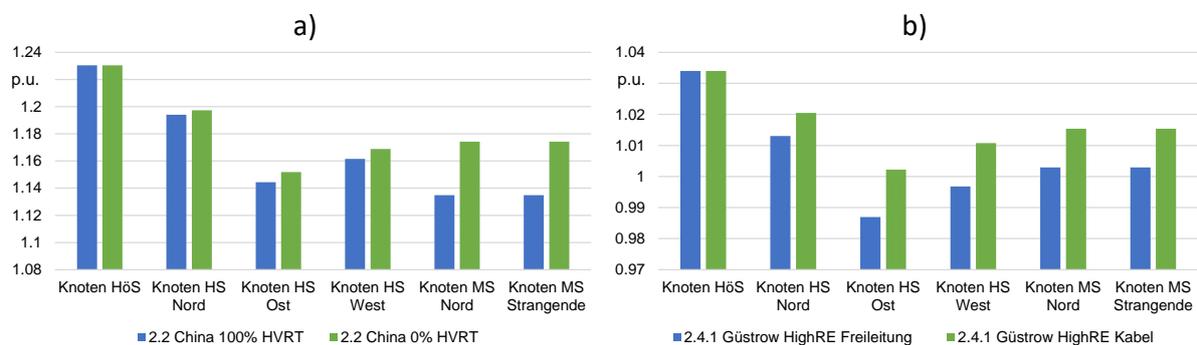


Abbildung 13: Max. Spannungserhöhung a) Ereignis 2.2 (0%, 100% OVRT) b) Ereignis 2.4.1 (0%, 100% Kabelanteil)

OLTC und langsame Kompensationsanlagen haben einen grundsätzlich positiven Einfluss bei Überspannungen, reagieren jedoch erst deutlich verzögert auf die teils schnellen Spannungsänderungen. Der Einfluss schnellregelnder Kompensationsanlagen wie STATCOMs ist positiv und verringert Spannungsabweichungen vom Referenzwert. Der Vorfehlerwert hat signifikanten Einfluss auf Überspannungen und Anlagenverhalten. Die im Rahmen der Untersuchung verwendeten Lastmodelle zeigen geringen Einfluss auf die Höhe der Spannungserhöhungen. Eine detailliertere Modellierung und Parametrierung basierend auf Realdaten könnte den Einfluss unterschiedlicher Lastausprägungen verstärken.

Untersuchungen im Verteilnetz: Ergebnisse in den Referenznetzen

Um den Einfluss unterschiedlicher realistischer Parameterausprägungen auf zeitweilige Überspannungseignisse zu untersuchen, werden diese anhand der vorgestellten Referenznetze untersucht. Es werden die beschriebenen vier Netznutzungsfälle und 14 Ereignisse simuliert. In Abbildung 14 sind die resultierenden Spannungserhöhungen der neun durch Spannungskurven simulierten Ereignisse (Ereignis 2.1.1 - 2.4.3), gemessen an HS-Knoten sowie ausgewählten MS-Knoten dargestellt. Grundsätzlich sind unterschiedliche resultierende Überspannungshöhen zu beobachten. Diese lassen sich auf die bereits im Testnetz untersuchte Parameterausprägungen in den Verteilnetzen zurückführen. Zwar ist der Einfluss des Kabelanteils in diesen Netzen niedrig, dies könnte aber auf eine Unterschätzung des Kabelanteils aufgrund der Methodik der Modellnetzerstellung zurückzuführen sein.

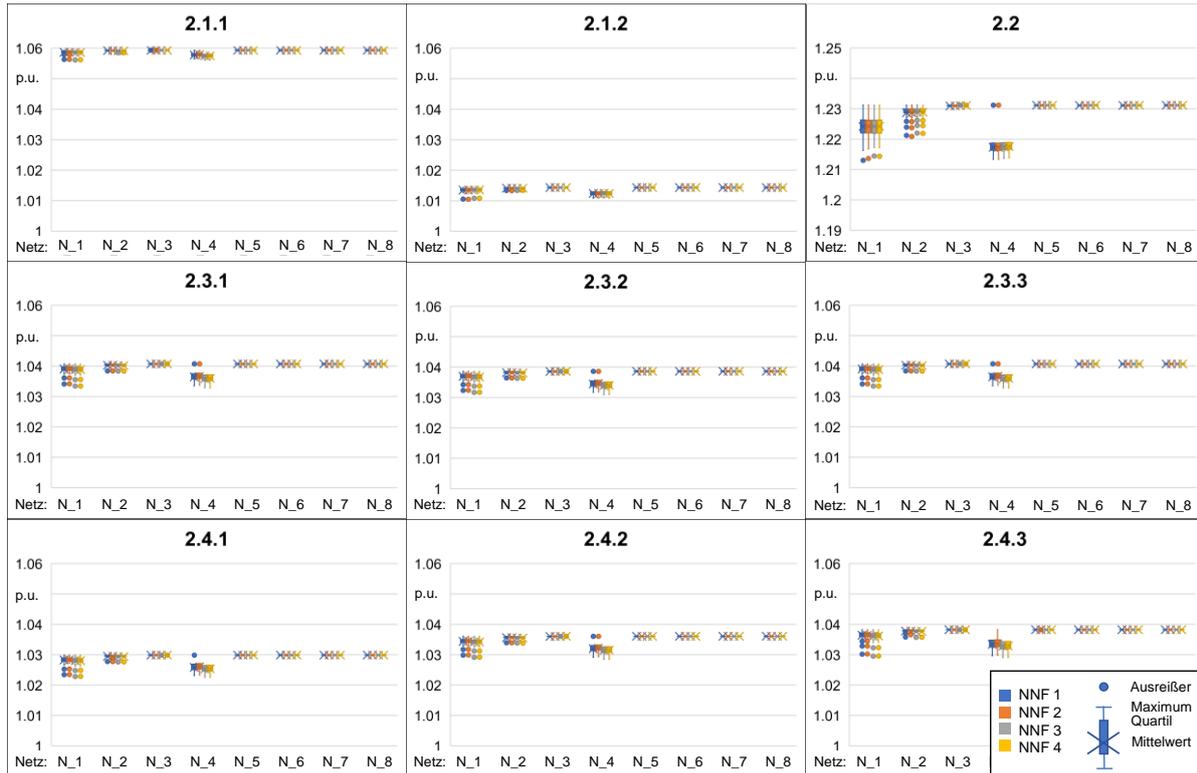


Abbildung 14: Resultierende Spannungserhöhungen der repräsentativen regionspezifischen Verteilnetze (N_1-N_8)

Der Einfluss regionspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse lässt sich primär auf die Durchdringung mit Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien und ihre OVRT-Fähigkeit zurückführen. Weiterhin haben in den Netzen verbleibende rotierende Massen einen großen Einfluss auf den Verlauf der resultierenden Spannungskurven, auch in Interaktion mit EZA. Einfluss auf die absolute Höhe der Überspannung hat der Vorfehlerzustand in Form der Betriebsspannung sowie des Netznutzungsfalls. Die OVRT-Fähigkeit trägt zur Stabilität der Netze und durch lokale Blindstromeinspeisung zur Eigensicherung bei und hat somit positiven Einfluss auf die Verhinderung möglicher großflächiger Ausfälle von Erzeugungsanlagen bei weiträumigen Überspannungen. Die Geschwindigkeit der Reduktion der Blindstromeinspeisung nach Rückkehr der Spannung (in Folge eines Spannungseinbruchs) hat Auswirkung auf Dauer und Höhe der durch EZA erzeugten Überspannung und sollte möglichst schnell erfolgen. Eine klare Fehlerdefinition im Übergang von Unter- zu Überspannung sowie die Verifikation der Anlagenfähigkeit zum Durchfahren solcher Ereignisse in Form von Tests scheinen im Zuge der Relevanz dieses Ereignisverlaufs notwendig. Schnell regelnde Kompensationsanlagen können die untersuchten zeitweiligen Überspannungen begrenzen. Der Einfluss mechanisch geregelter Kompensation ist grundsätzlich positiv, häufig erwiesen sich die Schaltzeiten jedoch als zu gering, um auf schnelle Spannungsänderungen zu reagieren.

Untersuchungen im Verteilnetz: Zusammenfassung der Ergebnisse

Aus den Untersuchungen schließen wir, dass eine kollektive Betrachtung der Spannungsstabilität in Übertragungs- und Verteilnetz immer wichtiger wird, um kritische Entwicklungen zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zu ergreifen. Aus Sicht des Übertragungsnetzes ist eine möglichst detaillierte Abbildung des Verteilnetzes vorteilhaft und in dieser Arbeit identifizierte, signifikante Parameter sollten priorisiert abgebildet werden.

Bei der Bewertung der Gefährdungssituation der Systemstabilität aufgrund zeitweiliger Überspannungen sowie bei der Dimensionierung und Ausgestaltung möglicher Gegenmaßnahmen sollte die installierte Leistung und OVRT-Fähigkeit der Anlagen im Netzgebiet als signifikante Einflussgröße mit einbezogen werden. Einfluss auf den Verlauf und die Höhe von Überspannungsereignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung. Eine genaue Abbildung der Netzimpedanz kann zur Verbesserung der Untersuchungen beitragen. Weitere regionalspezifische Einflüsse, wie die Ausgestaltung der Netzstruktur und die weitere Versorgungsaufgabe haben einen geringeren Einfluss auf das dynamische Verhalten im Überspannungsfall.

Untersuchungen im Übertragungsnetz: Modellierung

Die dynamischen Simulationen zeitweiliger Überspannungen beschränken sich auf das zukünftige deutsche Stromnetz (Jahr 2030). Dabei wurde die Übertragungs- sowie die Verteilnetzebene berücksichtigt. Die Datengrundlage stellt der NEP 2017-2030 (Bundesnetzagentur, 2018) dar.

Netzdaten des NEP 2017-2030 wurden von der Bundesnetzagentur bereitgestellt und anschließend von M.P.E. zur Nutzung in der Simulationssoftware PowerFactory aufbereitet. Im Vergleich zum bereitgestellten Ursprungsmodell wurden genehmigte Netzausbaumaßnahmen (Leitungen, Kompensationsanlagen, HGÜ) des Netzentwicklungsplans 2017-2030 integriert. Das Netzmodell stellt so den Ausbauzustand des Jahres 2030 dar. Abbildung 15 zeigt das aufbereitete Modell in einer geografischen Ansicht. Dabei ist die Zugehörigkeit der Standorte zu den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern farblich gekennzeichnet.

Das Übertragungsnetzmodell umfasst neben der Höchstspannungsebene auch standortspezifische Modelle der Verteilnetze. In Zusammenarbeit mit der FGH e.V. wurden zusammengefasste Verteilnetze an allen Verknüpfungspunkten (von Übertragungs- zu Verteilnetz) modelliert. Die Standardstruktur folgt dabei Abbildung 16. Sowohl auf Höchstspannungsebene als auch in den Verteilnetzen sind dynamische Modelle für Kraftwerke und Erzeugungsanlagen hinterlegt. Ebenso sind für alle weiteren Betriebsmittel (z.B. STATCOM und HGÜ) dynamische Regelungen modelliert. Diese wurden im Rahmen des Projekts (weiter-) entwickelt, implementiert und geprüft. Auch die dynamische Modellierung der Randnetze (Verbindungen des deutschen Übertragungsnetzes zum europäischen Verbundnetz) wurde im Rahmen des Projekts mehrfach weiterentwickelt.

Die wichtigsten Einflussgrößen auf zeitweilige Überspannungen im Verteilnetz stellen OVRT-Fähigkeit sowie Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen dar. Diese Erkenntnisse sind in die Ersatznetzmodellierung der Verteilnetze eingeflossen. Die Unterschiede im Anlagenverhalten „alter“ bzw. „neuer“ umrichterbasierter Erzeugungsanlagen (Wind/PV) wurde in der Modellierung beachtet. So unterscheiden sich beispielsweise die dynamische Netzstützung und die OVRT-Anforderungen je nach Inbetriebnahmejahr der Anlagen. „Alte“ EZA werden im Modell unter Berücksichtigung der SDLWindV nachgebildet, „neue“ Anlagen auf Grundlage der geltenden VDE TAR Normen.



Abbildung 15: Aufbereitetes und weiterentwickeltes deutsches Übertragungsnetzmodell auf Basis von Daten der BNetzA und des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2030 in der Simulationssoftware PowerFactory

Abbildung 16: Standard-Struktur der aggregierten Verteilnetze für Simulationen im Übertragungsnetzmodell

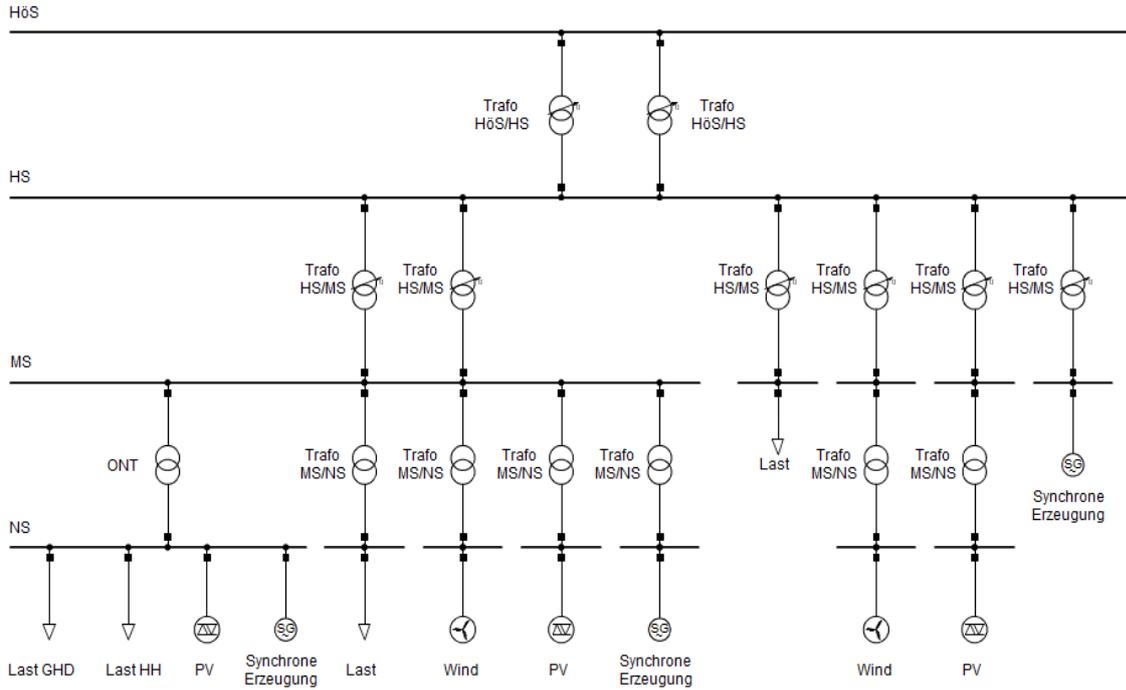


Abbildung 17 zeigt den Prozess der Erstellung und Weiterentwicklung des Übertragungsnetzmodells.



Abbildung 17: Prozess der Modellierung des Übertragungsnetzes auf Basis der Daten des NEP 2017-2030

Untersuchungen im Übertragungsnetz: Überblick Netzmodell

Die in Abbildung 15 dargestellte Netztopologie umfasst alle im NEP 2017-2030 genehmigten Netzausbaumaßnahmen. Dies beinhaltet neben AC-Übertragungsleitungen auch fünf innerdeutsche HGÜ (je 2GW Übertragungsleistung) sowie sechs grenzüberschreitende HGÜ (je 0,6GW...1,4GW Übertragungsleistung). Zudem sind bereits im NEP 2017-2030 genehmigte Betriebsmittel zur dynamischen Blindleistungsbereitstellung modelliert: dies umfasst 6,8GVA STATCOM und 1,7GVA rotierende Phasenschieber auf Übertragungsnetzebene.

Die Erzeugungsstruktur bildet das Szenario B2030 des NEP ab und umfasst die installierten Leistungen, wie in Tabelle 6 aufgeführt. Die geografische Verteilung der Erzeugungsarten innerhalb der standortspezifischen Verteilnetze ist in Abbildung 18 dargestellt.

Tabelle 6: Modellierte Erzeugungsstruktur 2030 für Untersuchungen im Übertragungsnetz

	Energieträger	Installierte Leistung [GW]
Übertragungs- netz	Kernenergie	0,0
	Kohle	21,8
	Gas	8,5
	Pumpspeicher	6,4
	Windkraft offshore	15,1
	Windkraft onshore	2,6
Verteil- netze	Sonst. synchrone Erzeugung (Gas/Biomasse/Wasser)	38,3
	Windkraft onshore	56,0
	Photovoltaik	67,2

Untersuchungen im Übertragungsnetz: Betriebsfälle (Dispatch)

Mit den Daten der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurden vier Betriebsfälle (auch: Netznutzungsfälle) zur Verfügung gestellt. Der Betriebsfall *Viel EE, Starklast* mit hohem Lastniveau und hoher Windeinspeisung ist von großer Bedeutung für die dynamischen Analysen im Übertragungsnetz. Es ergeben sich hohe Leistungsflüsse in Richtung Süden aufgrund der Konzentration der Erzeugung in Norddeutschland.

Ein zusätzlicher Betriebsfall wurde anhand historischer Erzeugungs- und Lastdaten (auf das Jahr 2030 hin angepasst) für das deutsche Übertragungsnetz erstellt. Der Betriebsfall *Viel Wind, Schwachlast* ergänzt die Untersuchung um einen Zustand mit niedrigem Lastniveau und hoher Windeinspeisung. Es ergibt sich eine negative Residuallast.

Mit einem möglichen Kohleausstieg bis zum Jahr 2030, d.h. dem Wegfall großer Synchronmaschinen, steigt potenziell das Risiko für Überspannungen weiter an. Dieses Szenario wurde daher im Rahmen der simulativen Untersuchungen zusätzlich betrachtet. Der Betriebsfall *Kohleausstieg, Starklast* beschreibt eine Stunde hoher Last und hoher Einspeisung aus regenerativen Quellen, speziell der Windkraft. Hingegen werden nur 15 GW aus Synchronmaschinen (Gas, KWK etc.) gewonnen und in Summe nahezu nichts ex- bzw. importiert. So ergeben sich hohe Leistungstransfers über die innerdeutschen Leitungen und damit ein erhöhtes Risiko für zeitweilige Überspannungen aufgrund veränderter Leistungsflüsse.

Die drei für die Simulationsstudie relevanten Betriebsfälle sind in nachstehender Tabelle aufgeführt. Auf zusätzlich untersuchte Betriebsfälle, die für die Entstehung von zeitweiligen Überspannungen weniger erheblich sind, wird in diesem Bericht nicht weiter eingegangen.

Tabelle 7: Betriebsfälle für Untersuchungen im Übertragungsnetz

Betriebsfall	Erzeugung [GW]				Last [GW]	Residual [GW]	Export [GW]
	Kohle	Gas / Sonst.	Wind	PV			
Viel EE, Starklast	14	13	62	16	75	-3	23
Viel Wind, Schwachlast	10	12	57	0	50	-7	24
Kohleausstieg, Starklast	0	15	62	16	75	-3	-3

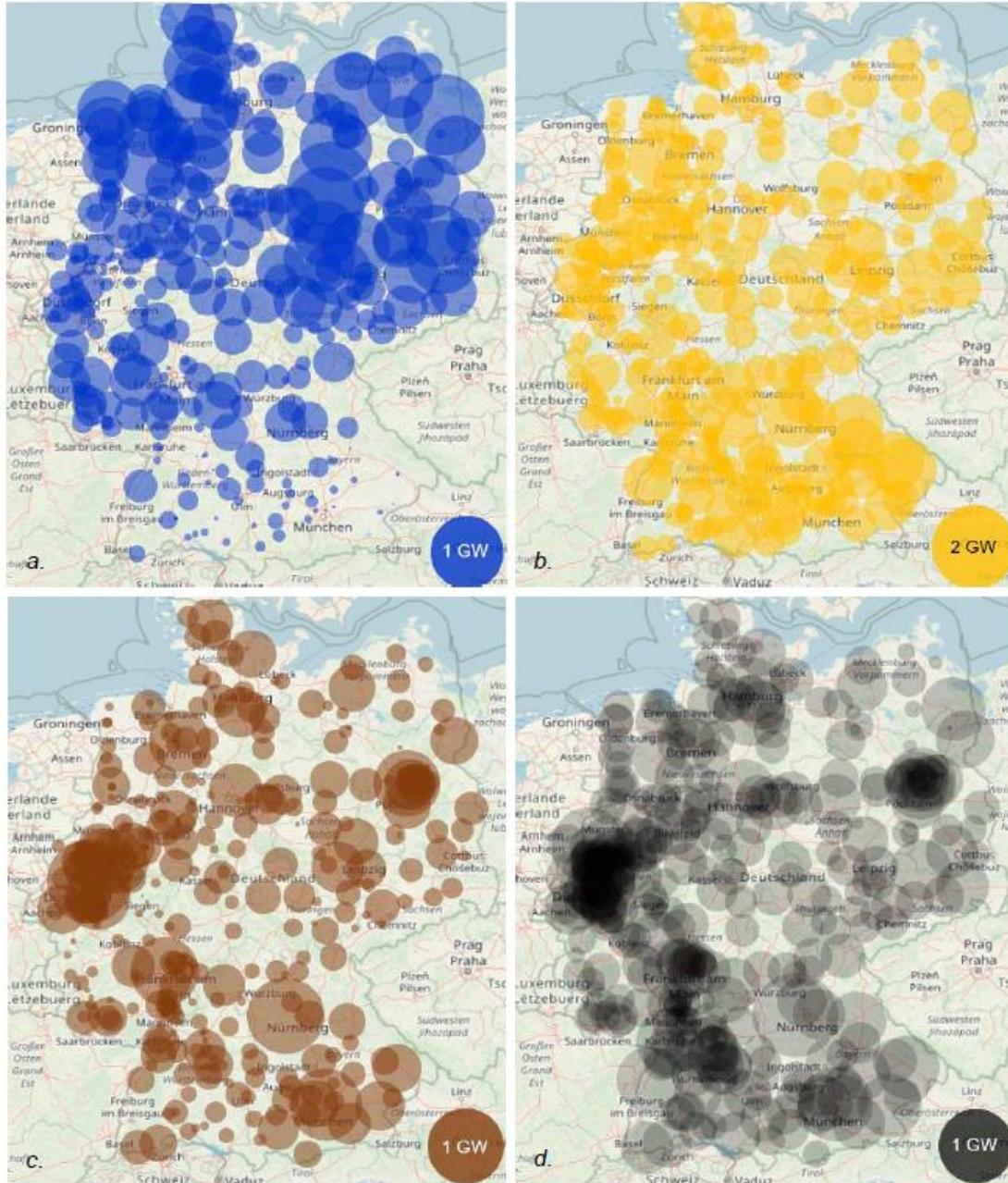


Abbildung 18: Geografische Verteilung der installierten Erzeugungsleistung je Energieträger (a. Windkraftanlagen, b. Photovoltaik-Anlagen, c. synchrone Erzeuger) und der maximalen Last (d.) innerhalb der modellierten Verteilnetze (Brenner, 2020)

Untersuchungen im Übertragungsnetz: Simulation und Bewertung von Überspannungsereignissen

Unter Zuhilfenahme des Netzmodells wurden zahlreiche dynamische Simulationen (Effektivwert-Simulationen im Zeitbereich) durchgeführt. Dabei wurden ausgewählte Fehlerfälle betrachtet, die berücksichtigten Fehlerorte sind in Abbildung 19 dargestellt. Neben (n-1)-Fehlern, die den Ausfall eines Betriebsmittels simulieren, wurden ebenso (n-1)-1-Fehler analysiert. Dabei kommt es zum Ausfall eines Betriebsmittels, wobei ein weiteres Betriebsmittel bereits außer Betrieb ist z.B. aufgrund vorheriger Ereignisse oder Wartung.

Ziel der Simulationsstudie ist es, Überspannungen in ihrer Höhe, Dauer und im Verlauf zu analysieren. Des Weiteren findet eine Bewertung des Ausfallrisikos von Erzeugungsanlagen statt.

Im Rahmen der simulativen Analysen konnten zeitweilige Überspannungen aufgrund veränderter Leistungsflüsse im zukünftigen deutschen Stromnetz beobachtet werden. Die Untersuchungen bestätigen eine steigende Relevanz der Thematik bei hoher Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen, abnehmender Anzahl an netzgekoppelten Synchrongeneratoren und einer hohen Auslastung der Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren.

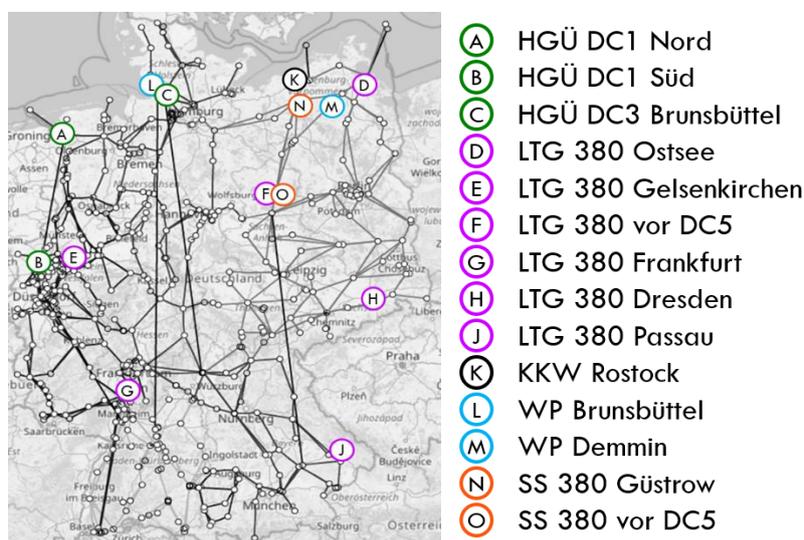


Abbildung 19: Ausgewählte Fehlerorte für die Simulationsstudie im Übertragungsnetz

Die auftretenden Überspannungen fallen regional stark unterschiedlich aus. In Abbildung 20 sind die resultierenden maximale Überspannung auf der 380kV- und 220kV-Ebene für die betrachteten (n-1)-Fehlerfälle dargestellt. Betrachtet wird hierbei der Zeitbereich ab 100ms nach Fehlerklärung. Es werden zeitweilige Überspannungen aufgrund veränderter Leistungsflüsse im zukünftigen deutschen Stromnetz beobachtet, die bis zu 7% höher sind als die Vorfehlerspannung. Für die betrachteten (n-1)-1-Fehlerfälle betragen die zeitweiligen Überspannungen bis zu 8%. Ein beispielhafter Verlauf zeitweiliger Überspannung ist in Abbildung 21 für das Fehlerereignis D (Leitungsausfall nahe Lubmin an der Ostsee) dargestellt.

Die zeitweiligen Überspannungen übersteigen nicht die aktuell zulässigen Grenzen der OVRT-Richtlinien für Erzeugungsanlagen (< 10% Spannungssprung im Zeitbereich ab 100ms). Erzeugungsausfälle als Folge zeitweiliger Überspannungen können hingegen bei älteren Erzeugungsanlagen auftreten, die noch keine definierten OVRT-Anforderungen erfüllen.

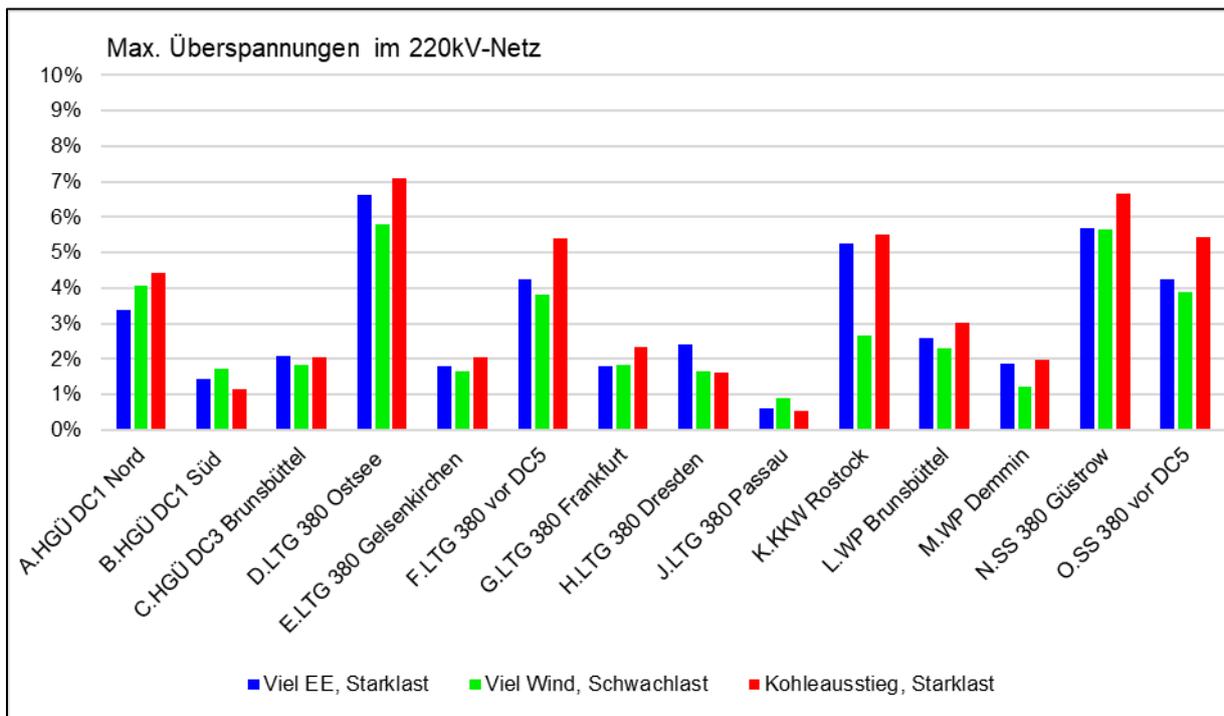
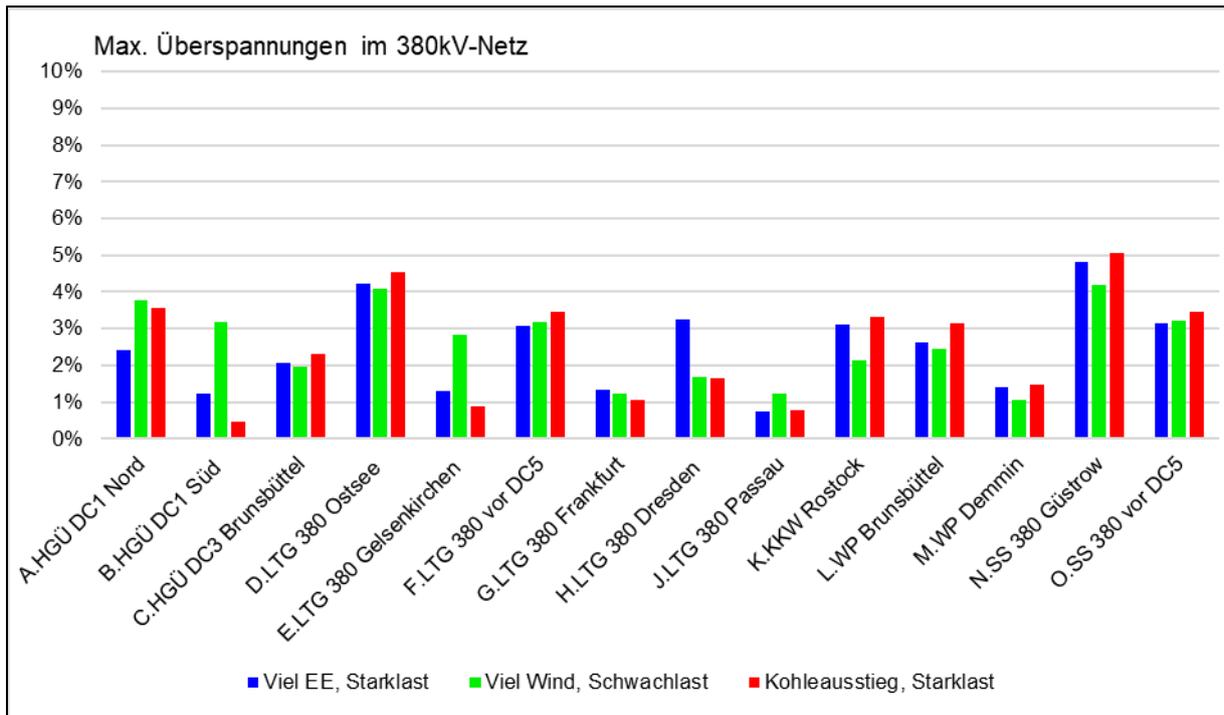


Abbildung 20: Maximale zeitweilige (ab 100ms nach Fehlerklärung) Überspannungen im Übertragungsnetz bei (n-1)-Fehlerfällen

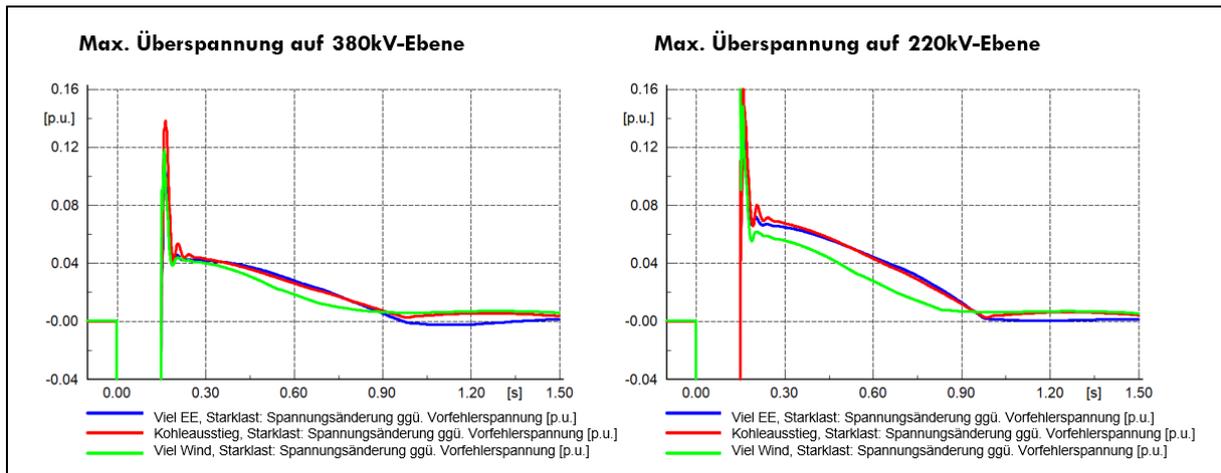


Abbildung 21: Maximale zeitweilige Überspannungen bei (n-1)-Leitungsausfall nahe Lubmin (Fehlerereignis D)

Erzeugungsanlagen, die vor den Jahren 2015 bzw. 2018 erbaut wurden, mussten noch keine definierten OVRT-Anforderungen erfüllen. Ein Ausfall aufgrund von zeitweiligen Überspannungen kann schon bei erheblich geringeren Spannungssprüngen auftreten, als das für „Neuanlagen“ der Fall ist. Die konkrete Überspannungsfestigkeit der „Altanlagen“ ist nicht bekannt. Je nach Betriebszustand in den Verteilnetzen und zugehöriger Vorfehlerspannung sind Ausfälle bereits bei Spannungssprüngen <10% möglich.

Folglich zeigen die dynamischen Simulationen ein signifikantes Risiko eines Erzeugungsausfalls: In Tabelle 8 und Tabelle 9 ist aufgeführt, welche Erzeugungsleistung bei den verschiedenen Fehlerereignissen ausfallen könnte. Zahlreiche „Altanlagen“ erfahren einen Spannungssprung von >5%. Wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen ohne geforderte OVRT-Fähigkeit bereits bei diesem Spannungssprung ausfallen, ergäben sich Erzeugungsausfälle von bis zu 2,3 GW im (n-1)-Fall bzw. >3GW im (n-1)-1-Fall. Wird hingegen ein Ausfall der „Altanlagen“ erst bei einem Spannungssprung von >6% angenommen, ergäben sich Erzeugungsausfälle von bis zu 1,8 GW bzw. 2,9 GW. Perspektivisch wird das Ausfallrisiko über das Jahr 2030 hinaus abnehmen, wenn die Durchdringung der Erzeugungsanlagen mit OVRT-fähigen „neuen“ Anlagen weiter ansteigt.

Tabelle 8: Ausfallrisiko „alter“ Erzeugungsanlagen bei ausgewählten (n-1)-Fehlerereignissen im Übertragungsnetz

Betriebsfall	Netzereignis	Erzeugungsleistung [GW] erfährt Δu von					
		0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Viel EE, Starklast	D.LTG 380 Ostsee	0,24	0,13	0,03	0,00	0,00	0,00
Viel EE, Starklast	N.SS 380 Güstrow	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Viel Wind, Schwachlast	D.LTG 380 Ostsee	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Viel Wind, Schwachlast	N.SS 380 Güstrow	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kohleausstieg	D.LTG 380 Ostsee	2,27	1,75	0,63	0,03	0,00	0,00
Kohleausstieg	N.SS 380 Güstrow	1,78	0,72	0,07	0,00	0,00	0,00

Tabelle 9: Ausfallrisiko „alter“ Erzeugungsanlagen bei ausgewählten (n-1)-1-Fehlerereignissen im Übertragungsnetz

Betriebsfall	Netzereignis	Erzeugungsleistung [GW] erfährt Δ von					
		0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10
Viel EE, Starklast	D.LTG 380 Ostsee	0,69	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00
Viel EE, Starklast	N.SS 380 Güstrow	1,54	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
Viel Wind, Schwachlast	D.LTG 380 Ostsee	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Viel Wind, Schwachlast	N.SS 380 Güstrow	2,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kohleausstieg	D.LTG 380 Ostsee	3,80	2,49	1,76	0,62	0,03	0,00
Kohleausstieg	N.SS 380 Güstrow	4,36	2,88	1,17	0,07	0,00	0,00

Zusätzlich zur Untersuchung des maximalen Spannungssprungs an den EZA, wurde der tatsächliche Ausfall von „Altanlagen“ simulativ betrachtet. In Abbildung 22 ist ein beispielhafter Ausfall in den Verteilnetzen sichtbar. Modelliert wurde ein Ausfall der „Altanlagen“ bei einem Spannungssprung von +5% im Fall eines (n-1)-1-Fehlerereignisses. Kaskadierende Ausfallereignisse sind in diesem Fall erkennbar: so führen Ausfälle von EZA zur weiteren Entlastung des Netzes und folglich weiteren Erzeugungsausfällen aufgrund von Überspannungen. Derartige Kaskaden-Effekte müssen im Netzbetrieb vermieden werden, um die Systemsicherheit nicht zu gefährden. In Tabelle 8 und Tabelle 9 ist das zusätzliche Ausfallrisiko aufgrund von Kaskaden-Effekten nicht mitaufgeführt.

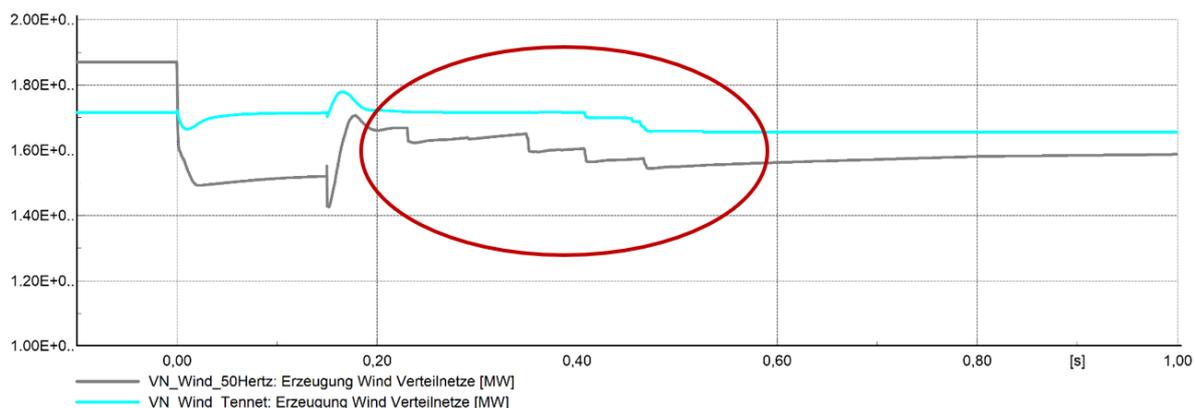


Abbildung 22: Eingespeiste Leistung der Windenergieanlagen in den Verteilnetzen bei Auftreten eines (n-1)-1-Fehlers im Übertragungsnetz (Fehlerereignis N, Betriebsfall „Viel EE, Starklast“) und darauffolgender Abschaltung von „alten“ Erzeugungsanlagen

Untersuchungen im Übertragungsnetz: Positiver Effekt netzstützender Elemente

Insgesamt übersteigen zeitweilige Überspannungen im zukünftigen Stromnetz nicht die aktuell zulässigen Grenzen der OVRT-Richtlinien für Erzeugungsanlagen (< 10% Spannungssprung im Zeitbereich ab 100ms). Grund hierfür sind unter anderem zahlreiche netzstützende Elemente im Übertragungsnetz, die bis zum Jahr 2030 geplant sind. So sind beispielsweise 6,8GVA an dynamischer Netzstützung in Form von STATCOM im Netzmodell enthalten. Diese wirken effektiv Überspannungen entgegen (siehe dazu auch die Abschnitte zu AP3 und AP4). Simulative Untersuchungen, die den spannungsstützenden Effekt der STATCOM im Überspannungsfall ignorieren, zeigen höhere zeitweilige Überspannungen (+2%). Darüber hinaus erhöht sich das Ausfallrisiko von Erzeugungsanlagen, da sich die regionale Ausdehnung zeitweiliger Überspannungen deutlich vergrößert (siehe Abbildung 23).

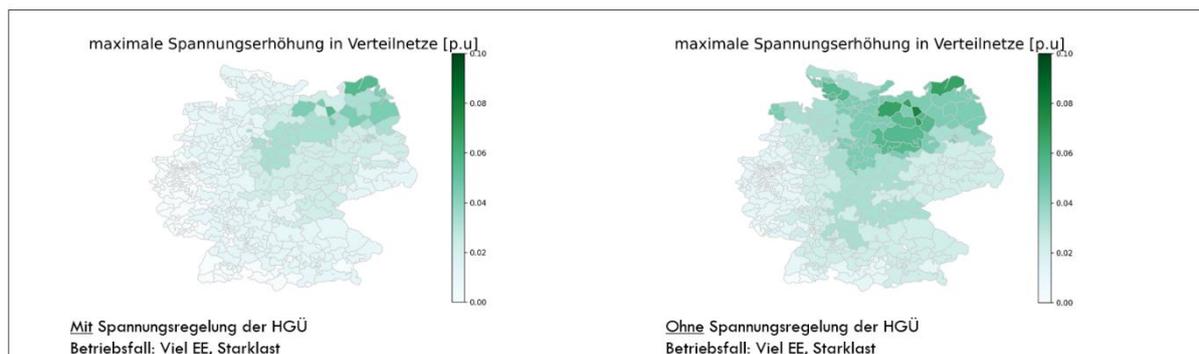


Abbildung 23: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne Spannungsstützung der STATCOM für den (n-1)-Leitungsausfall nahe Lubmin (Fehlerereignis D)

Ähnliches gilt für die bis zum Jahr 2030 geplanten innerdeutschen HGÜ-Systeme. Die integrierte AC-Spannungsregelung der Konverter hat signifikanten Einfluss auf die Spannung nahe der jeweiligen Anschlusspunkte. Simulative Untersuchungen, die den spannungsstützenden Effekt der HGÜ-Konverter ignorieren, zeigen höhere zeitweilige Überspannungen (+2%). Ebenso erhöht sich das Ausfallrisiko von Erzeugungsanlagen, da sich die regionale Ausdehnung zeitweiliger Überspannungen deutlich vergrößert (siehe Abbildung 24).

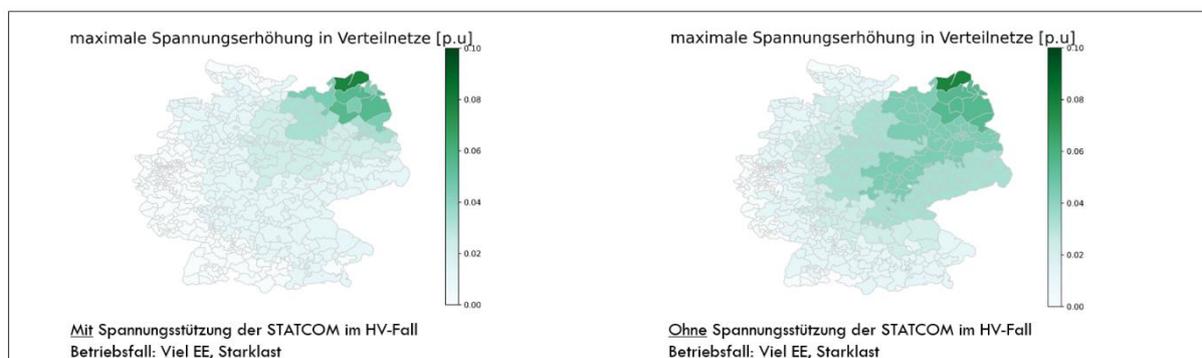


Abbildung 24: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne AC-Spannungsregelung der HGÜ für den (n-1)-Sammelschienausfall in Güstrow (Fehlerereignis N)

Kurzzusammenfassung des AP1

- Es wurden mögliche Überspannungsereignisse und -ursachen im Netz identifiziert und dynamische Simulationen zur Untersuchung und Bewertung von Überspannungsereignissen durchgeführt. Dabei wurden Höhe, Dauer und Wirkungsbereich von zeitweiligen Überspannungen ermittelt.
- Als äußerst wichtige Fehlersequenz ergibt sich ein Unterspannungsereignis (LV) z.B. aufgrund eines Kurzschlusses im Übertragungsnetz, gefolgt von einem Überspannungsereignis (HV) aufgrund verminderter Leistungsflüsse nach Fehlerklärung. Die zeitweilige Überspannung bleibt bis zur Wirkleistungsrückkehr der Anlagen auf den jeweiligen Vorfehlerwert bestehen (Dauer etwa 1s).
- Die Höhe und der Verlauf der Überspannungen ist stark abhängig von der regionalen Erzeugungstruktur, netzstützenden Elementen und dem Netznutzungsfall. Zeitweilige Überspannungen treten insbesondere bei hoher Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen, geringer Anzahl an netzgekoppelter Synchrongeneratoren und einer hohen Auslastung der Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren auf. In den Verteilnetzen kann ein hoher Anteil von „Neuanlagen“ die lokal auftretenden Überspannungen verringern.
- Insgesamt übersteigen zeitweilige Überspannungen im zukünftigen Stromnetz nicht die aktuell zulässigen Grenzen der OVRT-Richtlinien für Erzeugungsanlagen (< 10%)

Spannungssprung im Zeitbereich ab 100ms). Erzeugungsausfälle als Folge zeitweiliger Überspannungen können hingegen bei älteren Erzeugungsanlagen auftreten, die noch keine definierten OVRT-Anforderungen erfüllen.

- Die Geschwindigkeit der Reduktion der Blindstromeinspeisung nach Rückkehr der Spannung (in Folge eines Spannungseinbruchs) hat Auswirkung auf Dauer und Höhe der durch EZA erzeugten Überspannung und sollte möglichst schnell erfolgen. Eine klare Fehlerdefinition im Übergang von Unter- zu Überspannung sowie die Verifikation der Anlagenfähigkeit zum Durchfahren solcher Ereignisse in Form von Tests scheinen im Zuge der Relevanz dieses Ereignisverlaufs notwendig.

Aus den Erkenntnissen des AP1 ergeben sich folgende abgeleitete Handlungsempfehlungen:

- Eine Erhöhung der geltenden nationalen OVRT-Richtlinien (VDE) ist nicht notwendig.
- Eine Verringerung der geltenden nationalen OVRT-Anforderungen (z.B. auf die vor 2021 geltenden Werte) ist denkbar.
- Speziell die Kombination eines LVRT-OVRT-Ereignisses sollte in der Norm einbegriffen sein und die Anforderungen klar definiert werden (z.B. Geschwindigkeit der Blindstromregelung).
- Während eines Überspannungseignisses muss die Wirkleistung wieder auf den Vorfehlerwert gesteigert werden.
- Die Erfüllung der OVRT-Anforderungen durch die Anlagen sollte ausreichend geprüft werden.

2.1.2 AP 2 {Analyse des Überspannungsverhaltens von Netzkundenanlagen und Erarbeitung von Auslegungskriterien} (Autarsys)

Das AP 2 gliedert sich in 5 Unterarbeitspakete. Die Recherche zur Normenlage hinsichtlich Überspannungsanforderungen und die Analyse der Überspannungsempfindlichkeit verschiedener Technologien. Des Weiteren die Modellierung des OVRT-Verhaltens der verschiedenen EZAs mit besonderem Augenmerk auf ein Batteriemrichtersystems. Mit den Erkenntnissen konnten Kosten für eine erweiterte Überspannungsfähigkeit erstellt werden. Verantwortlich in diesem Arbeitspaket war die Fa. Autarsys, wobei die Projektpartner unterschiedlich viel unterstützten. In dem AP wurde ein Meilenstein gesetzt und erreicht, dieser ist in Tabelle 10 aufgelistet.

Tabelle 10: Meilensteine des Arbeitspaket 2

Ergebnis / Meilenstein Nr.	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
M2	Das Verhalten von relevanten Netzkundenanlagen im Überspannungsfall wurde analysiert und katalogisiert	Q4 2019	Ca. um 8 Monate verzögert, da temporärer Mangel an Personalressourcen

AP2.1 – Recherche zur Normenlage hinsichtlich Netzspannungsqualität und Verbraucheranforderungen (Fraunhofer ISE)

Zu Beginn dieses Arbeitspaketes wurde mit der Recherche zu bestehenden Überspannungsanforderungen in den nationalen Netzanschlussrichtlinien begonnen. Die gesammelten Erkenntnisse dieses Arbeitspaketes wurden in einem Excel-Dokument zusammengetragen.

Als Grundlage für den nationalen Bereich wurden die Normen der Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an den verschiedenen Netzebenen und deren Betrieb genommen. Diese sind:

- Technische Netzanschlussregel für Niederspannung (VDE eV, 2019 – VDE-AR-N 4105)
- Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE eV., 2018)
- Technische Netzanschlussregel für die Mittelspannung (VDE eV, 2018)
- Technische Netzanschlussregel für die Hochspannung (VDE eV, 2018)
- Technische Netzanschlussregel für die Höchstspannung (VDE-AR-N 4130)
- Technische Regel HGÜ (VDE-AR-N 4131)

Zusätzlich zu den genannten Normen wurden die Anforderungen in der Technischen Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 3 (TR3) in die Recherche miteinbezogen. In Abbildung 25 ist die resultierende Tabelle abgebildet. Dort sind die jeweiligen geforderten OVRT-Parameter je Norm abgebildet.

Spannung (verkettete größte ULL)	Fehlerart	NS		MS		HS		HÖS		HGÜ-Systeme (Entwurf)		Lastart	Blindleistung Q/pn		
		Fehlerdauer nach AR-N-4105 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4110 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4120 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4131:2018-02 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4131:2018-02 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4131:2018-02 [ms]						
1,10 pu		1,15			1,118					220 kV	400 kV	nach TR3 bestimmt			
von 1,05 auf ≥ 1,10 pu	zweiphasig dreiphasig					5000 (K=4)	5000 (K=4)					P > 0,1Pn			
von 1,05 auf ≥ 1,15 pu	zweiphasig dreiphasig		5000	5000	5000	5000 (K=2)	5000 (K=2)					Volllast	P > 0,1Pn		
x ≥ 1,10 pu	zweiphasig dreiphasig		5000	5000	5000	5000 (K=2)	5000 (K=2)					Teillast	0 bis ± 10%		
x ≤ 1,15 pu	zweiphasig dreiphasig	60000	60000									Volllast	0 bis ± 10%		
x ≤ 1,2 pu	zweiphasig dreiphasig	5000	5000			60000	60000			→ bis 1,1 pu	60000	→ bis 1,1 pu	2000	Volllast	0 bis ± 10%
x ≤ 1,25 pu	zweiphasig dreiphasig	100	100	60000	→ bis 1,15 pu	60000	→ bis 1,15 pu			→ bis 1,1 pu	60000	→ bis 1,1 pu	200	Volllast	0 bis ± 10%
x ≤ 1,3 pu	zweiphasig dreiphasig			100		100		100		→ bis 1,2 pu	100	→ bis 1,2 pu		Volllast	0 bis ± 10%
Anschwingzeit	Typ 1	6000	3000 (GuD: 6000)												
	Typ 2	1000 (rot. Ma.: 6000)	1000	1000	1000	1000	1000								
Verstärkungsfaktor	Typ 2		2	5	5	5	5								

Abbildung 25: Überblick über die nationalen OVRT-Anforderungen

Hierbei wurden waagrecht die verschiedenen Spannungsebenen und senkrecht die jeweiligen Überspannungsgrenzen, die Anschlagzeit (Einschwingzeit auf Vorfehlerzustand ->

Wirkstromwiederkehr) sowie der Verstärkungsfaktor aufgetragen. Für eine bessere Übersichtlichkeit wurden die gesammelten Anforderungen in einem Diagramm zusammengefasst, siehe Abbildung 26.

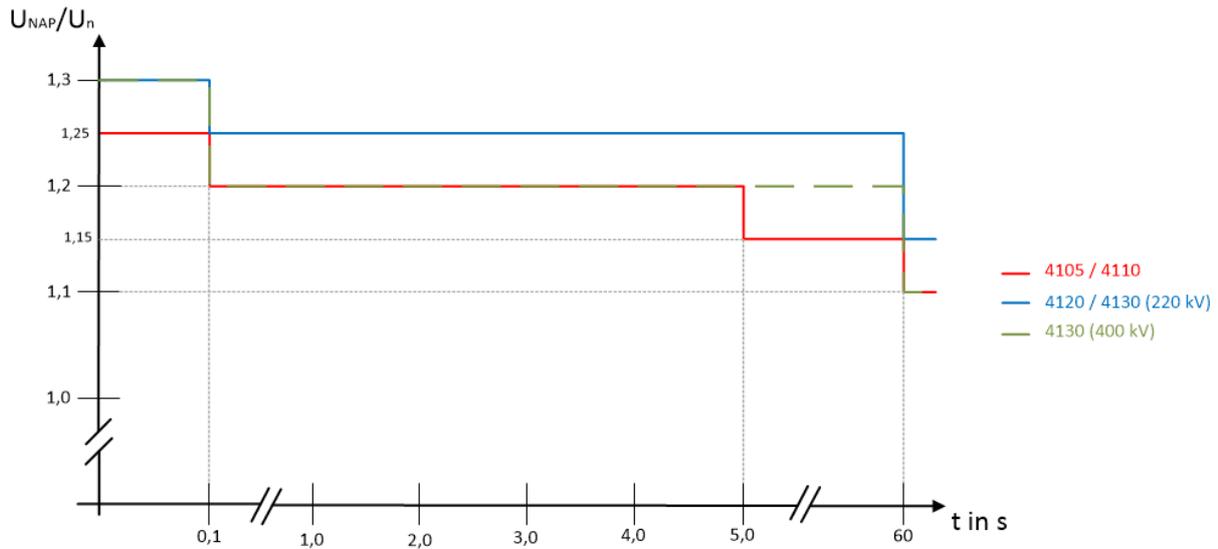


Abbildung 26: Nationale OVRT-Anforderungen (absolute Spannungsgrenzen in p.u.) in Diagramm zusammengefasst

Auf OVRT-Anforderungen für die verschiedenen Verbraucher wird in den nationalen Normen nicht näher eingegangen. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass auch die angeschlossenen Betriebsmittel der Verbraucher sich an die später im Kapitel noch vorgestellte Isolationskoordination halten müssen. Somit wurde angenommen, dass die Verbraucher sich wie Erzeugungseinheiten in Bezug auf ihre Fähigkeit Überspannungen zu überstehen, verhalten. Die dynamische Netzstützung im OVRT-Fall gilt neben Erzeugungsanlagen auch explizit für Mischanlagen (Erzeugungsanlage mit Speicher oder Verbraucher).

Im nächsten Schritt wurde die Suche auf internationale Überspannungsanforderungen ausgeweitet. Hierbei konnten Netzanschlussrichtlinien für mehrere Länder für unterschiedliche Spannungsebenen ermittelt werden. Diese Länder sind Italien, Südafrika, Australien, Spanien, Dänemark, Tunesien, Kanada, Schottland, West USA und China. Auch hier wurden die jeweiligen OVRT-Anforderungen in die jeweiligen Spannungsebenen, falls verfügbar, in tabellarischer Form aufgelistet. Für bessere Vergleichbarkeit der internationalen mit den nationalen Anschlussrichtlinien, wurde die gesammelten OVRT-Anforderungen je Spannungsebene in einer Tabelle aufgelistet. Abbildung 27, Abbildung 102, Abbildung 103 und Abbildung 104 (Anhang) zeigen die daraus entstandenen vier Tabellen.

		Deutschland	Europa (EN)	Südafrika
Spannung (verkettet) (größte ULL)	Fehlerart	Fehlerdauer nach AR-N-4105 [ms]	CLC/TS50549-2 [ms]	Grid Connection Code for RPP [ms] Kategorie A1 und A2
		Stützung der Netzspannung mittels geeigneter Einspeisung Blindstrom		
1,10 pu				
$x \leq 1,15$ pu	zweiphasig dreiphasig	60000	60000	
$x \geq 1,15$ pu	zweiphasig dreiphasig			
$x \leq 1,2$ pu	zweiphasig dreiphasig	5000	5000	2000 -> bis 1,1 pu
$x \geq 1,2$ pu	zweiphasig dreiphasig			160
$x \leq 1,25$ pu	zweiphasig dreiphasig	100	100	
$x \leq 1,3$ pu	zweiphasig dreiphasig			
$x \geq 1,3$ pu	zweiphasig dreiphasig			
Anschwingzeit	Typ 1 Typ 2	6000 1000 (rot. Ma.: 6000)		
Verstärkungsfaktor	Typ 2			

Abbildung 27: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Niederspannung

Auch hier wurden die Anforderungen in Diagramme übertragen und in Abbildung 28 wird beispielsweise die Anforderung auf Hochspannungsebene in drei verschiedenen Ländern im Vergleich mit Deutschland dargestellt.

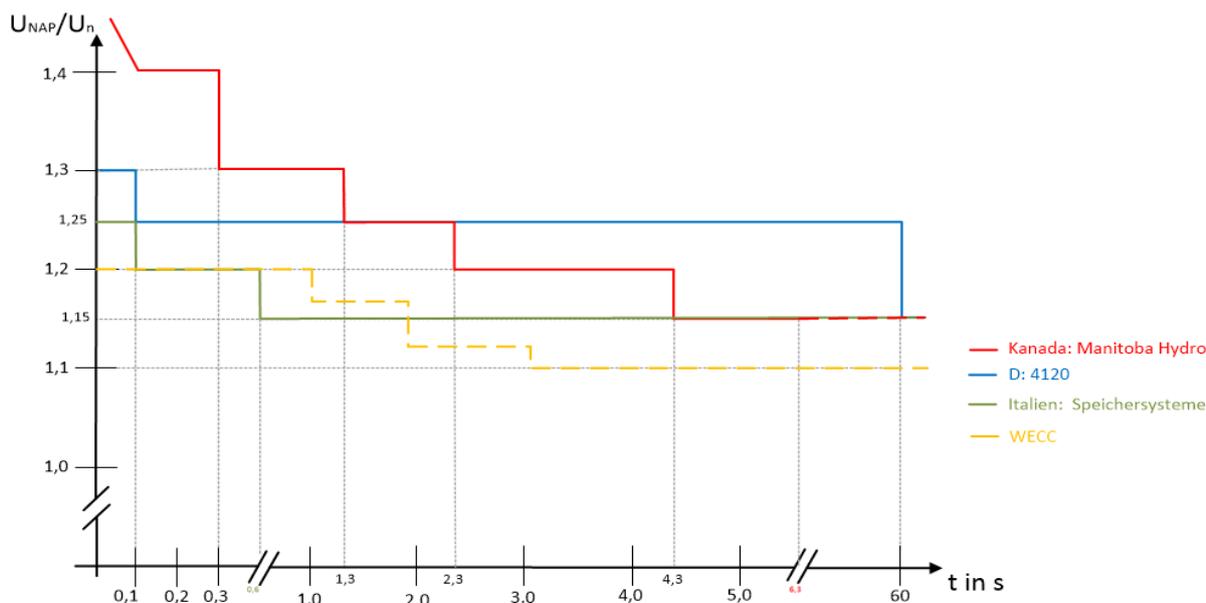


Abbildung 28: Vergleich der nationalen HS-OVRT-Anforderung im Vergleich mit drei internationalen Anforderungen (absolute Spannungswerte in p.u.)

In einer weiteren Recherche wurde die nationale Schutzkoordination der jeweiligen Spannungsebene betrachtet. Dabei wurde festgestellt, dass sich die Anforderungen an die Schutzauflösung den jeweiligen OVRT-Anforderungen unterordnen müssen. Auch diese Ergebnisse wurden dem Excel-Dokument hinzugefügt. In diesem Zusammenhang wurde auch die Isolationskoordination einzelner Betriebsmittel untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass nach DIN EN 60071-1 (Isolationskoordination) die Spannungsfestigkeit bei einer Spannungsüberhöhung im MS- und HS-Netz gegeben ist. Zusätzlich dazu sollen nach DIN EN 60076 (VDE 0532-76) Transformatoren für eine bestimmte höhere Spannung ausgelegt werden. Auch Generatoren (Synchronmaschinen) können aufgrund des geforderten Di-Elektrik-Tests (Spannungs-Überschlagtest) den geforderten Überspannungen standhalten. Somit ist klar, dass die Isolations- und Schutzkoordination die OVRT-Anforderungen der nationalen Normen nicht beeinträchtigt. Insgesamt zeigt sich in der Recherche, dass es in den verschiedenen Ländern unterschiedliche OVRT-Anforderungen gibt. Teilweise werden höhere Überspannungen gefordert, die von den angeschlossenen Betriebsmitteln bewältigt werden müssen. Das hat den Hintergrund, dass jedes Netz unterschiedlich aufgebaut ist, sodass die Anforderungen, die für dieses Netz gerechtfertigt sind, für andere Netze in anderen Ländern, welche andere Eigenschaften haben, zu streng, unzureichend oder völlig unangemessen sein können. Die Haupteinflussfaktoren, die die Eigenschaften und technischen Anforderungen eines Systems definieren, können für verschiedene Spannungsebenen und / oder je nachdem, ob die dezentralen Erzeuger an das Stromnetz, das Verteilernetz oder an das Offshore-System angeschlossen sind, unterschiedlich konfiguriert sein. Weitere relevante Einflussfaktoren sind z.B. die Länge der Leitungen, die Spitzen- und Mindestleistung eines Systems, die gegenwärtigen und zukünftig erwarteten dezentralen Erzeugern und die Eigenschaften der konventionellen Erzeugung (basierend auf Wasserkraft, Kernkraft, Brennstoff oder Erdgas).

AP2.2 – Analyse der Überspannungsempfindlichkeit abhängig von Technologie und Topologie (Fraunhofer ISE)

Zu Beginn des Arbeitspaketes wurden zusammen mit dem Projektkonsortium die jeweiligen Betriebsmittel der Partner und im Speziellen die einzelnen Komponenten aufgelistet, siehe dazu die Daten in Abbildung 29. Im nächsten Schritt wurden mittels Fragenbögen (Störfestigkeit- und Maßnahmen gegenüber Überspannungseignissen) und persönlichen Gesprächen die kritischen Komponenten in Bezug auf eine Spannungsüberhöhung ermittelt. In dem Fragebogen konnten die Partner zu den Auswirkungen von Überspannungen auf ihre Betriebsmittel bzw. zu den wichtigsten Komponenten Stellung nehmen. Dabei wurde zwischen der Höhe und der Dauer eines Spannungssprung unterschieden. Des Weiteren konnten sie mögliche Maßnahmen und damit zusätzliche Kosten für eine Erweiterung der Spannungsfestigkeit im OVRT-Fall benennen. Die Erkenntnisse wurden im AP2.5 weiterverwendet.

Hersteller	Betriebsmittel	Komponenten
Enercon	Windenergieanlage (SG)	<ul style="list-style-type: none"> • Ringgenerator • Umrichter • Transformator • Software
KOSTAL	PV-Wechselrichter & Hybridwechselrichter	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter • Software • <u>Überspannungsableiter</u> • Leistungselektronik/Filter
MR	Modulare Wechselrichter & Aktivfilter	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter • Software • <u>Überspannungsableiter</u> • Leistungselektronik/Filter
MTU	BHKW	<ul style="list-style-type: none"> • Generator • Pumpen, Lüfter, Schütze, Relais...
Woodward	Netzschutz	<ul style="list-style-type: none"> • Strom- und Spannungswandler • Leistungsschalter • Externe Stromversorgung
SGB	Transformatoren	<ul style="list-style-type: none"> • Wicklungen (Sättigung) • Durchführungen • Kernauelegung
Senvion	Windenergieanlage (ASG)	<ul style="list-style-type: none"> • Frequenzumrichter • Doppelt gespeiste Asynchronmaschine • Transformator

Abbildung 29: Übersicht der Betriebsmittel und den einzelnen Komponenten der beteiligten Partner

Mithilfe der erstellten Tabelle, sowie der Auswertung der Fragebögen und den einzelnen Gesprächen, konnten nun im letzten Schritt die kritischen Komponenten der einzelnen Betriebsmittel ermittelt werden. Dabei wurde als kritisch erachtet, wenn die Betriebsmittel aufgrund der hohen Spannung beschädigt werden oder in ihrer Funktion beeinträchtigt werden. Die Auswertung ist in der nachfolgenden Tabelle 11 zu sehen. Bei PV-Wechselrichtern sind die wichtigsten Faktoren das Design der Leistungselektronik und die Entwicklungskosten. Für Wechselrichter gelten im Allgemeinen die gleichen Merkmale. Für eine erhöhte Spannungsfestigkeit von Windturbinen ist der größte Kostenfaktor der Umrichter sowie der Transformator. Um Batterieumrichtern eine höhere OVRT-Fähigkeit zu verleihen, wurde eine Erhöhung der Batteriespannung angenommen.

Tabelle 11: Überblick über die kritischen Komponenten bezüglich Überspannungen

Enercon	<ul style="list-style-type: none"> • Umrichter • Transformator 	SGB	<ul style="list-style-type: none"> • Sättigung • Kernauelegung
MTU	<ul style="list-style-type: none"> • Generator • Andere Komponenten (Pumpen, ...) 	MR	<ul style="list-style-type: none"> • Siehe KOSTAL
KOSTAL	<ul style="list-style-type: none"> • Überspannungsableiter • Software • Leistungselektronik 	Woodward	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungswandler • Leistungsschalter • Externe Stromversorgung

AP2.3 – Modellierung des OVRT-Verhaltens verschiedener EZAs basierend auf Herstellerangaben (Fraunhofer ISE)

Zu Beginn des Arbeitspaketes wurde definiert, dass die folgenden Untersuchungen in der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory durchgeführt werden. Dort wurde im nächsten Schritt ein Testnetz auf Niederspannungsniveau erstellt, siehe Abbildung 30. Dabei befindet sich auf der linken Seite eine modellierte Spannungsquelle mit der Spannungsüberhöhungen leicht zu simulieren sind. Auf der rechten Seite können die zu untersuchenden Erzeugungseinheiten eingefügt werden. Die beiden Elemente werden mithilfe einer nachgebildeten Netzimpedanz miteinander verbunden. Für die Werte der Impedanz wurde ein typisches Niederspannungsnetz angenommen. Die Höhe und Dauer der Überspannungen richten sich nach den geforderten Anforderungen aus den nationalen Normen.

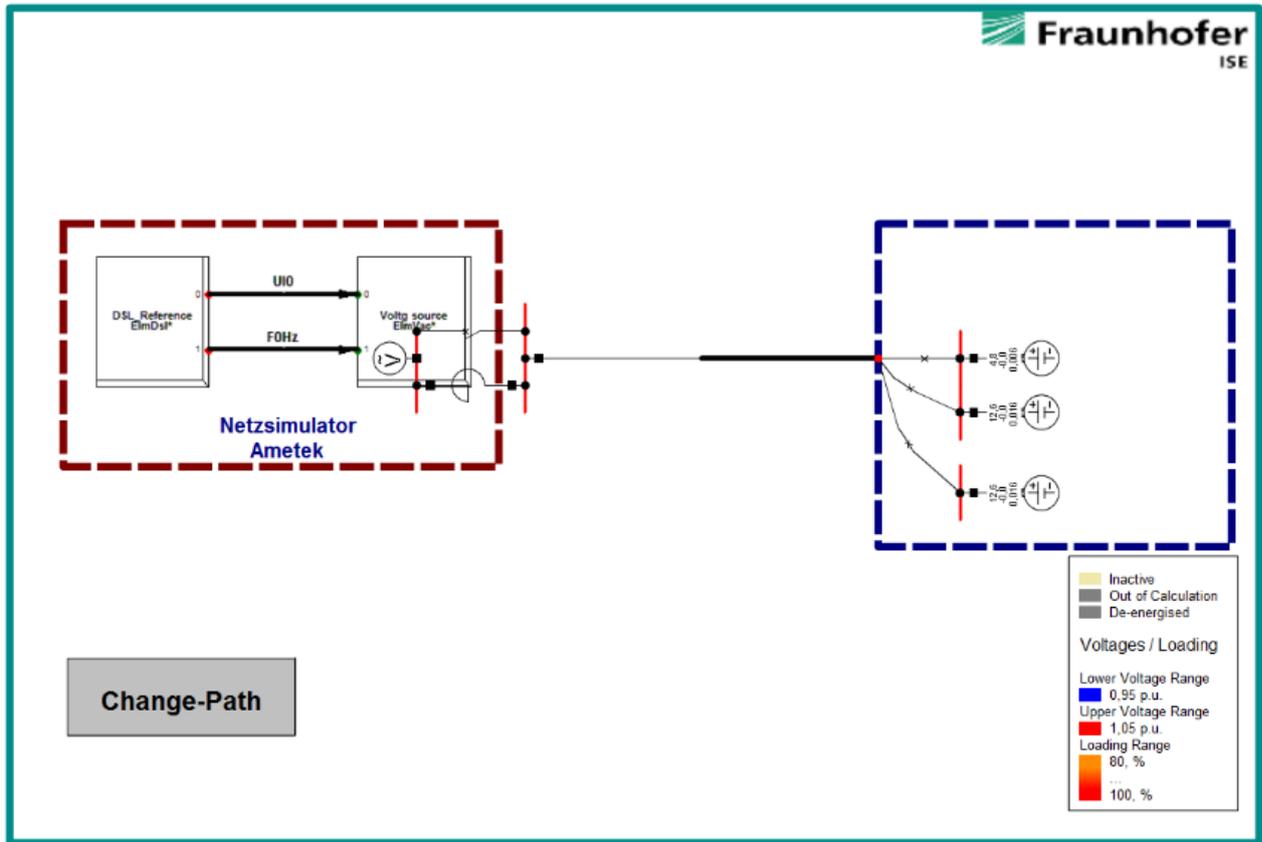


Abbildung 30: Niederspannungs-Testnetz in DigSILENT PowerFactory

PV-Wechselrichter

Zu Beginn wird der PV-Wechselrichter untersucht. Die dafür benötigte und implementierte Regelung ist in Abbildung 31 abgebildet. Hierbei sind die beiden Blöcke, *Active Power* und *Reactive Power Controller*, entscheidend, denn dort wird jeweils die Wirk- und Blindleistung geregelt. Die Ausgangsleistungen werden mithilfe einer Statik-Regelung, sogenannte droop control, an das Netzgeschehen angepasst. Um die im Wechselrichter implementierte Blindleistungs-/Spannungsstützcharakteristik zu testen, wurde die gleiche Überspannung wie in den vorangegangenen Untersuchungen eingestellt. Abbildung 32 zeigt das Verhalten während eines OVRT-Ereignisses. Ähnlich wie die anderen Generatoren liefert der PV-Wechselrichter induktiven Blindstrom, indem er Blindleistung aufnimmt und zur Stabilisierung der Netzspannung beiträgt.

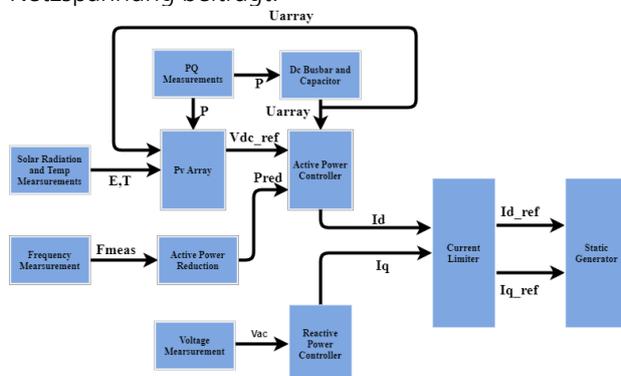


Abbildung 31: Regelung des verwendeten PV-Wechselrichters

Im Normalfall wird keine Blindleistung eingespeist, erst im Fehlerfall wird dann Blindleistung zur Spannungsstützung eingespeist (siehe Abbildung 32). Hier ist die Reaktion des PV-Wechselrichters auf

eine Spannungsüberhöhung von 20 % gezeigt. Während diese erhöhte Spannung anliegt, verändert sich die Wirkleistung bzw. die implementierte Wirkleistungsbegrenzung (Parameter Pmax in der Regelung) für diesen Regler, um die Scheinleistung in einer definierten Grenze zu halten. Andere Hersteller fahren andere Regelungsmethoden, wie beispielsweise eine Reduzierung oder eine gleichbleibende Wirkleistung. Für diese Betrachtung hier, kann diese Änderung vernachlässigt werden. Demgegenüber ist ersichtlich, dass eine erhöhte Blindleistung eingespeist wird. Um der Spannungsüberhöhung entgegenzuwirken, wird induktive Blindleistung aufgenommen, um die Spannung zu stützen.

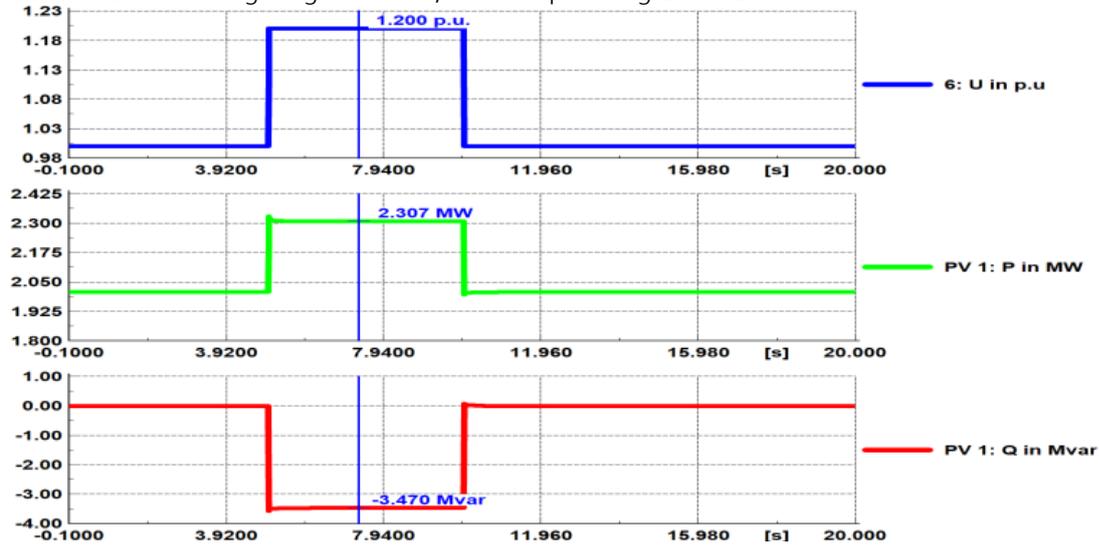
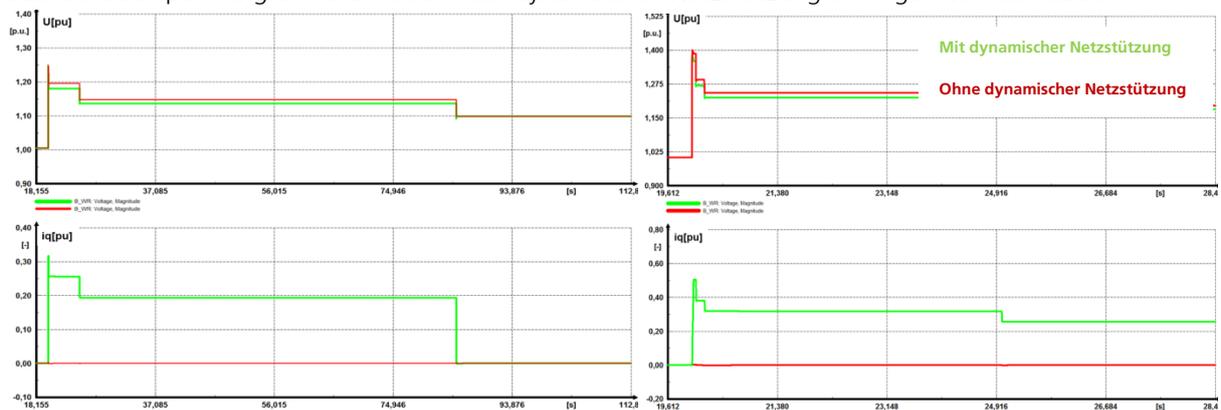


Abbildung 32: Wirk- und Blindleistung des PV-Wechselrichters während eines OVRT

Des Weiteren wurde die in der TAR 4110 definierte Spannungs-kennlinie bzgl. Überspannungen modelliert, um die Reaktion des PV-Wechselrichters zu überprüfen. In den beiden oberen Diagrammen der Abbildung 33 wird jeweils die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der Umrichter aufgezeigt. Die beiden unteren zeigen dagegen den eingespeisten Blindstrom der Anlagen. Unterschieden wird zudem, ob eine dynamische Netzstützung – grüner Verlauf (k=2) – vorhanden ist oder ob die Umrichter ohne dynamische Netzstützung angeschlossen sind – roter Verlauf (k=0). In den beiden Szenarien wird deutlich, dass die Überspannung am NAP mithilfe der dynamischen Netzstützung verringert werden kann.



(a)

(b)

Abbildung 33: Dynamisches Verhalten des PV-Wechselrichters bei zwei unterschiedlichen Überspannungsszenarien

Synchrongenerator

Alternative: Synchrongeneratoren haben im aktuellen Netz einen prägenden Einfluss auf die System- und Spannungsstabilität, was sich in den Ergebnissen von Netzstudien widerspiegelt. Sie können sowohl Wirk- als auch Blindleistung bei Systemfehlern bereitstellen. Wenn wir einen Asynchrongenerator anstelle eines Synchrongenerators verwenden, benötigt der Asynchrongenerator Blindleistung für seinen Betrieb. Zu diesem Zweck wird eine Kondensatorbatterie verwendet, was jedoch die Kosten der Anlage erhöht. Für diese Studie wird ein Synchrongenerator mit dem in Abbildung 34 verwendeten Regelsystem. Der automatische Spannungsregler (AVR) wird zur Steuerung der Spannung verwendet. Aufgrund von Störungen im System kommt es zu einer gewissen Schwankung in der Spannung. Der AVR sollte in der Lage sein, mit Hilfe der Eingangsparameter (Erregerstrom I_{fd} , Klemmenspannung/-strom V_t/I_t , elektrische Leistung P_e und Blindleistung Q) unter neuen Bedingungen eine neue Spannung (E_{fd}) zu liefern. In dieser Arbeit wird der AVR mit der Bezeichnung ESAC8B für die Simulation verwendet. Der Drehzahlregler (GOV) wird verwendet, um die Drehzahl sowie die Ausgangsleistung (P_m) des Synchrongenerators zu regeln. Die Eingangsparameter sind neben der elektrischen Leistung die Gesamtscheinleistung (S_n) und der bereitgestellte Leistungsfaktor (P_f). In diesem Fall wird der Typ DEGOV1 verwendet. Bei diesem Regelschema wird die Stellung des Schiebers zur Steuerung der Drehzahl und der daraus resultierenden Leistung verwendet. Das Stellsignal für die Ventilstellung kommt vom Stellantrieb für die Kraftstoffzufuhr zum Motor und steuert das Drehmoment, das vom Dieselmotor an den Generator geliefert wird. Der letzte Block stellt den Leistungssystemstabilisator (PSS) dar. Dieser sorgt für ein dämpfendes Gegenmoment bei der Rotorschwingung. Daher wird ein Hochpassfilter verwendet, um konstante Schwankungen von Frequenz, Leistung und Drehzahl zu vermeiden, die die elektrische Feldspannung beeinflussen können. (Kirkeluten, 2016)

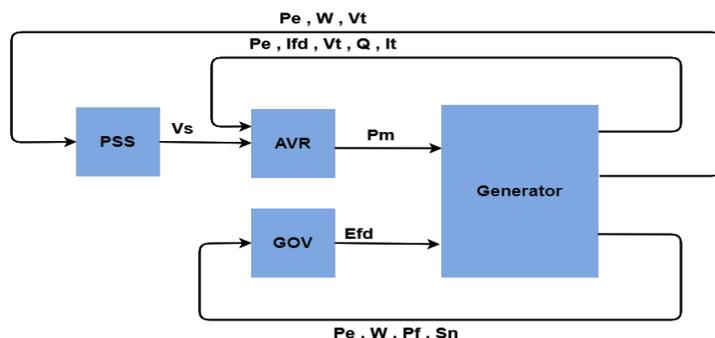


Abbildung 34: Regelung des verwendeten Synchrongenerators

Für die zweite Simulation wurde dieser Synchrongenerator am NAP angeschlossen. Die Simulationsergebnisse für die NAP-Spannung und der vom Synchrongenerator eingespeiste Blindstrom sind in Abbildung 35 aufgezeigt.

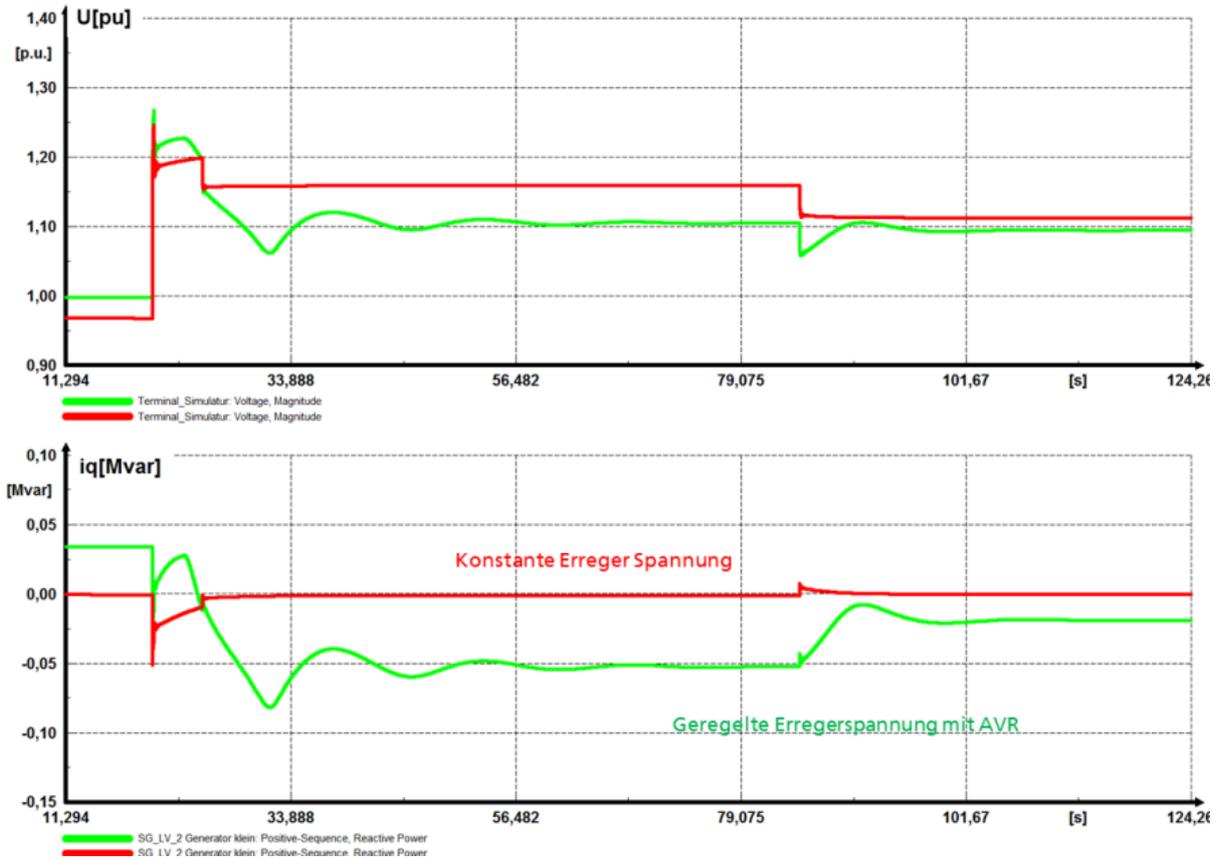


Abbildung 35: Dynamisches Verhalten des Synchrongenerators für verschieden geregelte Erregerspannungen bei einem Ablauf der Überspannungsanforderungen nach der TAR 4110

In diesem Fall wurde zwischen einer konstanten Erregerspannung – roter Verlauf – und einer geregelten Erregerspannung mittels AVR (automatic voltage regulator) – grüner Verlauf unterschieden. Bei einer hohen Überspannung kommt es aufgrund der dynamischen Netzstützung des Generators zu vereinzelt Überschwängern. Im Anschluss daran wirkt sich die Netzstützung, ähnlich wie bei den Umrichtern, positiv auf die Netzspannung aus und die Überspannung kann daraufhin verringert werden. Dieses Verhalten eines Synchrongenerators ist intrinsisch.

Dieses Verhalten kann auch in der nachfolgenden Abbildung gesehen werden. Hier ist das Verhalten des Synchrongenerators während des OVRT-Ereignisses für eine Überspannung gemäß TAR 4110 zu sehen. Die obere Grafik zeigt die Mitsystemspannung auf dem ausgewählten Bus. Die beiden anderen Diagramme zeigen die Wirk- (grün) und Blindleistung (rot). Die Änderungen der Wirkleistung während des Fehlers sind auf die magnetische Kopplung zwischen dem Stator und dem Rotor des Synchrongenerators zurückzuführen. Aus dem dritten Diagramm ist klar ersichtlich, dass der Synchrongenerator im untererregten Zustand arbeitet und induktiven Blindstrom liefert, indem er während der OVRT Blindleistung aufnimmt, um die Spannung zu stabilisieren.

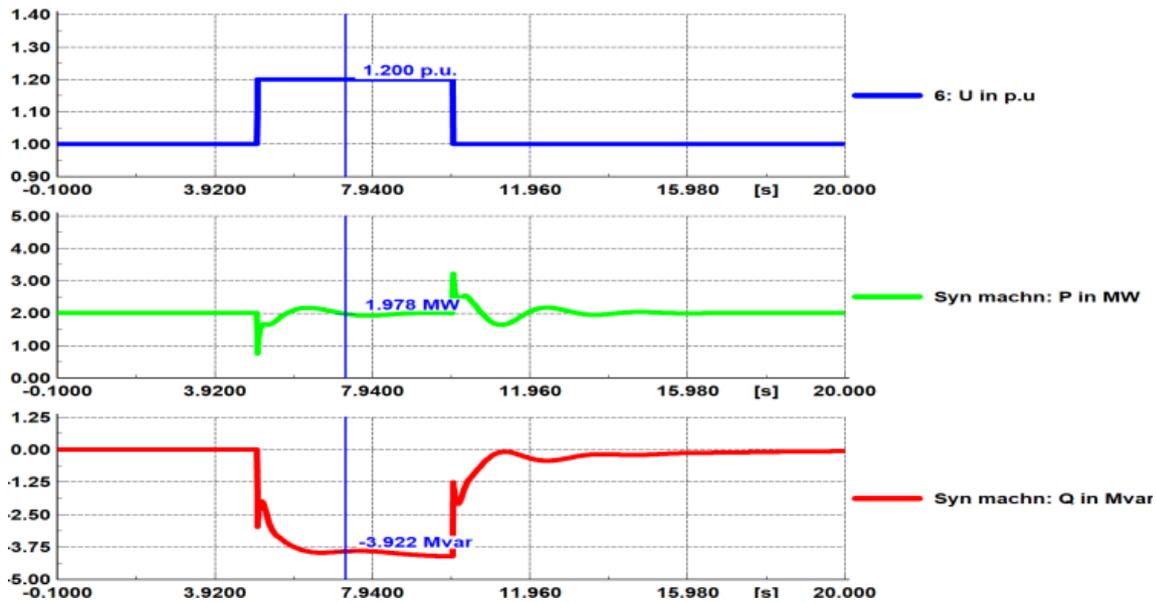


Abbildung 36: Wirk- und Blindleistung des Synchrongenerators während eines OVRT

Windenergieanlage

Um die Wirksamkeit von OVRT bei Windkraftanlagen zu bewerten, werden ein doppelt gespeister Induktionsgenerator (DFIG) und ein Vollumrichter (FRC) betrachtet. Bei einem DFIG wird sowohl der Rotor als auch der Stator mit Strom versorgt. Die Statorwicklung ist direkt mit dem Netz verbunden, der Rotor jedoch über Back-to-Back AC-DC-AC-Wandler. Nur 30 % der von der Windturbine erzeugten Gesamtleistung durchläuft diesen Wandler, weshalb es sich um eine kostengünstige Technologie handelt. Der netzseitige Wandler dient zur Stabilisierung der Zwischenkreisspannung und der rotorseitige Wandler zur Steuerung der Wirk- und Blindleistung. Er kann auch Blindleistung absorbieren, indem er bei Überspannung induktiven Blindstrom einspeist. Die elektrische Frequenz des Generators hängt von der Windgeschwindigkeit ab, hat aber keinen Einfluss auf die Frequenz der Hauptstromversorgung des FRC. Bei diesem Konzept wird dafür ein Getriebe benötigt. Ein Hauptproblem beim Betrieb von DFIG ist das transiente Verhalten unter Fehlerbedingungen; da die transiente OVRT-Fähigkeit von DFIG-basierten Windkraftanlagen aufgrund der magnetischen Verbindung von Rotor und Stator der Maschine sehr begrenzt ist (Mohseni & Islam, 2011). In Abbildung 37 sind die beiden verwendeten Regelungen zu sehen.

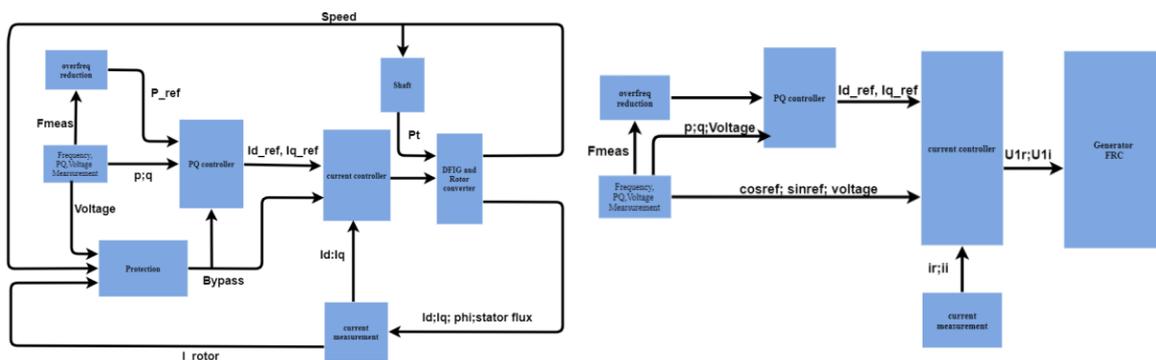


Abbildung 37: Regelung der verwendeten Windenergieanlagen (links: DFIG, rechts: FRC)

In Abbildung 38 wird die Leistung von DFIG- und FRC-Windkraftanlagen im Vergleich dargestellt. Dabei wurde dieselbe Überspannung wie bei den vorherigen Simulationen betrachtet, siehe Spannungsverlauf oberes Diagramm. Die beiden anderen Diagramme zeigen die Wirk- und Blindleistung der beiden Windturbinen. Während der Überspannung nehmen beide Generatoren Blindleistung auf, indem sie induktiven Blindstrom einspeisen. Die unterschiedlichen Blindleistungswerte sind darauf zurückzuführen, dass der FRC die Blindleistungseinspeisung in Abhängigkeit von den Spannungswerten und einem vordefinierten k-Faktor anpasst. Im Gegensatz dazu wird die DFIG durch den Blindleistungsregler und den physikalischen Teil der Maschine beeinflusst. Der Rotor und der Stator der DFIG sind magnetisch

miteinander gekoppelt. Daher kehrt Wirkleistung nach der Fehlerbeseitigung nicht sofort auf ihren eingestellten Wert zurück.

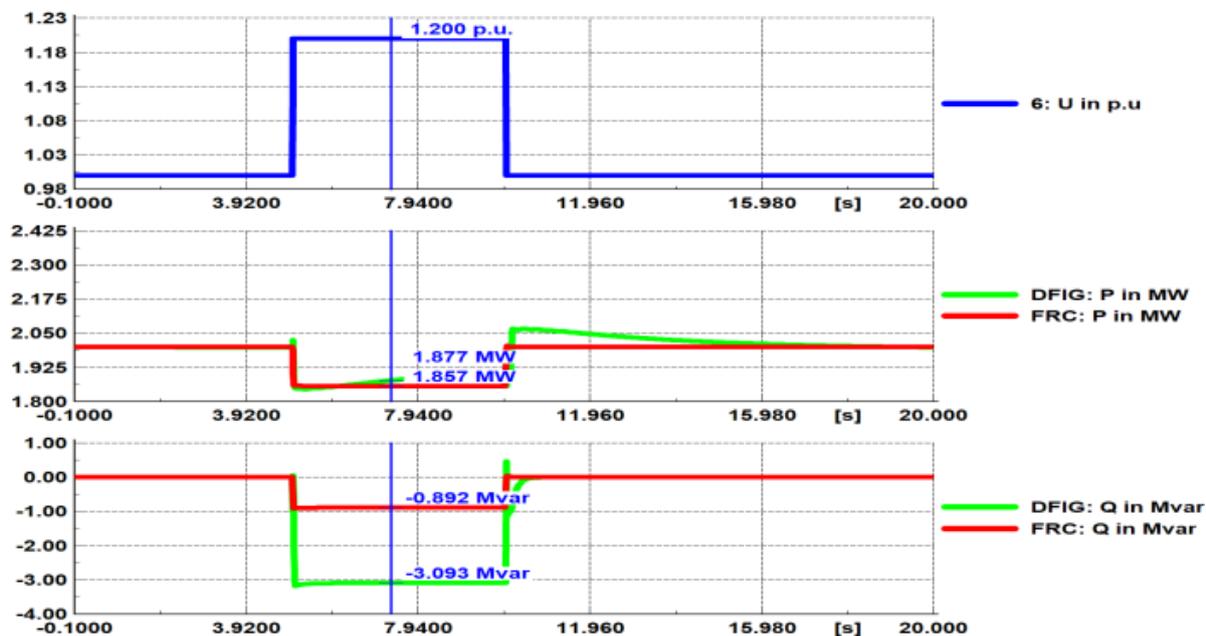


Abbildung 38: Wirk- und Blindleistung der beiden Typen der Windenergieanlagen während eines OVRT

Transformator

Mithilfe bereitgestellter Transformatoraten, Datenblättern sowie Sättigungskennwerten von drei Transformatoren, konnten Transformatorenmodelle in PowerFactory aufgebaut werden. Diese wurden mit verschiedenen Überspannungen sowohl auf der Oberspannungs- als auch auf der Unterspannungsseite beaufschlagt. Das hierfür aufgebaute Testnetz ist in Abbildung 39 (a) zu sehen. Um auch die Auswirkungen einer Blindleistungsunterstützung während eines OVRTs zu betrachten, wurde der Unterspannungsseite ein netzstützender PV-WR hinzugefügt.

Die Untersuchungen in dem Testnetz zeigen, dass während des OVRT der Stromfluss über die Leitung stark ansteigt und somit sich die Belastung auf die Betriebsmittel erhöht – vgl. Abbildung 39 (b) Oberes Bild. Des Weiteren konnte gezeigt werden, dass sich der Magnetisierungsstrom in einem Transformator bei einer zeitweiligen Überspannung erhöht. Dies hat zur Folge, dass die induzierte Spannung auf der Sekundärseite nicht weiter ansteigt und es zu Oberschwingungsaussendungen kommt – Abbildung 39 (b) untere beiden Bilder.

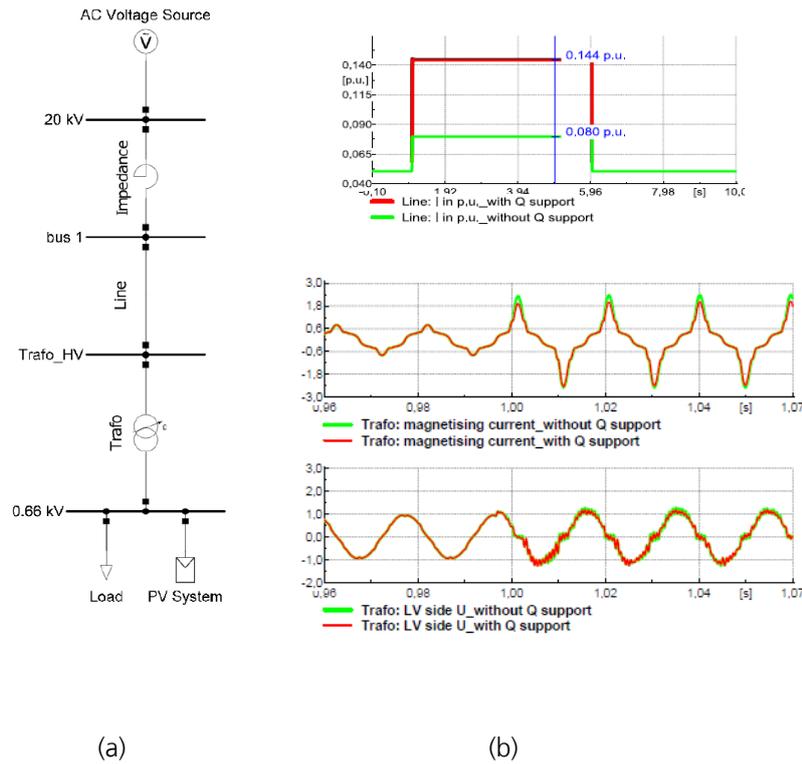


Abbildung 39: (a) aufgebautes Testnetz; (b) Oberes Bild: Strom auf der Leitung mit und ohne Q-Unterstützung des PV-Systems als RMS-Werte, untere zwei Bilder: Magnetisierungsstrom und Spannung auf der NS-Seite des Transformators mit und ohne Q-Unterstützung als Momentanwerte

Im Allgemeinen kann die Beziehung zwischen Spannung und Strom für Leitungen (oder Transformatoren) durch das folgende Phasendiagramm in Abbildung 40 dargestellt werden, wobei die Kapazität vernachlässigt werden kann. U_Q und U_B sind die Spannungen am Eingang und am Ausgang des Elements, und ΔU stellt ihre Differenz dar. Offensichtlich wird die Spannung durch die Leitungen und Transformatoren gesenkt, was bedeutet, dass diese Elemente die Überspannung reduzieren. Wenn der Blindwiderstand der passiven Elemente X_L im Netz zunimmt, ist der Spannungsabfall durch sie größer, wie im Phasendiagramm a) in Abb. 9 dargestellt. Ein höherer Blindwiderstand führt zu einer höheren induktiven Blindleistungsaufnahme, was wiederum zu einer Verringerung der Spannung führt, aber dieser Effekt ist winzig im Vergleich zur Änderung von X_L selbst. Die Erhöhung der Kapazität hat jedoch einen umgekehrten Effekt, da mehr kapazitive Blindleistung eingespeist wird, was die Spannungsabfälle verringert.

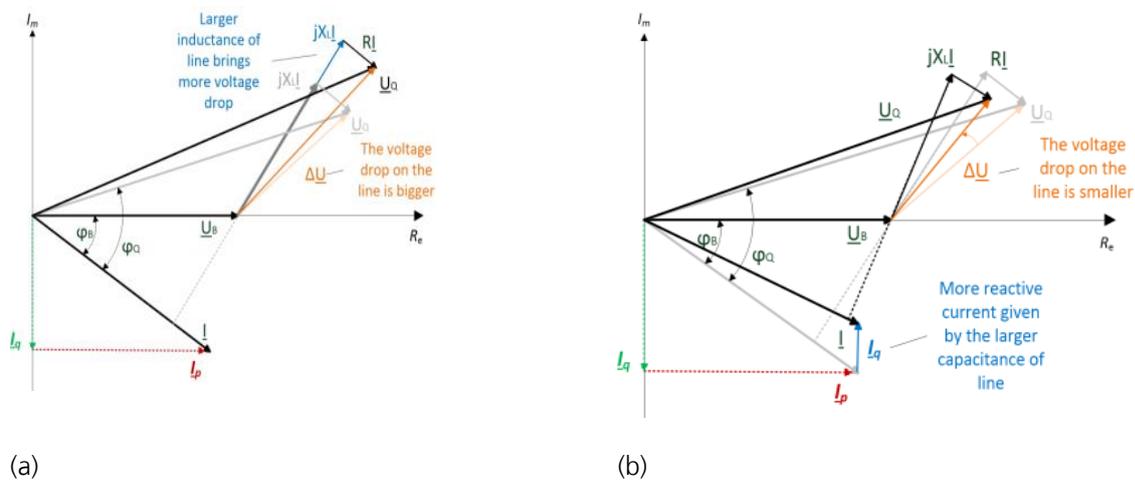


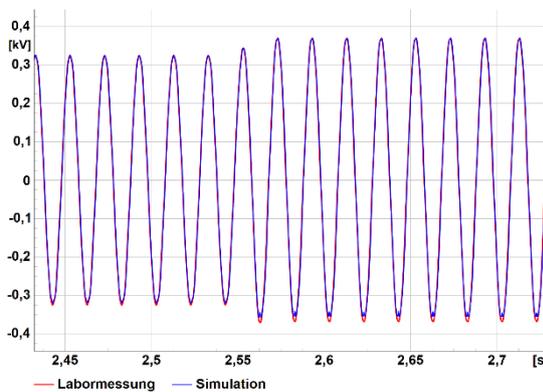
Abbildung 40: (a) allgemeines Phasendiagramm der Spannung und des Stroms für Leitungen (b) Phasendiagramm nach Erhöhung der Induktivität

Für die Validierung wurde ein Transformator am Standort des Fraunhofer ISE bei Überspannungen vermessen (mittels LC-Schwingkreis) und dieser dann in PowerFactory nachmodelliert. Nun werden an den Primarklemmen (oberspannungsseitig) des Transformators die im Labor gemessenen Spannungen angelegt. Anschließend werden die daraus resultierenden sekundärseitigen simulierten Spannungen mit den gemessenen verglichen. Dafür wurden die Ergebnisse der NS-Messungen auch wiederum in PowerFactory eingelesen. Die Validierung des Transformatormodells erfolgt über den Vergleich zwischen den Messwerten und den Simulationsergebnissen. Dafür wurden insgesamt 30 verschiedene Messungen ausgewertet. Aufgrund der maximal zulässigen Spannung im Labor wurden die Tests bei verschiedenen Spannungsleveln auf der Mittelspannungsschiene (MS-Schiene) durchgeführt. Dabei sind Überspannungen zwischen 1.02 pu bis 1.54 pu realisiert worden. Anzumerken ist dabei, dass die größeren Überspannungen (ab 1.3 pu) vor allem bei den kleineren Spannungen auf der MS-Schiene durchgeführt wurden. In Tabelle 12 ist eine Übersicht über die jeweilige Anzahl der Messungen pro Spannungsebene dargestellt. Bei den Tests der letzten Spalte (17.6 kV*) wurde eine andere LC-Konfiguration eingestellt, um höhere Überspannungen erreichen zu können.

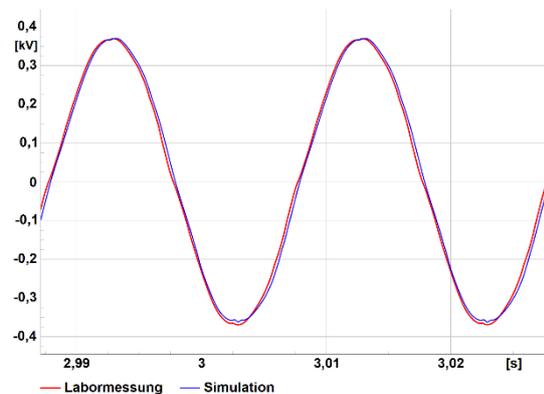
Tabelle 12: *Eingestellte Spannung auf der MS-Schiene mit der Anzahl der durchgeführten Überspannung-Tests, hier: 17.6 kV* für eine geänderte LC-Schwingkreis-Konfiguration*

Spannung MS-Schiene	20 kV	18,4 kV	17,6 kV	17,6 kV*
Anzahl Messungen	7	8	10	5

In den nachfolgenden Abbildungen sind zwei der genannten Messungen abgebildet. Der Übersichtlichkeit halber sind dabei nur die Phasenspannungen L1 dargestellt. In beiden Abbildungen ist jeweils in (a) der Übergang in die Überspannung und in (b) ein Ausschnitt während der Überspannung gezeigt. Die gemessenen Laborwerte sind in rot und die Simulationsergebnisse in blau aufgetragen. Abbildung 3 zeigt den Verlauf für eine Überspannung von 1.137 pu bei einer Nennspannung von 20 kV auf der MS-Schiene. Hier ist zu erkennen, dass es einen Unterschied kleiner 2V zwischen der Labormessung und der Simulation gibt. In Abbildung 42 ist dagegen der Spannungsverlauf für eine Überspannung von 1.246 pu bei einer Nennspannung von 17.6 kV dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass in diesem Szenario die Differenz grösser ist. Diese beträgt 7.1V. In den beiden Spannungsverläufen sind zudem die ersten Sättigungserscheinungen sichtbar.

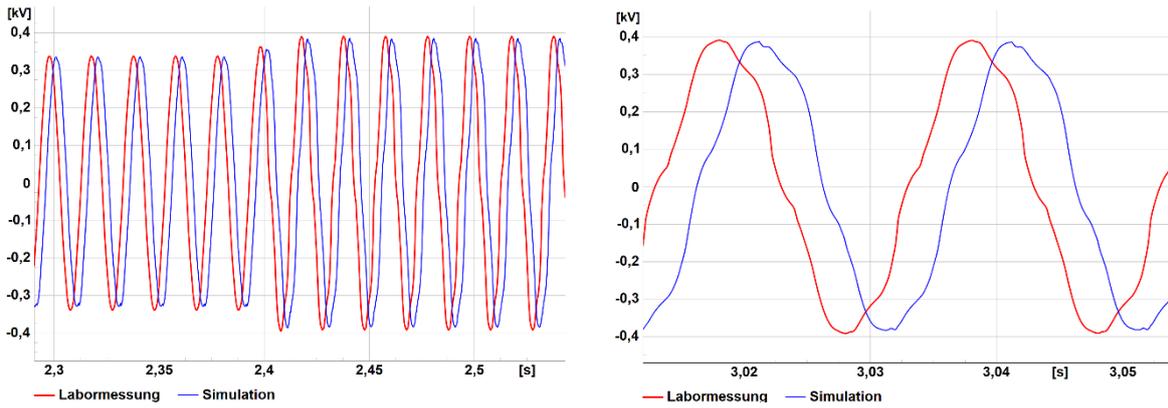


(a)



(b)

Abbildung 41: *Sekundärseitigen Spannungen des Transformators als Labormessung (rot) und das Ergebnis der Simulation (blau) für eine Überspannung von 1,137 pu bei (a) Fehlereintritt und (b) Darstellung über zwei Perioden*



(a)

(b)

Abbildung 42: Sekundärseitigen Spannungen des Transformators als Labormessung (rot) und das Ergebnis der Simulation (blau) für eine Überspannung von 1,246 pu bei (a) Fehlereintritt und (b) Darstellung über zwei Perioden

Bei der Auswertung der 30 Messungen konnte festgestellt werden, dass bei kleineren Überspannungen die Simulationsergebnisse nahezu identisch mit den Messwerten sind. Wie oben beschrieben, sind diese größtenteils bei höheren Spannungen auf der MS-Schiene erzeugt worden. Dies lässt sich auch in Abbildung 43 erkennen. Hier sind die prozentualen Abweichungen für die durchgeführten Tests pro Spannung auf der MS-Schiene aufgetragen. Die geringsten Unterschiede zwischen den Labormessung und Simulationen konnten für die Tests bei einer Spannung von 20 kV erreicht werden. Die durchschnittliche Differenz beträgt 0.78%, was eine Abweichung von ungefähr 3.1V (auf 400V normiert) entspricht. Wie in Abbildung 43 zu sehen ist, vergrößert sich die Abweichung mit höheren durchgeführten Überspannungen. Die größten Abweichungen wurden bei der Messreihe 17.6 kV* festgestellt. Hierbei beträgt die durchschnittliche Differenz 3.3%. Dies ist mit einer nicht perfekten Abbildung der Hysteresekurve des Transformatormodells zu erklären. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine hohe Genauigkeit bei der Modellierung erreicht werden konnte.

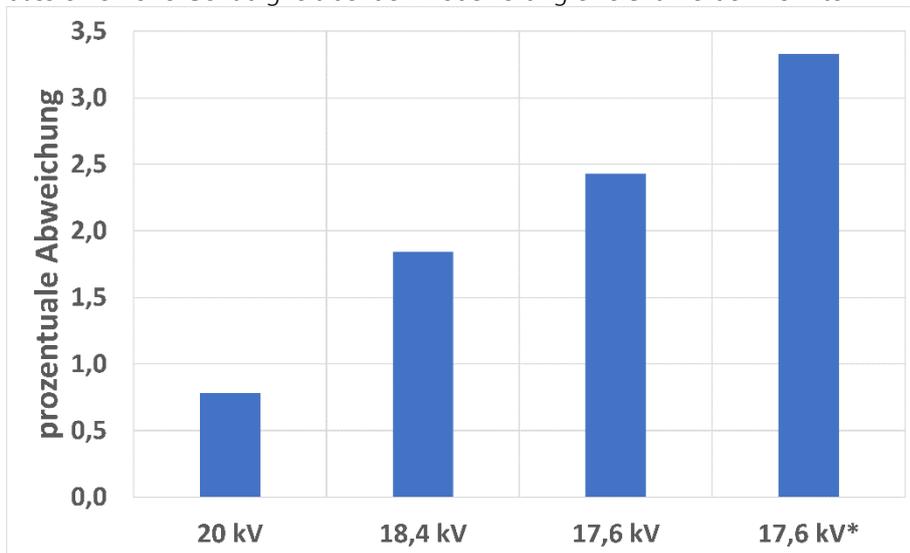


Abbildung 43: Prozentuale Abweichung zwischen Messung und Simulation für die jeweiligen eingestellten Spannungen auf der MS-Schiene

Modellierung der FRT-Prüfeinrichtung

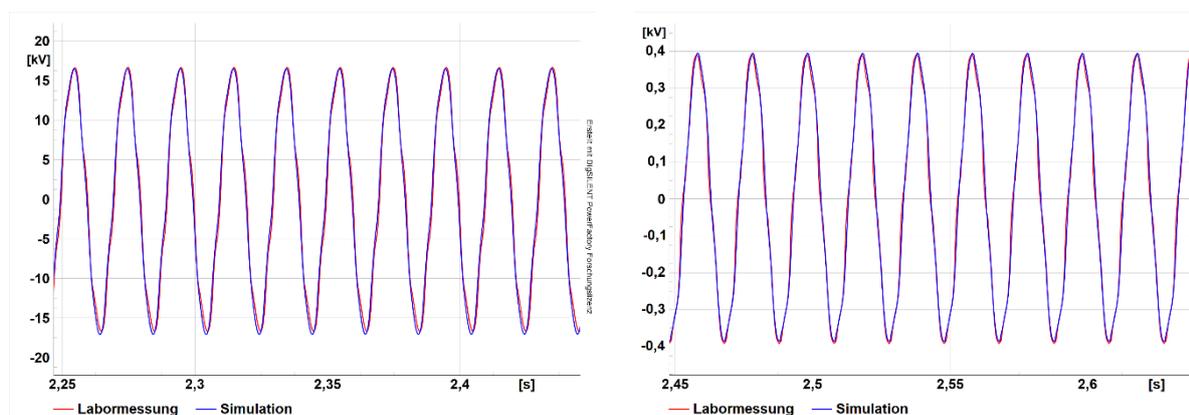
Zusätzlich wurde die FRT-Prüfeinrichtung auf Basis des LC-Schwingkreises des Fraunhofer ISE in PowerFactory modelliert. Dafür wird der Netzanschlusspunkt zum 110 kV Netz mithilfe des zugehörigen Transformators (110/20 kV) abgebildet. Dieser wird über die Angaben des Datenblattes modelliert. Dabei wurde keine Sättigungskurve implementiert, da dies für diese Untersuchung nicht notwendig ist. Anzumerken ist hier, dass mithilfe des Stufenstellers die genannten unterschiedlichen Spannungen auf der MS-Schiene realisiert werden konnten. Somit wurde das Netzmodell um die UVRT-Drosseln (ohne implementierte Hysteresekurve), die OVRT-Kondensatoren sowie die Dämpfungswiderstände erweitert.

Am Ausgang der FRT-Einrichtung konnte nun das validierte Transformatormodell angeschlossen werden. Die dabei verbauten Kabelstrecken wurden mit den zugehörigen Parametern ins Netzmodell integriert. Analog zu dem Vorgehen beim Transformator wurden hier die Messwerte der Spannungen für die Validierung verwendet. Die Messungen des LC-Schwingkreises werden dementsprechend mit den simulierten Spannungen an den primärseitigen Klemmen gegenübergestellt. Wiederrum wird die sekundärseitige Spannung des Transformators mit der simulierten Niederspannung verglichen. Für die Validierung des Labornetzes mit dem LC-Schwingkreis wurden sieben verschiedene Messungen aus dem Labor untersucht. Dabei wurden jeweils zwei Labormessungen für die Spannungen 20/18,4/17,6 kV sowie eine Messung für 17,6 kV* ausgewertet. Tabelle 16 zeigt die jeweiligen Überspannungen (US) je Spannungslevel.

Tabelle 13: Verwendete Überspannung für die Validierung des Labornetzes je Spannung MS-Schiene

Spannung MS-Schiene	20 kV	18,4 kV	17,6 kV	17,6 kV*
Überspannung 1	9 %	29,5 %	24,6 %	---
Überspannung 2	13,7 %	39,5 %	34,6 %	54 %

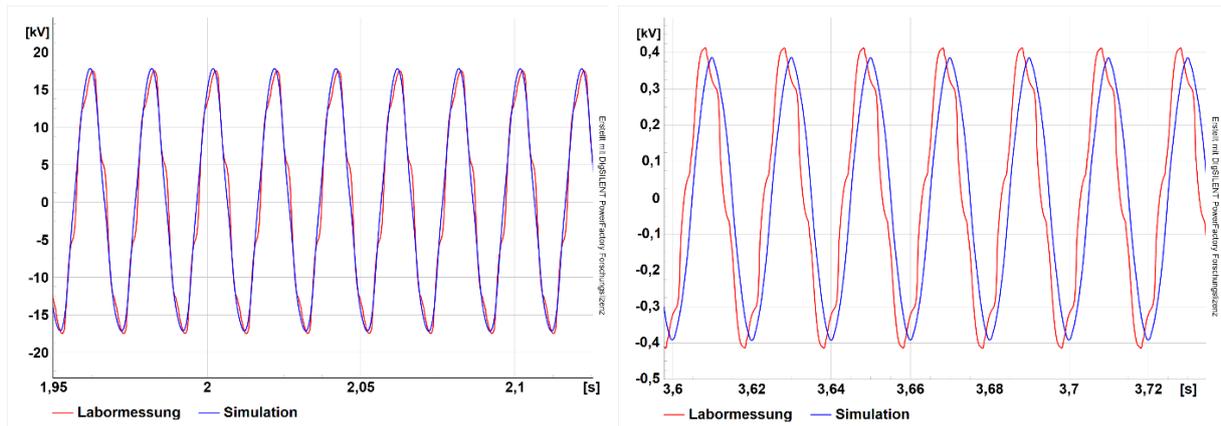
In den nachfolgenden Abbildungen sind analog zu der Transformatorsättigung nur die Spannungen der Phase L1 dargestellt. Auf den Vergleich der Spannungen vor der FRT-Prüfeinrichtung wird verzichtet, da dort nur sehr geringe Unterschiede festgestellt worden sind. In Abbildung 44 sind die gemessenen (rot) und simulierten (blau) Spannungen, nach der FRT-Prüfeinrichtung in (a) und auf der Sekundärseite des Transformators in (b), abgebildet. Die dargestellten Kurven zeigen dabei einen Ausschnitt während einer Überspannung von 34,6% bei einer Nennspannung 17,6 kV (siehe Tabelle 13). In den Verläufen sind nur geringe Unterschiede zu erkennen, die prozentuale Abweichung auf der Primärseite beträgt 0,37% (61V) und 0,5% (2V) auf der Sekundärseite. Auf den gemessenen Spannungen zeigen sich erste Sättigungserscheinungen der Längsdrosseln des Schwingkreises. Da diese nicht im Modell abgebildet wurden, entsteht hier eine geringe Abweichung. Bei einer Nennspannung von 18,4 kV und einer Überspannung von 39,5% zeigen sich deutlicher Differenzen, siehe Abbildung 45. Diese beträgt 1,04% (184V) auf der Primärseite und 6,25% (26V) auf der Sekundärseite. Auch der Sättigungseffekt des Transformators ist in Grafik b) deutlich zu erkennen. Mit steigender Spannung sinkt daher die Genauigkeit des Modelles.



(a)

(b)

Abbildung 44: Vergleich für 17,6 kV für ÜS 2 mit (a) Phasenspannung auf der Primärseite und in (b) auf der Sekundärseite des Transformators



(a)

(b)

Abbildung 45: Vergleich für 18,4 kV für ÜS 2 mit (a) Phasenspannung auf der Primärseite und in (b) auf der Sekundärseite des Transformators

In Abbildung 46 sind die prozentualen Abweichungen der sieben Messungen dargestellt. Die blauen Balken stellen dabei die Überspannungen 1 und die orangenen die Überspannungen 2 aus Tabelle 13 dar. Die schraffierten Säulen bilden die Differenz der Spannungen der Sekundärseite des Transformators ab, die ausgefüllten Säulen die Differenz der primärseitigen Spannungen. Aus den gezeigten Grafiken können zwei Rückschlüsse getroffen werden. Zum einen ist es ersichtlich, dass die prozentualen Abweichungen zwischen den gemessenen und simulierten Spannungen der Ober- und Unterspannungsseite unterschiedlich groß ausfallen. Die Differenz ist auf der Sekundärseite des Transformators größer als auf der Primärseite. Die Differenz der Spannungen auf Primärseite wird zusätzlich durch den Modellierungsfehler beim Transformatormodell weiter verstärkt, so dass dieser entsprechend größer ausfällt. Insgesamt verstärken sich die Fehler je mehr modellierte Betriebsmittel in der Simulation berücksichtigt werden. Insbesondere wurden die Modelle der Kabel- und Stromschienen des Laboraufbaues nicht über Messdaten validiert.

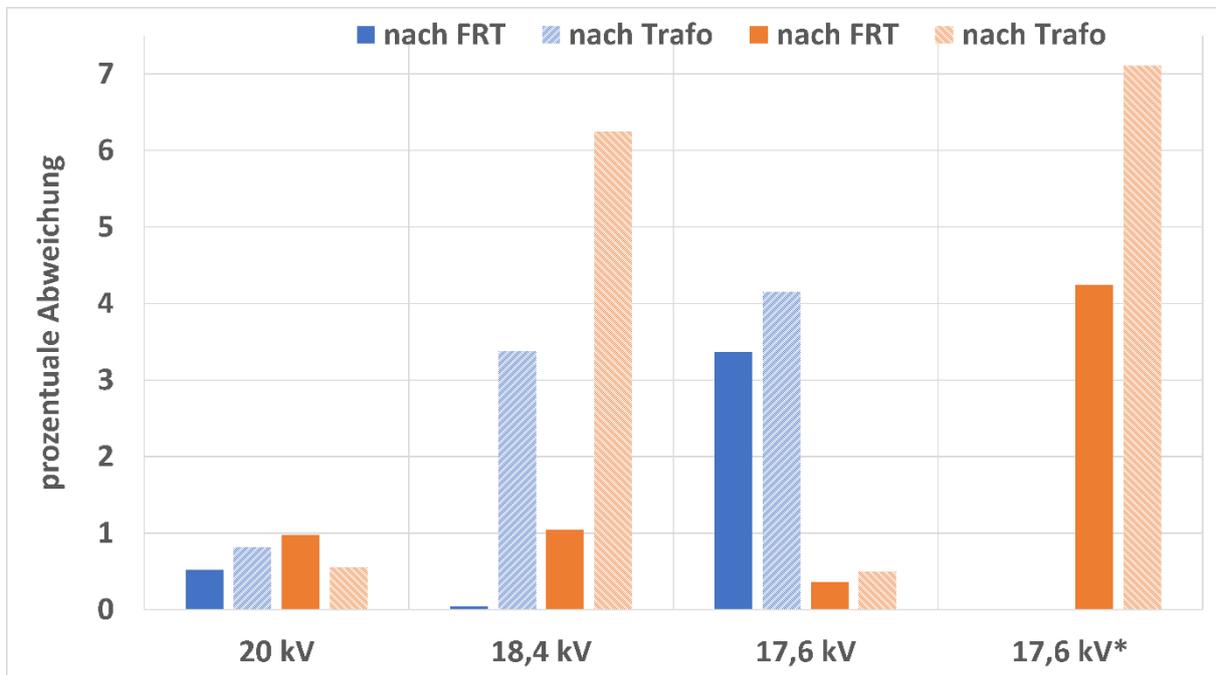


Abbildung 46: Prozentuale Abweichung zwischen Labormessung und Simulation für zwei Messpunkte für die jeweiligen eingestellten Spannungen auf der MS-Schiene

AP2.4 – Beispielhafte Implementierung der Überspannungsfähigkeit (Autarsys)

Um die Fragestellung hinsichtlich der OVRT-Fähigkeit von Batteriewechselrichtern nachzugehen, wurden diesbezüglich zunächst verschiedene Grundlagen zusammengetragen und ermittelt:
Typischer Spannungshub einer Li-Ionen Batterie

Beispiele:

Table 14: verschiedene Hersteller und deren Batteriespannungen

Hersteller	Min. Batteriespannung	Max. Batteriespannung	Verhältnis Min./Max. Batteriespannung
LG Chem	42 V	59 V	0,71
Samsung ESS	70,4 V	91,3 V	0,77

Fazit: Für Batterien ist daher ein Fenster zwischen maximaler und minimaler Spannung von ca. 0,7 nötig. (Hinweis: PV-Wechselrichter haben meist ein größeres Fenster von 0,6).

Maximale erreichbare Netzspannung:

Nominale AC-Spannung					
in Abhängigkeit von Batteriefenster, N-Leiter und OVRT-Anforderung					
	1P-Heim-	3P-Heim-	Industrie-	Groß-	speichersystem
Maximale Systemspannung [V]	500	1000	1000	1500	
Fenster Batterie	0,79		0,7		Wert zwischen 0,65 - 0,8
Minimale Batteriespannung [V]	395	790	700	1050	je nach Batterietyp
	+ DC/DC	+ DC/DC			
ACnom mit N-Leiter				ACnom/DCmin	
0% OVRT (1,00 x Unom) [V]			429	643	0,61
10% OVRT (1,10 x Unom) [V]			390	585	0,56
15% OVRT (1,15 x Unom) [V]			373	559	0,53
20% OVRT (1,20 x Unom) [V]	233	403	357	536	0,51
ACnom ohne N-Leiter					
0% OVRT (1,00 x Unom) [V]			493	739	0,70
10% OVRT (1,10 x Unom) [V]			448	672	0,64
15% OVRT (1,15 x Unom) [V]			429	643	0,61
20% OVRT (1,20 x Unom) [V]			411	616	0,59
25% OVRT (1,25 x Unom) [V]			394	592	0,56

Abbildung 47: Berechnung des erforderlichen Verhältnisses zwischen AC-Nennspannung und min. DC-Spannung für verschiedene OVRT-Anforderungen und Schaltungstopologien

Heimspeicher	N-Leiter	Pnom [kVA]	DCmax [V]	DCmin[V]	ACnom [V]	ACmax[V]	ACmax/ACnom
SMA Sunny Boy Storage 2.5	einphasig	2,5	500	100	230	280	1,22
SMA Sunny Boy Storage 6.0	einphasig	3,6 - 6,0	550	100	230	264,5	1,15
Kostal PIKO MP plus	einphasig	1,5 - 2,5	450	75	230	276	1,2
Kostal PIKO MP plus	einphasig	3,0 - 4,6	750	75	230	276	1,2
Kostal Plenticore	dreiphasig+N	4,2 - 10,0	500	120	400	k.A.	
KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3	dreiphasig+N	6,0 - 9,9	450	96	230	264	1,15

Industriespeicher	N-Leiter	Pnom [kVA]	DCmax [V]	DCmin[V]	ACnom [V]	ACmax[V]	ACmax/ACnom	ACnom/DCmin
Kaco gridsave 50.0	mit	50	910	662	400	440	1,10	0,60
SMA Sunny Tripower Storage 60	ohne	75	1000	575	400	440	1,10	0,70
Sungrow SC75HV	ohne	82,5	1500	870	600	660	1,10	0,69

Großspeicher	N-Leiter	Pnom [kVA]	DCmax [V]	DCmin[V]	ACnom [V]	ACmax[V]	ACmax/ACnom	ACnom/DCmin
SMA SCS 2900	ohne	2900	1000	740	520	572	1,10	0,70
SMA SCS 3000	ohne	3000	1500	956	655	721	1,10	0,69
Sungrow SC1250HV	ohne	1375	1500	800	550	625	1,14	0,69

Abbildung 48: Übersicht einer Auswahl erhältlicher Geräte

Es zeigt sich, dass in den Datenblätter der Industrie- und Großspeicher eine nominale AC-Spannung mit einer Toleranz von +/- 10% angegeben ist. An dem Verhältnis ACnom zu DCmin erkennt man jedoch, dass die minimale DC-Spannung nur bei nominaler AC-Spannung erreicht werden kann. Dies bedeutet, dass nur eine 0%-OVRT-Fähigkeit besteht.

Auswirkung OVRT je Marktsegment

Heimspeicheranwendung

Einphasige Wechselrichter besitzen typischerweise einen DC/DC-Steller, mit dem ein unkontrollierter Energiefluss in die Batterie verhindert wird. Mit 600-V- & 650-V-Halbleitern wird typischerweise eine maximale DC-Spannung von 450 V ... 550 V erreicht. Für eine 20%-OVRT-Fähigkeit wird im 230-V-Netz jedoch nur circa 400 V benötigt.

Da bei dreiphasigen Heimspeichern durch die Serienschaltung der Batteriemodule eine Spannung von 700 V üblicherweise nicht erreicht wird, besitzen sie typischerweise einen bidirektionalen Steller (Beispiel Kostal Plenticore + BYD: 6 kWh mit 256 VNOM bis 11kWh mit 460VNOM). Mit einer Spannung von 790 V im Zwischenkreis können selbst mit N-Leiter auch hohe OVRT von 20% problemlos bewerkstelligt werden.

Industriespeicher

Industriespeicher mit einer Systemspannung von max. 1000 V sind typischerweise einstufig und ohne N-Leiter aufgebaut und haben eine Leistung > 50 kVA. Hier kann mit einem Spannungsfenster von 0,7 im 400-V-Netz eine 20%ige OVRT-Fähigkeit erreicht werden.

Großspeicheranwendung

Bei allen Großspeichersystemen mit frei wählbarer Spannung verhält sich die nominale Leistung (und damit die Kosten) linear zur nominalen Spannung. (Bei PV-Wechselrichtern mit DCmax = 1500 V und einem Fenster von 0,6 ergibt sich DCmin = 900 V. Solche Wechselrichter speisen typischerweise in ein 550-V-AC-Netz ein.)

Jede geforderte Erweiterung des Spannungsfensters führt daher zu einer linearen Verminderung der Leistung.

Damit können die Kosten für eine Erweiterung des OVRT-Verhaltens leicht errechnet werden:

Wechselrichterkosten x Erhöhung des OVRT-Bereichs = Mehrkosten.

Erhöhung von Unom+15% auf Unom+20% 5 ct/W x 5% = 0,25 ct/W (250 ct/kW)

Erhöhung von Unom+15% auf Unom+25% 5 ct/W x 10% = 0,50 ct/W (500 ct/kW)

Alternative Ansätze anstelle der Begrenzung des AC-Spannungsfensters

Anstelle einer Begrenzung der maximalen Spannung durch netzseitige Maßnahmen können auch auf der Anlagenseite Hardware Änderungen zu einer Erhöhung der Spannungsfestigkeit führen. Im Folgenden sind hier ein paar theoretische und simulative Betrachtungen dargelegt.

1) Ausgangssituation: Einstufiger Wechselrichter

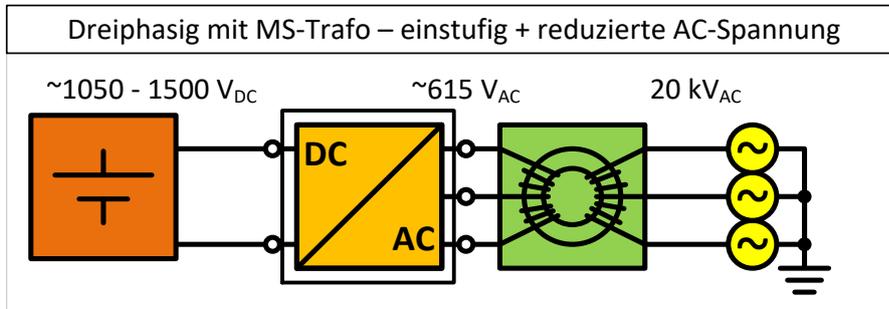


Abbildung 49: Prinzipschaltbild einstufiger Wechselrichter

Diese Konfiguration wurde auch von Autarsys als Prototyp aufgebaut, da diese Topologie sehr einfach und ökonomisch ist und hier die angesprochene Problematik der nicht steuerbaren Gleichrichtung der Netzspannung abhängig von der Auslegung des Batteriesystems, des Ladezustands und der Höhe der Netzspannungsamplitude auftritt.

2) Integration eines bidirektionalen DC/DC-Stellers

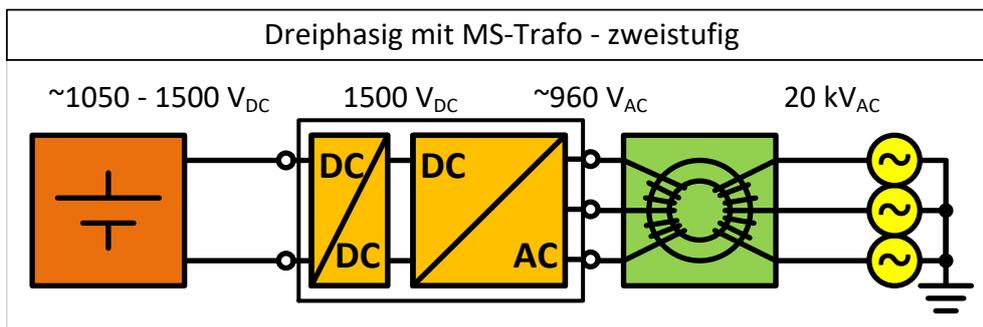


Abbildung 50: Prinzipschaltbild eines Wechselrichters mit DC-DC-Steller

Die ist wahrscheinlich die teuerste, aber auch flexibelste Lösung der Entkopplung der Batteriespannung von der Netzspannung. Es wird ein zusätzlicher Umrichter (DC-Steller) benötigt, der allerdings auch durch eine konstant hohe Zwischenkreisspannung eine bessere Ausnutzung der AC-Stufe ermöglicht. Da der Zwischenkreis des Wechselrichters von der Batteriespannung entkoppelt ist, ist diese Topologie in Bezug auf OVRT mit den Vollumrichtertopologien für Windkraftanlagen gleichwertig zu sehen. Die Auslegung wird bei der Betrachtung der Windkraftanlagen (DFIG) näher beschrieben.

Diese Topologie wird von einigen Herstellern kommerziell eingesetzt (z.B. im Heimspeicherbereich und z. B. von Tesla bei Großspeichern), da bei diesem Konzept der DC-Wandler auch verteilt ausgeführt die jeweilige Leistung jedes Batterie-moduls bzw. -racks steuerbar macht. Es treten durch die zweite, in Reihe geschaltete Umrichterstufe allerdings die höchsten Wirkungsgradverluste und Initialkosten auf.

3) Einbau einer Abschaltvorrichtung

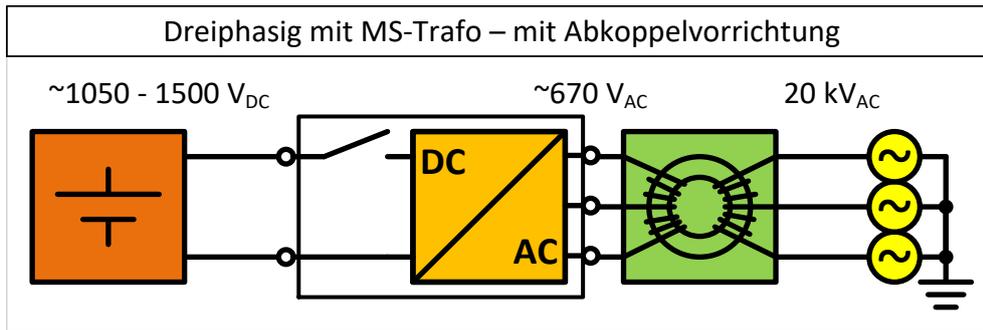


Abbildung 51: Prinzipschaltbild eines Wechselrichters mit Abschaltvorrichtung

Als Abschaltvorrichtung, die im Fall eines netzseitigen OVRTs einen unkontrollierten Rückfluss in die Batterie verhindert, kommen entweder Relais oder Halbleiter in Frage. Eventuell ist ein Wiederankoppeln mit einem Vorladewiderstand einfacher.

Relais

Relais brauchen im Gegensatz zu Halbleitern deutlich länger, um abzuschalten (Bsp.: Gigavac 350 A: 10 ... 20 ms bzw. 1000 A: 70 ... 80 ms).

IGBT

Als Halbleiterschalter ist ein Schaltelement mit antiparalleler Diode ausreichend, da der Strom jederzeit aus der Batterie fließen darf (Diode) und nur verhindert werden muss, dass der Strom in die Batterie fließt (IGBT).

Tabelle 15: Vergleich Halbleiter zu Relais

	Relais	Halbleiter	DC/DC-Steller
Kosten	25 – 75 ct/kW	Ähnlich ohne Kühlung	Geschätzt 1000 ct/kW
Verluste bei 500 kW	70 W / 0,01%	~500 W / ~0,1 %	~1%

Synergieeffekte mit dem bestehenden Batteriesystem

Im Batteriesystem ist typischerweise bereits ein mechanisches Relais oder ein elektronischer Schalter vorhanden. Erfolgsversprechend könnte es sein, über eine schnelle Kommunikation diese Abschaltvorrichtung nutzen zu können. Es gilt jedoch zu beachten, dass die im Batterie-Management-System (BMS) integrierten Abschaltvorrichtungen normalerweise nur für wenige Lasttrennungen ausgelegt sind. Dadurch muss je nach Batteriehersteller eine regelmäßige Überprüfung im Rahmen der zyklischen Wartung durchgeführt werden. Die Überprüfung muss aus Sicherheitsgründen auf jeden Fall auch nach einer Lastschaltung durch einen OVRT-Vorfall bei diesem Konzept erfolgen. Weiterhin sind die Abschaltlemente bei größeren Batteriesystemen auf mehrere Stränge mit eigenem BMS und Trennrelais pro DC-Kreis verteilt. Aufgrund von zeitlich versetztem Abschalten der verschiedenen parallelgeschalteten Batterieracks kann sehr leicht eine zeitweise Überlastung und Auslösung des Überstromschutzes einzelner Batterieracks erfolgen.

Wichtig wäre hier auch noch, die notwendige schnelle Zuschaltung nach dem OVRT-Ereignis, um wieder rechtzeitig Wirkleistung einspeisen zu können. Auch hier stellt sich ein nicht trivial zu lösendes Problem, da beim Zuschalten der Batterieracks die Zwischenkreisspannung bis auf wenige Volt Abweichung mit der jeweiligen Spannung des Batterieracks übereinstimmen muss. Die Kommunikationstotzeit zu den jeweiligen BMS liegt oft im Bereich von >100 ms. Dadurch können mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht alle BMS nach Rückkehr in den zulässigen DC-Spannungsbereich zugeschaltet werden, bevor die Zwischenkreisspannung sich aufgrund der Leistungsanforderung außerhalb der Zuschalttoleranz der jeweiligen Batterieracks befindet. Dies bedeutet, dass die verfügbare Wirkleistung abhängig von der

Anzahl der zugeschalteten Batterieracks reduziert werden muss. Nachfolgend müssen die nicht erreichten Batterieracks über das Anfahren der jeweiligen Arbeitspunkte eingesammelt werden (Dies reduziert die freie Verfügbarkeit der Anlage in dieser Zeit).

Als weitere Schwachstelle dieser Methode ist die erhöhte Unsicherheit, wieviel Leistung nach einem OVRT-Ereignis des Batteriesystems zur Verfügung steht. Außerdem ist mit einem erhöhtem Serviceaufwand bei dieser Methode aufgrund von Lastschalthandlungen der Schutzrelais zu rechnen.

Fazit: Falls die Abschaltmethode in Betracht gezogen wird, ist noch einiger Entwicklungsaufwand in die Systemtechnik auf der Batterieseite notwendig.

Prototypenentwicklung für einen OVRT-fähigen Wechselrichter

Wie schon erwähnt wurde im Rahmen des Projekts ein Prototyp eines Wechselrichters für die Vermessung des OVRT-Verhaltens eines einstufigen Batterieumrichters in Zusammenarbeit mit Maschinenfabrik Reinhausen (MR) entwickelt. Die Auslegung wurde bewusst so knapp ausgeführt, dass bei Nennwechselspannung die niedrigste Batteriespannung bei kleinstem SoC unterhalb der Gleichrichterspannung liegt. Die Abschaltparameter des WR-Prototyps wurden so eingestellt, dass auch eine höhere Netzspannung als 440V (110% U_{Nenn}) nicht zur Abschaltung führt. Die Spannungsfestigkeit des Umrichters ist mit 130% mit ausreichender Sicherheit beaufschlagt.

Allerdings ist die nicht steuerbare, passive Gleichrichtung das Thema, das im Rahmen der Vermessung innerhalb des AP5 verifiziert werden soll.

Auf den Aufbau der weiteren Lösungsansätze wurde hier wegen Pandemie bedingter Verzögerungen innerhalb der Entwicklungsarbeiten mit MR und wegen der Redundanz im Falle von Lösungsansatz 2 (vgl. FIG) bzw. des erhöhten Sicherheitsrisikos (unbemerkte Schäden an Schutzabschaltungsmechanismen) beim Lösungsansatz 3 verzichtet.

Aufgrund von Sicherheitsmaßnahmen beim FHG-ISE wurde der Wechselrichter mit der zugehörigen Batterie und einem Steuerschrank im Container hergestellt und nach Freiburg gebracht.

Die Vermessung des Prototyps und die Messergebnisse werden im AP5 vorgestellt.

PV-Umrichter

Für zweistufige Geräte gilt die gleiche Aussage wie für Batteriewechselrichter (s.o.) OVRT im 230/400V Netz hat keine wirtschaftlichen Auswirkungen. Bei einstufigen PV-Umrichtern hängt wie bei Batteriewechselrichtern aufgezeigt die nominale AC-Spannung von der minimalen MPP-Spannung ab. Da das MPP-Fenster jedoch immer deutlich größer als das OVRT-Verhältnis geht der PV-Generator im OVRT Fall einfach Richtung in den unkritischen Leerlaufzustand.

Wind-Umrichter

Bei einer wirtschaftlichen Auslegung eines Windumrichters wird die Zwischenkreisspannung möglichst hoch gewählt. Jede Erhöhung der OVRT-Fähigkeit erfordert die Reduzierung der nominalen AC-Spannung, um Zwischenkreis und Halbleiter nicht zu schädigen.

AP2.5 – Kosten für die Überspannungsfähigkeit (Fraunhofer ISE)

Als Grundlage für die Ermittlung der Kostenfunktion für die einzelnen EZA und Betriebsmittel dient der Fragebogen *Störfestigkeit- und Maßnahmen gegenüber Überspannungseignissen* (siehe dazu auch AP2.2). Für diese Betrachtung interessant sind hierbei die angegebenen Daten der Partner bezüglich der zusätzlichen Kosten für die verschiedenen Überspannungsszenarien. Hier werden die Kosten für die Erweiterung der jeweiligen Anlagen in Bezug auf das jeweilige Überspannungsszenario angegeben. Siehe dazu Abbildung 52. Zusätzlich zu den verfügbaren Angaben wurde mithilfe eigener Überlegungen und Know-hows die Kostenfunktion erweitert. Hier ist zu erwähnen, dass eine Unterteilung in Erzeugungseinheiten und in Betriebsmittel gemacht wurde. Alle Berechnungen und Annahmen in diesem Arbeitspaket wurden in einem Excel-Dokument zusammengefasst.

Firma	KOSTAL Industrie Elektrik GmbH	Maschinenfabrik Reinhausen GmbH	Woodward GmbH	ENERCON
Beschreibung				
Betriebsmittel	PV-Stringwechselrichter PIKO 36 EPC	Aktiver Oberwellenfilter/Power Converter System Gridcon ACF/PCS	Netzschutzgerät HighPROTEC MCA4-2	Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 FTQ
Beschreibung	Anlagen bis 2 MW	ACF: Industrie bis 690 V; STATCOM Offshore PCS: bis 480 V	gerichteter Abgangsschutz	---
Wirkungsbereich	Eigenschutz	Industrie 400 V	---	Erzeugungsanlage / -einheit
Kosten Szenario 1*	---	0 € --> Standardprodukt	1890 € ohne EZE-Transformator	---
Kosten von Szenario 1 auf 2*	gering	0 € --> mit Produktvariante 690 V AC = 1,72 U	siehe Szenario 1	30 000 €
Größter Kostentreiber	Entwicklungskosten Software	---	---	Umrichter & Trafo
Höhe oder Dauer maßgeblich?	Anpassung Fehlerhandling Koordination NA-Schutzes	---	---	Höhe
Kosten von Szenario 2 auf 3*	ca. 500 € (exklusive Entwicklungskosten)	0 € --> mit Produktvariante 690 V AC = 1,72 U	siehe Szenario 1	50 000 €
Größter Kostentreiber	Überspannungsableiter, Auslegung der AC-Endstufe + Entwicklungskosten	---	---	Umrichter & Trafo
Höhe oder Dauer maßgeblich?	Höhe maßgeblich	---	---	Höhe
Norm Schutzklasse	SPD Typ 2	Überspannungskategorie 3	IEC-60255-26 IEC-60255-27	---
Nennspannung	230 V	400 V	primär: 60-50000 V AC sekundär: 60-520 (200) V	630 V (33kV) NS-Seite
max. Dauerbestriebspannung	264,5 V --> 1,15 Un	460 V --> 1,15 Un	800 (300) V --> 1,53 (1,5) Un	756 V --> 1,2 Un
Technische Ursachen	verhalten AR 4105/10 je nach Einstellung	Antiparallele Dioden der VSC-Topologie	---	---
weitere Maßnahmen	Optional SPD Typ 2	Beschaltung mit Transformator und Laststufenschalter für größere Spannungsreserve	---	---
weitere Anmerkungen			Zusätzliche Gerätschaften: Spannungswandler, Leistungsschalter, Externe Stromversorgung	

Abbildung 52: Auswertung des Fragebogens: Störfestigkeit- und Maßnahmen gegenüber Überspannungsereignissen

In der folgenden Tabelle 16 sind die Kosten für die jeweilige OVRT-Fähigkeit der oben genannten Erzeugungseinheiten aufgeführt. Dabei zeigt der erste Teil der Tabelle die Technologie mit ihrer Leistungsklasse. In der zweiten Hälfte sind die Kosten in € für die jeweilige OVRT-Fähigkeit gemäß den Herstellerangaben angegeben. Um die Erzeugungseinheiten unabhängig ihrer Leistungsklassen voneinander zu betrachten, werden im letzten Teil der Tabelle die Ergebnisse der Kosten/Leistungsrechnung [€/kW] dargestellt. Die angegebene Spanne für Batteriewandler beruht darauf, dass für diese Berechnung drei Systeme betrachtet wurden, nämlich Heim-/Industrie- und Großspeichersysteme. Hierbei zeigt diese Tabelle deutlich, dass eine Erweiterung der OVRT-Fähigkeit auf 1,4 pu U_n etwa 12 €/kW kostet und für 1,25 pu U_n etwa 5 €/kW

Tabelle 16: Übersicht über die Kosten der einzelnen Technologien mit den jeweiligen Kosten/Leistungsrechnungen

	PV-Wechselrichter	Umrichter	Windenergieanlage	Batteriumrichter
Power (kW)	36	150	3500	2.5 - 3,000
1.25 U_n [€]	---	510	30000	6.3 - 15000
1.4 U_n [€]	500	2040	50000	25 - 37500
1.25 U_n [€/kW]	---	5.10	8.60	2.50 – 5.00
1.4 U_n €/kW]	13.89	13.66	14.30	10 – 12.50

Nun wurden die Ergebnisse auch graphisch aufbereitet, siehe Abbildung 53. Dabei bilden die Diagramme (a) bis (c) die Kostenerweiterung für eine Überspannungsfestigkeit von 1,4 pu U_n ab und die unteren Diagramme (d) bis (f) eine Kostenerweiterung für eine Überspannungsfestigkeit von 1,25 pu U_n ab.

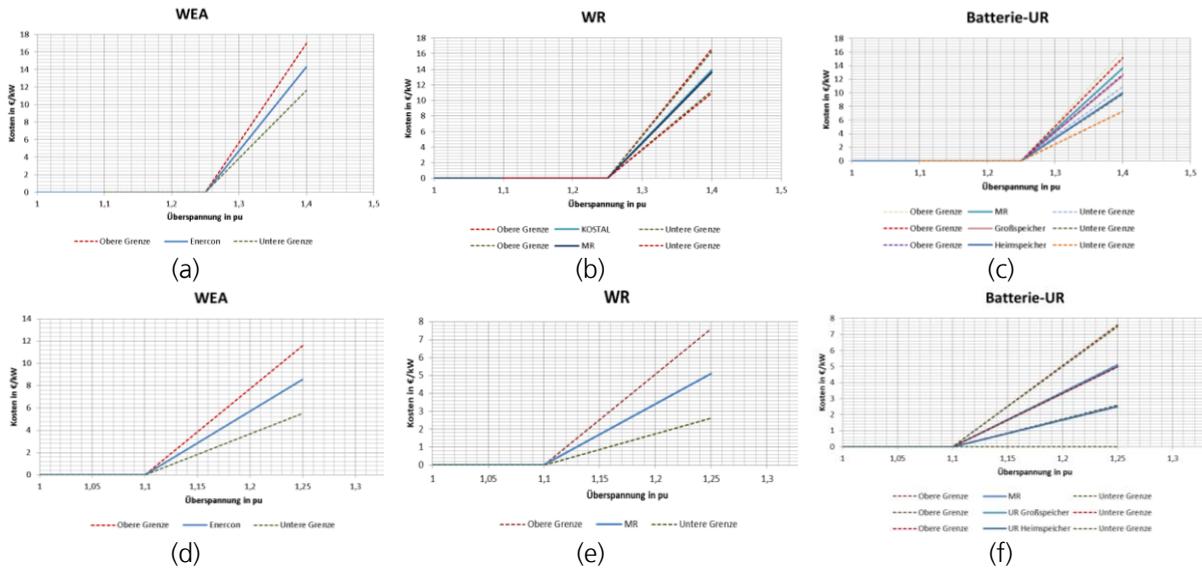


Abbildung 53: Übersicht der Kosten/Leistungs-Berechnung für die jeweiligen Erzeugungseinheiten in den beiden Fällen: oben für 1,4 pu U_n und unten für 1,25 pu U_n

Unter Berücksichtigung der Standardabweichung ergeben sich aus den jeweiligen Überspannungen die folgenden Kostenbereiche, siehe Abbildung 54.

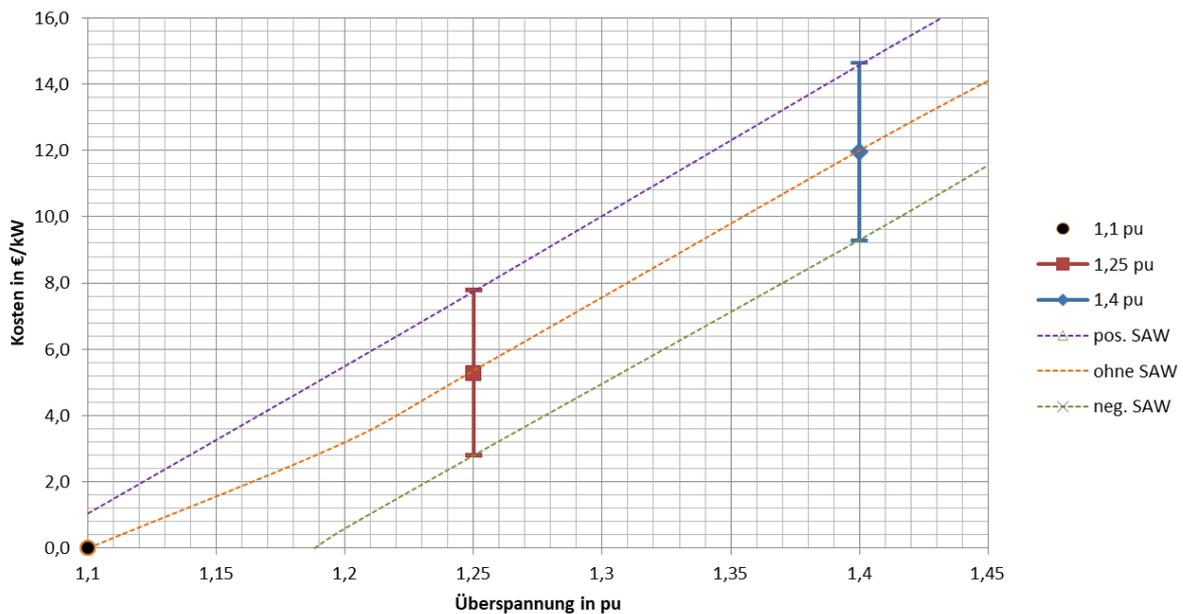


Abbildung 54: Kostenfunktion für eine Erweiterung der Überspannungsfestigkeit unabhängig der Erzeugungseinheit und der Leistungsklassen

Somit kann festgehalten werden, wenn eine Erzeugungseinheit, unabhängig von deren Typ, eine Überspannungsfestigkeit von 1,25 pu U_n aufweisen soll, Kosten zwischen 2,80 und 7,75 €/kW entstehen werden. Für die Möglichkeit einer Überspannungsfestigkeit von 1,4 pu U_n steigen die Kosten auf 9,3 bis 14,58 €/kW pro Erzeugungseinheit. Wie in der obigen Abbildung dargestellt, steigen die Kosten für die Erhöhung einer OVRT-Fähigkeit nahezu linear an.

Um ein besseres Verständnis für die Überspannungsfestigkeitskosten zu bekommen, wurde in Tabelle 17 zusätzlich die Gesamtkostensteigerung in Prozent für zwei der Erzeugungsanlagen berechnet.

Tabelle 17: Kostensteigerung zweier Wechselrichter für die erweiterte Überspannungsfestigkeit

	PIKO 36	PCS
1,25 U	---	10,00%
1,4 U	17,24%	40,00%

Bezüglich einer Kostensteigerung für die andere Netzbetriebsmittel, erwies es sich als schwer die Kosten pro Leistung analog zu den Erzeugungseinheiten abzuschätzen. Daher werden die Mehrkosten für die jeweilige Überspannungsfähigkeit in Prozent angegeben.

Bei den Schutzeinrichtungen konnte festgestellt werden, dass bei einer erhöhten Spannung zusätzliche Komponenten -Leistungsschalter, externe Stromversorgung- erforderlich sind. Bei einem Gerät eines Herstellers wurde eine Kostensteigerung von rund 66% für eine Überspannung von 1,25 pu U_n ermittelt. Für einen leistungselektronischen Oberschwingungsfilter wurden die gleichen Kostenfaktoren wie für den Wechselrichter, siehe oben, ermittelt. Daraus ergibt sich eine Kostensteigerung von 10 % für eine OVRT-Fähigkeit von 1,25 pu U_n bzw. 40 % Mehrkosten für 1,4 pu U_n .

In Bezug auf die Transformatoren gab es zwei Ergebnisse. Erstens konnte nur eine Kostenschätzung für eine permanente Überspannung von 1,10 pu U_n ermittelt werden. Daraus ergibt sich für einen 5500 kVA/20-kV-Transformator ein Kostenanstieg von 3,2 %. Für einen kleineren (3200 kVA) beträgt die Preissteigerung 2,5 %. Die Kosten beruhen auf einem erhöhten Materialeinsatz im Kern. Für Transformatoren kleiner als 3150 kVA kann zudem davon ausgegangen werden, dass durch die Ökodesign-Verordnung keine weiteren Kosten entstehen. Das zweite Ergebnis bezieht sich auf die kurzzeitigen Überspannungen. Nach Angaben des Herstellers sind Überspannungen bis zu 1,30 pu U_n unproblematisch, da die Dauer der Überspannungsfestigkeit mit den in den TAR 4105 bis 4130 genannten Anforderungen vergleichbar ist. Für Überspannungen bis 1,40 pu U_n können keine konkreten Aussagen getroffen werden, da einige Faktoren wie das Auftreten solcher Ereignisse und die Alterung des Transformators eine Rolle spielen.

Somit wurden die Ergebnisse in einer Tabelle aufgelistet, sie Tabelle 18. Auch hier sei zu erwähnen, dass die jeweiligen Berechnungen und Annahmen in dem Bericht im Anhang zur Verfügung stehen.

Tabelle 18: Übersicht der Kostensteigerung der Betriebsmittel der jeweiligen Komponenten

	5500kVA/20kV	3900kVA/20kV	<3150 kVA	MRA4-2A0AAA	MRA4-2A0AAA	MC44-2A0AAA	MC44-2A0AAA	ACF
	SGB*	SGB*	SGB*	Woodward*	Woodward*	Woodward*	Woodward*	MR*
Gesamtkosten	21875	22000		1710	2852	1918	2913	5100
1,1 U	700	550		1890,00	1890,00	1890,00	1890,00	
1,25 U				1890,00	1890,00	1890,00	1890,00	510,00
1,4 U				1890,00	1890,00	1890,00	1890,00	2040,00
Mehrkosten	<i>Kostensteigerung bei der jeweiligen Überspannungsfestigkeit</i>							
1,1 U	3,20%	2,50%	---	> 100%	66,27%	98,54%	64,88%	
1,25 U	---	---	---	> 100%	66,27%	98,54%	64,88%	10%
1,4 U	---	---	---	> 100%	66,27%	98,54%	64,88%	40%

2.1.3 AP 3 {Analyse von Methoden zur Begrenzung von Überspannungen} (FGH-eV)

Das AP 3 setzt sich aus zwei Unterarbeitspaketen zusammen:

UAP 3.1: Begrenzung von Überspannungen in Übertragungsnetzen

Ziel des UAPs ist die Erstellung einer Liste von Methoden und deren Hintergründe, Kosten und Wirkungsbereiche zur Begrenzung von Überspannungen in Übertragungsnetzen. Diese beinhaltet abgeleitete Maßnahmen zum Überspannungs-Schutz bzw. geforderte Betriebsmitteleigenschaften.

UAP 3.2: Begrenzung von Überspannungen in Verteilnetzen

Ziele und Vorgehen des UAPs sind analog zum UAP 3.1 mit Fokussierung auf die Verteilnetzebene.

Die FGH e.V. ist verantwortlich für das AP 3, das unter weiterer Beteiligung von MPE GmbH, des Fraunhofer ISE sowie Autarsys durchgeführt wurde. In folgender Tabelle sind die erzielten Ergebnisse des Arbeitspakets in Kürze aufgelistet.

Meilenstein		Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
Abschluss AP 3			Q3 2021	Unkritische Verzögerung aufgrund veränderter Projektplanung
	Meilenstein 3	Methoden zur Begrenzung von Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetzen wurden identifiziert und bewertet.	Q3 2020	Unkritische Verzögerung aufgrund veränderter Projektplanung
	Abschluss UAP 3.1	Begrenzung von Überspannungen in Übertragungsnetzen	Q3 2021	Unkritische Verzögerung aufgrund veränderter Projektplanung
	Abschluss UAP 3.2	Begrenzung von Überspannungen in Verteilnetzen	Q3 2021	Unkritische Verzögerung aufgrund veränderter Projektplanung

Die Arbeiten im AP 3 wurden aufgrund der Priorisierung der Simulationsstudie in AP1 leicht verzögert abgeschlossen (M3). Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse des AP 3 aufgeführt und erläutert.

Ziel und Beschreibung des Vorgehens

Ziel des AP 3 war die Erstellung einer Liste von Methoden zur Begrenzung von Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetzen inklusive deren Charakteristika, Kosten und Wirkungsbereiche. Die Zusammenstellung beinhaltet Maßnahmen zum Überspannungsschutz bzw. geforderte Betriebsmitteleigenschaften. Im Zuge des Arbeitspakets wurden zunächst durch Literaturrecherche, eigene Expertise und Befragung von Experten mögliche Maßnahmen identifiziert. Dann wurden, unter anderem auf Grundlage der Erkenntnissen des AP 1, die für die Fragestellungen des Forschungsvorhabens relevanten Charakteristika und Bewertungsgrößen identifiziert.

Für jede Maßnahme wurde zunächst eine technische Beschreibung erstellt, der Einsatzbereich (z.B. eine Begrenzung auf Spannungsebene oder Einsatzorte) identifiziert, mögliche Dimensionierungen aufgezeigt und anschließend der Einflussbereich der Maßnahme abgeschätzt.

Aufgrund der im Rahmen von AP1 als für den Ereignisverlauf relevant identifizierten Zeitbereiche wurde die Reaktionszeit, z.B. in Form von Anschlag-, Einschwing- und Totbandzeiten als wichtiges Kriterium identifiziert. Abschließend wurde daraus die Relevanz für OVRTuere, d.h. zur Beherrschung zeitweiliger Überspannungen abgeleitet und mithilfe dynamischer Zeitbereichssimulationen überprüft. Möglichkeiten zur Nutzung von Mitnahmeeffekten durch die Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen sowie die Etablierung der Technologie wurden qualitativ abgeschätzt. Für jede Maßnahme wurden Kostendaten ermittelt. Charakteristika der Kostenzusammenhänge wurden auf Basis von Regressionsanalysen abgeleitet.

In einer komprimierten Form sind die zur Verfügung stehenden Maßnahmen im Folgenden erläutert. Die zusammenfassende Liste (siehe auch Tabelle 18) wurde dabei bereits auf Maßnahmen beschränkt, die zumindest in bestimmten Bereichen eine Relevanz für die Begrenzung von zeitweiligen Überspannungen ergeben haben.

Um zeitweilige Überspannungen zu begrenzen, kann eine Vielzahl von Maßnahmen auf Netzseite in Betracht gezogen werden. Diese Maßnahmen lassen sich in zwei Kategorien einteilen. Maßnahmen der direkten Beeinflussung verhindern Überspannungen und damit Generatorabschaltungen, z.B. durch Anpassung der Spannung über das Übersetzungsverhältnis eines Transformators. Zu den indirekten Maßnahmen zählen vor allem Kompensationsanlagen wie FACTS oder rotierende Phasenschieber, die über Blindleistung die Netzspannung beeinflussen können, aber auch Leitungsausbaumaßnahmen, die die Netzimpedanz verändern.

Maßnahmen der direkten Beeinflussung: OLTC, RONT, Strangregler

Im Bereich der Maßnahmen der direkten Beeinflussung wurden unter Last schaltbare Transformatoren (OLTC), regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Strangregler betrachtet. Über Laststufenschalter sind die Transformatoren in der Lage das Übersetzungsverhältnis im Betrieb variabel anzupassen und damit die Sekundärspannung zu verändern. Hierfür wird ein Sensor zur Spannungsmessung eingebaut. Der regelbare Bereich des Spannungsbandes liegt üblicherweise bei bis zu +/- 10 % der Nennspannung. In diesem Bereich können diskrete Stufen angesteuert werden, welche meist in Schrittweiten von 0,5 bis 3 % ausgeführt sind. Die Ansprechzeit beträgt weniger als eine Sekunde. Aufgrund einer Rekuperationszeit von 2 bis 3 Sekunden, beträgt die kürzeste mögliche Zeit zwischen zwei Stufen etwa 3 Sekunden (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016).

Zwischen Übertragungsnetz und Hochspannungsebene sind unter Last schaltbare Transformatoren bereits Standard. Der RONT verbindet Mittel- und Niederspannungsebene und wird bisher nicht standardmäßig eingesetzt. Der Einzelstrangregler nutzt ebenfalls das Prinzip eines variablen Übersetzungsverhältnisses, um die Netzspannung zu beeinflussen. Im Unterschied zum RONT wird dieses Element seriell in nur einen Strang des Netzes eingebaut und stellt somit einen NS/NS oder auch MS/MS Transformator dar. Die Position innerhalb des Stranges unterliegt keinen Einschränkungen. Einzelstrangregler können sowohl mit einer Stufenregelung als auch stufenlos ausgeführt werden. Der technische Aufbau eines Einzelstrangreglers mit Stufenregelung ist analog zu dem eines RONT. Ein stufenloser Einzelstrangregler verwendet Boost-Transformatoren und kann damit ohne mechanische Komponenten eine Spannungsänderung einprägen.

Aufgrund der kurzen Ansprechzeit (innerhalb des Zeitbereichs zeitweiliger Überspannungen), des großen Betriebsbereichs und der direkten Beeinflussung der Netzspannung zeigen sich OLTC, RONT und Strangregler als potenziell geeignete Maßnahmen, um die in diesem Projekt betrachteten Auswirkungen von Überspannungen im Verteilnetz zu begrenzen und somit die Abschaltung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zu verhindern. Aufgrund der hohen zukünftig erwarteten (RONT) oder bereits vorhandenen (OLTC) Marktdurchdringung, welche unabhängig von der Behandlung zeitweiliger Überspannungen ist, erscheinen Synergieeffekte dieser Technologie nutzbar.

Kritisch zu betrachten ist hingegen die Schaltzeit dieser Maßnahme. Die in den Simulationen und Untersuchungen des AP1 herausgestellten Ursachen und dynamischen Vorgängen innerhalb der ersten Sekunde sind aufgrund der Schalt- und Rekuperationszeit nicht aktiv beeinflussbar. Der Effektivität des RONT auf Spannungsänderungen am NAP der Erzeugungsanlagen sind Grenzen gesetzt. Dies betrifft vor allem weitläufige Netze, Netze mit verschiedenen Versorgungsaufgaben in verschiedenen Strängen sowie generell Netze mit einer ausgeprägten Spannungsdifferenz zwischen Stranganfang- und ende oder zwischen verschiedenen Strängen. Die tatsächliche Flexibilität, die ein schaltbarer Transformator bereitstellt, hängt weiterhin direkt vom Schaltzustand vor der Störung ab und kann dadurch unter Umständen deutlich eingeschränkt sein. Ein aktives Ändern des Übersetzungsverhältnisses kann zudem Einfluss auf den Lastregelleffekt nehmen.

Die Kosten von RONT liegen im Bereich von 35 bis 72 €/kVar, die der Strangregler bei 70 bis 230 €/kVar mit einem negativen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten/Leistung und Gesamtleistung des Betriebsmittels (FfE, 2015) (dena, 2012) (ront.info, 2018).

Drosseln, MSCDN, veränderte Netzimpedanz

Die indirekten Maßnahmen umfassen vor allem Kompensationsanlagen und umrichterbasierte Systeme, die über die Regelung der Blindleistung die Spannung beeinflussen können.

Kompensationsdrosseln sind parallel geschaltete Elemente und werden typischerweise an der Tertiärwicklung eines Transformators oder über eigene Schaltfelder an das Netz angeschlossen. Die Ansteuerung erfolgt mechanisch und kann in mehreren Stufen ausgeführt werden. Dies erfolgt teilweise, aber nicht immer, automatisiert (Schwab, 2020). Zuschaltbare Drosseln werden vor allem im Übertragungsnetz zur Einhaltung des Spannungsbandes in Schwachlastzeiten sowie zur lokalen Blindleistungskompensation bei Erzeugungsanlagen eingesetzt. Übliche Größenordnungen im Übertragungsnetz liegen im Bereich von 100 Mvar. Eine zuschaltbare Drossel stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher dar und wirkt damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Knoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der mechanischen Stufung ist die Ansprechzeit langsam und kann im Minutenbereich liegen.

Zuschaltbare Drosseln wurden beim Netzereignis von 50 Hertz im Januar 2012 eingesetzt. In diesem Ereignis kam es zu einem Spannungsanstieg von 412 kV auf maximal 435 kV in wenigen Millisekunden. Die erste Drossel wurde nach etwa 30 Sekunden zugeschaltet. Durch sukzessives Zuschalten weiterer Drosseln konnte die Netzspannung nach etwa 5 Minuten wieder in das Betriebsspannungsband gebracht werden.

Folglich sind Drosseln grundsätzlich in der Lage Überspannungseignisse zu beherrschen. Allerdings sind Drosseln aufgrund ihrer langen Schaltzeiten nicht in der Lage auf sehr schnelle Spannungsanstiege angemessen zu reagieren. Die Wirksamkeit einer Drossel muss somit im Kontext der betrachteten Überspannungseignisse bewertet werden.

Ein Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (**MSCDN**) ist ein parallel geschaltetes Element, welches aus Kondensatoren sowie Oberschwingungsfiltern (C-Filter) besteht. Dieses Element wird über Leistungsschalter angesteuert. Die Oberschwingungsfilter sollen dabei eine mögliche Parallelresonanz, welche zu hohen Oberschwingungsströmen führen könnte, verhindern (Campos, Lacerda, & Alves, 2010). Ein MSCDN soll dabei vor allem die Spannung bei hoher Belastung stützen, aber auch vor Überspannungen schützen, indem sich die Anlage spannungsabhängig zu- oder abschaltet. Dies erfolgt teilweise, aber nicht immer, automatisiert.

MSCDN werden weltweit zur statischen Spannungshaltung in den Übertragungsnetzen eingesetzt und sind in Größenordnungen von 60 bis zu 300 Mvar etabliert. Ein MSCDN stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher dar und wirkt damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Knoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab.

Aufgrund der mechanischen Stufung ist die Ansprechzeit vergleichsweise langsam und kann im Minutenbereich liegen. Da häufige Schalthandlungen eine hohe Belastung für die verbauten Komponenten darstellen, werden MSCDN üblicherweise nur ein paar Mal pro Tag geschaltet (Campos, Lacerda, & Alves, 2010). MSCDN werden klassischerweise zur Beherrschung niedriger Spannungen eingesetzt. Eine Motivation zum Betrieb als Maßnahme gegen zeitweilige Überspannungen ergibt sich nur für bereits aus anderen Gründen errichtete oder geplante Anlagen.

Neben Maßnahmen der Blindleistungskompensation kann eine indirekte Beeinflussung der Spannung auch über die Veränderung der Netzimpedanz erfolgen. Übliche impedanzverändernde Maßnahmen des Netzausbaus wie Verkabelung und Leitungsausbau sind kapital- und zeitintensiv sowie von räumlich begrenzter Wirkung auf zeitweilige Überspannungseignisse. Der Einfluss einer veränderten Netzimpedanz im Sinne des Ausbaus wurde daher nicht weiter als Maßnahme betrachtet.

FACTs

Die Thyristorgesteuerte Serienkompensation (**TCSC**) ist ein in Serie geschaltetes Element, welches üblicherweise aus einer Kapazität, einer thyristorgesteuerten Induktivität, einem Varistor und einem Leistungsschalter besteht. Ein TCSC kann als eine variable, steuerbare Impedanz aufgefasst werden. So können die Reaktanz und damit der Blindleistungsbedarf einer Leitung verändert werden. Dies führt zu einer Beeinflussung der Netzspannung (Schwab, 2020). TCSC werden derzeit vor allem im Übertragungsnetz eingesetzt, um die induktive Wirkung einer hochausgelasteten Leitung zu kompensieren, können aber grundsätzlich auch eine Reiheninduktivität darstellen. Übliche Größenordnungen dieser Elemente liegen bei bis zu 200 MVar.

TCSC beeinflussen lokal die Leitungsimpedanz und damit das Blindleistungsverhalten der Leitung. Der Einflussbereich ist zunächst vor allem lokal auf den Anschlussort bezogen. Da dies die Spannung beeinflusst, kann der Wirkungsbereich auch weitreichender sein.

Zu beachten ist hierbei, dass die spannungssenkende Fähigkeit eines TCSC üblicherweise nur etwa 10 bis 30 % der spannungshebenden Fähigkeit beträgt (Khedezadeh & Sidhu, 2006). Um diese Fähigkeit zu erhöhen, müsste der TCSC überdimensioniert oder anders aufgebaut werden, welches das Verhältnis von X_L / X_C verändern würde. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik weisen TCSC eine schnelle Ansprechzeit im ms-Bereich auf. TCSC sind prinzipiell dazu in der Lage, Überspannungen zu begrenzen. Kritisch ist hierbei vor allem die geringe Ausprägung der induktiven Wirkung im Vergleich zur Nennleistung zu sehen.

Ein Static VAR Compensator (**SVC**) besteht aus mehreren, parallelen Thyristor geschalteten Kondensatoren (TSC) oder mechanisch geschalteten Kondensatoren (MSC) sowie einer Thyristor geschalteten Reaktanz (TCR). Dieses Element ist dem Netz parallelgeschaltet und kann sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung in Abhängigkeit der Anzahl und Größe der TSC und TCR in das Netz einspeisen. Die Ansteuerung erfolgt dabei in Stufen (Schwab, 2020).

SVC werden vor allem in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen zur Spannungshaltung eingesetzt. Aufgrund der zunehmend kritischer werdenden Netzzustände in den niederen Spannungsebenen wird auch dort ein Einsatz von SVC diskutiert (Sanseverino, et al., 2018). Übliche Größenordnung liegen im Bereich von bis zu 100 Mvar in den Übertragungsnetzen. Ein SVC stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher oder -erzeuger dar und wirkt damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Netzknoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik weisen SVC eine schnelle Ansprechzeit im ms-Bereich auf. SVC weisen aufgrund der schnellen Ansprechzeit und Flexibilität in der Dimensionierung ein hohes Potenzial zur Beherrschung von Überspannungen auf. Kritisch zu bewerten sind hierbei eingepreßte Oberschwingungen, für welche zusätzliche Filter zu installieren sind. Weiterhin ist ein Einsatz in den Verteilnetzen bisher nur von theoretischer Natur.

Der Static Synchronous Compensator (**STATCOM**) besteht aus abschaltbaren Halbleiterelementen (z.B. IGBT) und ist somit als selbstgeführte Kompensationslage zu charakterisieren, welche als Voltage Source Converter ausgeführt wird. Ein STATCOM generiert die benötigte Blindleistung stufenlos aus der leistungselektronischen Ansteuerung und benötigt damit keine weiteren Kondensatoren und Induktivitäten. Lediglich eine geringe Kapazität zur Aufrechterhaltung der DC-Spannung wird benötigt. Vorteilhaft an diesem Element gegenüber dem SVC ist der geringere Platzbedarf und die deutlich reduzierten eingespeisten Oberschwingungen. Der STATCOM wird heutzutage vereinzelt im Übertragungsnetz zur Spannungshaltung eingesetzt. Hierbei ist ein erheblicher Bedarf an STATCOMs für die Zukunft von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesen (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019). Übliche Größenordnungen liegen bei bis zu 300 Mvar im Übertragungsnetz. In den Verteilnetzen werden STATCOMs vor allem zur Verbesserung der Spannungsqualität aufgrund der steigenden Oberschwingungen beispielsweise in Industrienetzen eingesetzt (Benysek, 2007). Ein STATCOM stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher oder -erzeuger dar und wirkt damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Netzknoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik weist der STATCOM eine sehr schnelle Ansprechzeit im Bereich von etwa 1 bis 3 Netzperioden auf.

Durch die flexible, stufenlose Regelung sowie die schnelle Ansprechzeit weist der STATCOM erhebliches Potenzial zur Beherrschung von Überspannungen in allen Netzebenen auf. Kritisch zu sehen sind hierbei vor allem die hohen Investitionskosten.

Sowohl SVC (Static Var Compensator) als auch STATCOM (Static Synchronous Compensator) sind wichtige Geräte zur Blindleistungskompensation, die bei der Spannungstützung bzw. -begrenzung zeitweiliger Überspannungen, der Verbesserung der transienten Stabilität und der Übertragungsgrenze sowie der Dämpfung von Frequenzschwingungen eingesetzt werden können. Einzelne SVC und STATCOM sind in ihrem Einfluss bei der Spannungstützung nach Auftreten eines Fehlers begrenzt, wobei der positive Einfluss eines STATCOM etwas stärker ist als der des SVC. STATCOM haben erhebliche Vorteile bei der Verbesserung der transienten Stabilität und der Dämpfung von Niederfrequenzschwingungen (Lijie, Yang, & Yiqun, 2010). Die Kostendaten für SVC und STATCOMs sind in Abbildung 55 dargestellt.

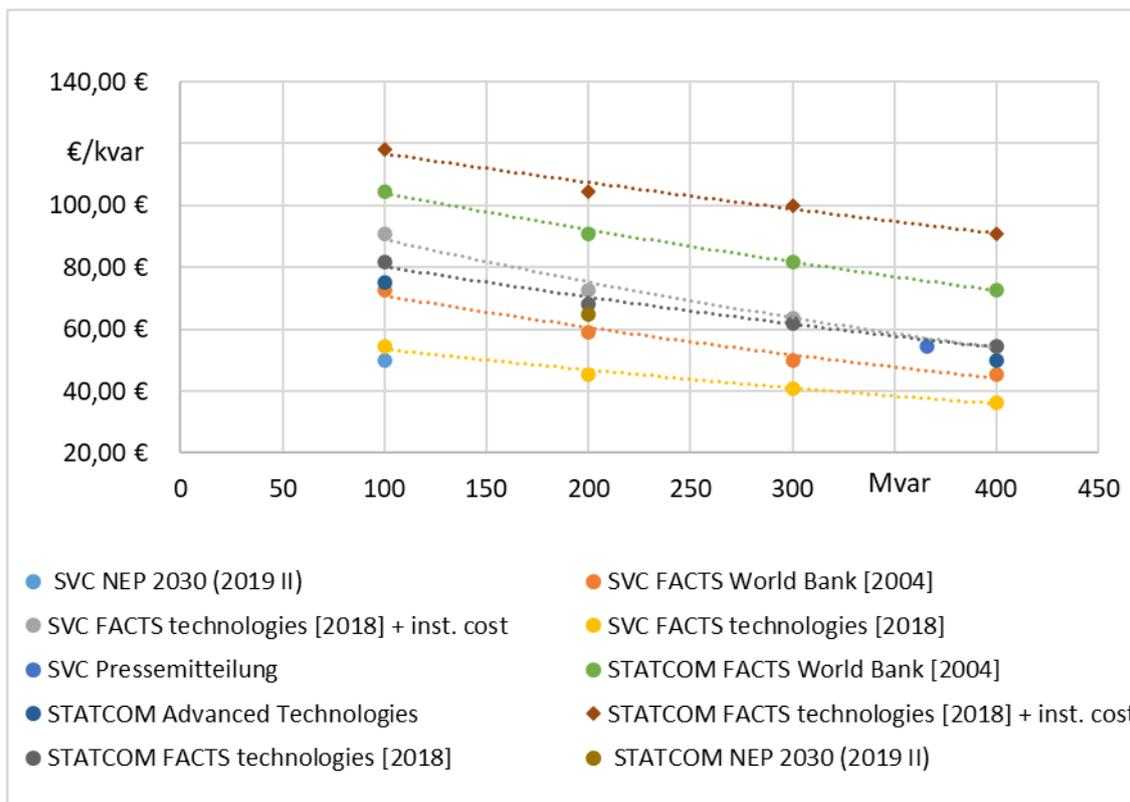


Abbildung 55: SVC und STATCOM Kosten in €/kvar bezogen auf Gesamtleistung

Die Kosten für SVC liegen zwischen 35 und 90 €/kvar, für STATCOMs sind Kosten zwischen 50 und 120 €/kvar angegeben (Übertragungsnetzbetreiber, 2019) (Übertragungsnetzbetreiber, 2015) (Gandoman, et al., 2018) (Habur & O'Leary, 2004) (Kochems, 2016) (Migliavacca, 2013) (Arnold, 2017) (Kochems, 2016). Die hohe Varianz ergibt sich aus Unterschieden in der Kostenangabe, z.B. sind teilweise Installationskosten beinhaltet, sowie aus der Aktualität unterschiedlicher Quellen. Funktionale Zusammenhänge sind aber konsistent und ermöglichen Schlussfolgerungen. Leistungsstärkere, im Normalfall an das Übertragungsnetz angeschlossene Systeme sind im Vergleich zu einer größeren Anzahl von Betriebsmitteln mit geringerer Leistung wirtschaftlicher.

Rotierender Phasenschieber

Rotierende Phasenschieber (RPS) sind leerlaufende, über Transformatoren an das Netz gekoppelte Synchrongeneratoren, die Blindleistung aufnehmen oder abgeben können und durch ihre rotierende Schwungmasse zur Kurzschluss- und Frequenzstabilität beitragen können. Über ein Erregersystem kann die Spannung und damit die eingespeiste Blindleistung kontinuierlich eingestellt werden. Ein Einsatz von rotierenden Phasenschiebern erfolgt meist in der Höchstspannungsebene. Projekte können dabei auf Basis bereits existierender, stillgelegter Kraftwerke oder als komplett neu errichtete Lösung installiert werden. RPS können bis zu einer Größenordnung von 300 Mvar installiert werden. Ein RPS stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher oder -erzeuger dar und wirkt damit vom Anschlussknoten

ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Netzknoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der elektromagnetischen Kopplung reagiert ein RPS sofort auf eine Störung. Der Zeitbereich der Spannungsregelung liegt dabei im Sekundenbereich. Eine RPS kann sich, abgesehen von der Spannungshaltung, ebenfalls an der Betriebsführung und hierbei vor allem dem Engpassmanagement beteiligen. Aufgrund der Schwungmasse des RPS trägt dieser weiterhin zur Momentanreserve und damit zur Frequenzhaltung bei. Übliche Kosten variieren stark zwischen einem Neubau und der Umrüstung eines ehemaligen Kraftwerksblocks und liegen zwischen 7 und 15 Mio. € (Kochems, 2016) (Preuß, 2012). Für RPS werden hohe Betriebskosten von ca. 3,5% p.a. angenommen (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016).

HVDC - HGÜ-Konverter

Bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) wird die elektrische Energie mittels Gleichspannung und -strom über die Leitung transportiert. Dies führt zu einer Reihe an Vorteilen, vorrangig der Verringerung der Übertragungsverluste. Heutzutage werden üblicherweise selbstgeführte HGÜ-Technologien mit der Multilevel-Technik (MMC) installiert. Diese zeichnen sich durch den Einsatz von abschaltbaren Halbleiterelementen aus und sind somit als VSC zu charakterisieren, bei denen die Kommutierungen nicht vom Drehstromnetz abhängen. Für das angeschlossene Drehstromnetz können die HGÜ-Stationen als statische Kompensationsanlagen aufgefasst werden (Elsner, Fishedick, & Sauer, 2015). HGÜ-Verbindungen werden weltweit in den Übertragungsnetzen zum Transport hoher Leistung über lange Strecken, zur Anbindung von asynchronen Netzen und zur Anbindung von Offshore-Windparks eingesetzt. Einzelne VSC-Konverterstationen sind in der Lage bis zu 800 Mvar Blindleistung bereitzustellen. Die HGÜ-Stationen stellen aus Netzsicht lokale Kompensationsanlagen dar und wirken damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Netzknoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik weisen die HGÜ-Stationen eine sehr schnelle Ansprechzeit auf, vergleichbar mit denen des STATCOM (20 bis 60 ms). HGÜ-Stationen zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität sowie einen großen Leistungsbereich aus.

Die Kosten einer Konverterstation liegen im Bereich von ca. 250 €/kVA (Übertragungsnetzbetreiber, 2019). Aufgrund der hohen Kosten und dem hingegen nur punktuellen Einsatz, ist der Betrieb von HGÜ-Verbindungen zur netzweiten Beherrschung von Überspannungen allein kritisch zu sehen. Geplante bzw. in der Umsetzung befindliche Projekte sollten aufgrund ihres großen Potentials jedoch in Betrachtungen der Spannungsstabilität einbezogen werden.

Batteriespeichersysteme

Eine Batterie speichert elektrische Energie in Form chemischer Energie und ermöglicht eine flexible Rückwandlung dieser Energie, um elektrische Energie wieder in das Netz einzuspeisen. Heutzutage wird vornehmlich die Lithium-Ionen-Technologie verwendet. Da Batterien stets mit Gleichstrom aufgeladen werden, werden sie über einen Umrichter an das Netz angeschlossen. Die Ansteuerung der Leistungselektronik erlaubt es dem Batteriespeicher neben der gespeicherten Wirkleistung auch Blindleistung in das Netz einzuspeisen. Neben dem für kundeneigene Batteriespeicher geforderten netzstützenden Verhalten (z. B. nach AR-N-4120) könnte eine zusätzliche netzseitige Installation von Batteriespeichern positiv auf Überspannungsereignisse einwirken (Sterner, Thema, Eckert, & Bauer, 2015) (Energietechnische Gesellschaft (ETG), 2015). Heute sind bereits Großspeicher in der Planung oder umgesetzt, die Motivation zur Errichtung basiert jedoch auf anderen Systemdienstleistungen und Einsatzgründen. Große Batteriespeicher im Übertragungsnetz werden auch als Netzbooster bezeichnet und sollen die Kosten des Netzausbaus senken. Ein wichtiger heutiger Einsatzbereich ist die Bereitstellung von Primärregelleistung (Stenzel, 2016), die Ermöglichung einer Höherauslastung von Übertragungsnetzleitungen und die Einsparung präventiven Redispatches (Bundesnetzagentur, 2019). Begrenzt wird dieses Potenzial vor allem durch die Dimensionierung der Batterie. Weltweit existiert eine steigende Anzahl an Testprojekten, vereinzelt auch im kommerziellen Einsatz.

Ein Batteriespeicher stellt einen lokalen Blindleistungsverbraucher oder -erzeuger dar und wirkt damit vom Anschlussknoten ausgehend auf das Netz. Die Reichweite der Wirkung hängt dabei von der elektrischen Kopplung der Netzknoten untereinander ab und nimmt generell mit steigender Distanz zum Anschlussknoten ab. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik weisen die Konverter eine sehr schnelle Ansprechzeit auf. Auch die Batteriespeicher weisen eine schnelle Ansprechzeit und flexible Dimensionierung auf und sind damit prinzipiell dazu geeignet, zeitweilige Überspannungen zu

beherrschen. Aufgrund der hohen Kosten ist eine Installation eines netzdienlichen Batteriespeichers lediglich hinsichtlich Überspannungsphänomen kritisch zu beurteilen.

Die Kosten von Großspeichern liegen zwischen 70 und 1350 €/kW bzw. 200 und 2500 €/kWh (Agora Energiewende, 2014) (Kochems, 2016) (Figgner, et al., 2018) (Weckbrodt, 2015). Die starke Varianz ergibt sich durch die signifikante Preisänderung der letzten Jahre sowie einen unterschiedlichen Projektfokus auf Batteriegröße und Umrichterdimensionierung. Die laufenden Kosten eines Batteriespeichers werden mit 2 % p.a. angegeben (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016).

Kurzzusammenfassung des AP 3

Ziel des AP 3 war die Erstellung einer Liste von Methoden zur Begrenzung von Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetzen inklusive deren Kosten und Wirkungsbereiche. Basierend auf den Erkenntnissen des AP 1 wurden die für die Fragestellungen des Forschungsvorhabens relevanten Charakteristika und Bewertungsgrößen identifiziert.

Die relevantesten Größen sind Ansprechzeit, Einflussbereich und -stärke sowie die Kosten. Unter diesen Bewertungsgrößen erscheinen vor allem FACTs netzseitig als eine sinnvolle Option zur Begrenzung zeitweiliger Überspannungen. Weitere Optionen wie rotierende Phasenschieber scheinen grundsätzlich ebenfalls gut geeignet, wobei von höheren Kosten auszugehen ist. In Simulationen wurden die ermittelten Charakteristika nachvollzogen und die implementierten Modelle geprüft. Für die wichtigsten, heute verfügbaren Betriebsmittel wurden Kostendaten ermittelt. Bei den meisten Betriebsmitteln kann ein fallend funktionaler Zusammenhang zwischen den leistungsabhängigen Kosten und der installierten Nennleistung sowie der Nennspannung festgestellt werden. Die Datengrundlage korreliert stark mit dem heutigen Grad der Etablierung und Marktdurchdringung der Anlagen. Gerade im Bereich innovativer, neuartiger Betriebsmittel verändern sich die Kosten stark, Datenpunkte aus Quellen unterschiedlichen Alters führen zu einer Verzerrung der Kostenfunktion. So haben sich z.B. die Endnutzerpreise für Batteriespeichersysteme von 2013 bis 2017 halbiert (Figgner, et al., 2018). Bei weiterführenden Arbeiten kann die Aktualität der Daten als Gewichtung herangezogen werden.

In Tabelle 19 sind die üblichen Einsatzbereiche der Komponenten und Maßnahmen aufgeführt. Anhand der beschriebenen Maßnahmen wird deutlich, dass es für jede Netzebene eine Vielzahl an Maßnahmen mit unterschiedlichen Charakteristika gibt. Eine qualitative Einordnung der Maßnahmen ist in Tabelle 20 vorgenommen. Die Bewertung der Relevanz ist dabei unter Betrachtung der herausgestellten wichtigen Charakteristika erfolgt und beschränkt sich nicht auf die weiteren Punkte Ansprechzeit, Etablierungsgrad und Kosten. Viele Maßnahmen können den Betrieb des Netzes auch abgesehen von den betrachteten Überspannungen verbessern. Das entwickelte Konzept zur Ermittlung der optimalen Maßnahmen, sollte daher nach Möglichkeit auch diese Synergieeffekte betrachten.

Tabelle 19: Spannungsebenen der Maßnahmen: Dunkelgrau – Heute realisierbar bzw. etabliert. Hellgrau – potenziell realisierbar

Maßnahme	NS	MS	HS	HöS
OLTC				
RONT				
Einzelstrangregler				
Drossel				
MSCDN				
TCSC				
SVC				
STATCOM				
HGÜ				
Rotierender Phasenschieber				
Batteriespeicher				

Tabelle 20: Übersicht Maßnahmen

	Ansprechzeit	Etabliert	Kosten	Relevanz OVRTuere
	ms bis min	Niedrig bis Hoch	Niedrig bis Hoch	Niedrig bis Hoch
RONT / OLTC	→	↑	↗	↘
Strangregler	↗	↗	↑	↘
STATCOM	↑	↗	↘	↑
Drossel	↘	↑	↗	↘
MSCDN	↘	↑	↗	↘
TCSC	↗	↗	↗	↘
SVC	↑	↗	↗	↑
HGÜ-Konverter	↑	↗	↓	→
Rotierende Phasenschieber	↗	↗	↘	↗
Netzdienliche Batteriespeicher	↑	↘	↘	→

2.1.4 AP 4 {Entwicklung eines kostenoptimierten Konzeptes einschließlich Überspannungsanforderungen} (FGH-eV)

Das AP 4 setzt sich aus vier Unterarbeitspaketen zusammen:

UAP 4.1: Entwicklung einer Struktur für die Ergebnisse aus AP 2 und 3

UAP 4.2: Entwicklung eines kostenoptimierten Konzeptes

Mögliche Konzepte und Überspannungsanforderungen in Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzen sollen definiert werden

UAP 4.3: Wirtschaftliche Bewertung der Konzepte

Die Kosten der Konzepte sollen unter Berücksichtigung heutiger und für die Zukunft erwarteter Kundendurchmischung und Netzgestaltung bewertet werden.

UAP 4.4: Dynamische Untersuchungen zur Verifikation der Empfehlungen

Verifikation des vorgeschlagenen Konzeptes anhand von Simulationen

Die FGH e.V. ist verantwortlich für das AP 4, die M.P.E. GmbH sowie das Fraunhofer ISE, FGH GmbH und Autarsys sind ebenfalls beteiligt. In folgender Tabelle sind die erzielten Ergebnisse des Arbeitspakets in Kürze aufgelistet.

Meilenstein	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
Abschluss AP 4 / Meilenstein 4	Es wurden ein kostenoptimales Überspannungsbegrenzungskonzept entwickelt und Überspannungsanforderungen erarbeitet.	Q1 2022	Verzögerung ohne kritische Auswirkung, mittelneutrale Verlängerung des Projekts
Abschluss UAP 4.1	Strukturvorgabe zu Überspannungsvermögen und Kosten erstellt	Q4 2018	Erreicht nach Plan
Abschluss UAP 4.2	Konzepte wurden erstellt	Q1 2022	Verzögerung ohne kritische Auswirkung, mittelneutrale Verlängerung des Projekts
Abschluss UAP 4.3	Kostenbewertung der Konzepte wurde vorgenommen	Q1 2022	Verzögerung ohne kritische Auswirkung, mittelneutrale Verlängerung des Projekts
Abschluss UAP 4.4	Verifikation / Simulation der Konzepte durchgeführt	Q1 2022	Verzögerung ohne kritische Auswirkung, mittelneutrale Verlängerung des Projekts

Im Laufe des Projekts und der Untersuchungen, vor allem im Rahmen von Arbeitspaket 1 hat sich herausgestellt, dass sich kostenoptimale Überspannungsbegrenzungskonzepte vor allem auf zwei Fragestellungen und Zeitbereiche fokussieren müssen.

Dies ist einmal der Zeitraum der nächsten Dekade, der geprägt ist von einem disruptiven Wandel der Erzeugungseite der Energieversorgung. Synchroner Erzeuger bleiben in diesem Zeitraum – in einem gewissen Rahmen – in den Netzen erhalten und tragen zur Systemstabilität bei. Auf der anderen Seite ergibt sich durch die noch „neuen“ OVRT Anforderungen für diesen Zeitraum eine hohe Durchdringung mit nicht OVRT-fähigen Anlagen. Eine Schutzabschaltung dieser Anlagen und mögliche kaskadierende Effekte sind somit bereits bei relativ geringen Überspannungshöhen denkbar. Entsprechende Maßnahmen und das entwickelte Gesamtkonzept muss einer möglichen Bedrohung also bereits im entsprechenden Zeitbereich entgegenwirken, was Einfluss auf die sinnvoll zur Verfügung stehenden Maßnahmen hat.

Andererseits ist der Zeitbereich ab ca. 2040 betrachtungsrelevant. Die EZE werden zu diesem Zeitpunkt zu überwiegenden Teilen eine OVRT Fähigkeit nach den Normen aus den Jahren 2017, 2019 bzw. der Aktualisierung 2021 besitzen. Somit ist davon auszugehen, dass von Anlagenseite höhere Überspannungen handhabbar sind, ohne eine Systemgefährdung hervorzurufen. Hier kommt das gesamte Spektrum der in AP2 und AP3 analysierten Maßnahmen als Optionen für die Konzeptausgestaltung infrage.

Aus den umfassenden Untersuchungen in AP1, AP2 und AP3 sind Konzepte zum optimalen Umgang mit zeitweiligen Überspannungen erstellt worden und Empfehlungen zur Anpassung der Anschlussregelungen und Normen abgeleitet worden.

Vorgeschlagenes Konzept zur Sicherung der Systemstabilität im kurzfristigen Zeitbereich (vor 2040) (FGH e.V.)

Großflächige Überspannungen moderater Höhe müssen im Übergangsbereich verhindert werden, um den Ausfall nicht OVRT-fähiger Anlagen zu beschränken

Bereits geringe Überspannungen könnten, aufgrund der teils regional geringen Durchdringung OVRT-fähiger Anlagen, zu großflächigen Ausfällen führen. In den Netzuntersuchungen ergeben sich zeitweilige Überspannungen bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen regional in unterschiedlicher Höhe. Eine Veränderung von OVRT-Anforderungen für Neu-Anlagen hätte auf die hier beschriebene Problematik keine Auswirkungen und wurde somit ausgeschlossen.

Eine Nachrüstung der nicht OVRT-fähigen Anlagen ist grundsätzlich denkbar. So wurde bereits über die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen §5 (SDLVWindV) im Jahre 2009 die Nachrüstung von EZE im Sinne von OVRT-Fähigkeit finanziell angereizt (Bundesregierung, 2009). Bei adäquater Ausgestaltung des Anreizes kann eine weiträumige Nachrüstung bei allen Anlagen, bei denen eine solche Nachrüstung kostentechnisch sinnvoll möglich ist, angereizt werden. Problematisch scheint in der Umsetzung eine regionalspezifische Anreizsetzung. Auf Netzseite bieten sich hingegen alternative Maßnahmen an. Die Maßnahmen wurden bereits in AP 3 ausführlich beschrieben, im Zuge der Problemstellung kommen vor allem schnell regelnde FACTs sowie rotierende Phasenschieber in Frage, um bei Überspannungsereignissen eine schnelle und wirksame Begrenzung der Spannung zu gewährleisten.

Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sollte eine Begrenzung der Überspannungen im Übergangsbereich durch schnell regelnde Kompensationsanlagen (FACTs) sichergestellt werden. Aus den Kostenbetrachtungen ergibt sich dabei ein Vorteil leistungsstarker Anlagen im Übertragungsnetz gegenüber einer größeren Anzahl kleinerer Anlagen. Dies resultiert aus den Vorteilen im Leistung / € sowie der Tatsache, dass bereits wenige Anlagen ausreichen, um Überspannungen signifikant zu begrenzen, was die Vorteile einer lokalen Positionierung kleinerer Anlagen im Umgebungsbereich der gefährdeten EZE wettmacht.

Insgesamt ist eine regelmäßige Untersuchung der Gefährdung durch die Netzbetreiber sinnvoll, um geeignete Maßnahmen wie einen frühzeitigen Ausbau von FACTs oder Anpassungen im Betrieb gefährdeter Netzbereiche zu ermöglichen. So kann eine potenzielle Gefährdung der Spannungsstabilität im Übergangsbereich (bis zur vollständigen OVRT-Durchdringung) verhindert werden.

Vorgeschlagenes Konzept zur Handhabung von Überspannungen im zukünftigen Netz (M.P.E. GmbH)

Überspannungen im Übertragungsnetz können und sollen im Übertragungsnetz behoben werden

Aus den ausführlichen simulativen Untersuchungen von Überspannungen im Übertragungsnetz und der Analyse von Gegenmaßnahmen wird Folgendes deutlich: Spannungsregelnde STATCOMs, HGÜs und

(zukünftig) netzbildende Wechselrichter im Übertragungsnetz haben einen äußerst positiven Effekt und eine weitreichende Wirkung auf die Spannungsstabilität. Beispielhaft ist in Abbildung 56 der netzstützende Effekt der STATCOMs im Übertragungsnetz dargestellt. Die Spannungsstützung im OVRT-Fall begrenzt die Überspannungen in ihrer Höhe und vor allem in ihrer räumlichen Ausdehnung. Das

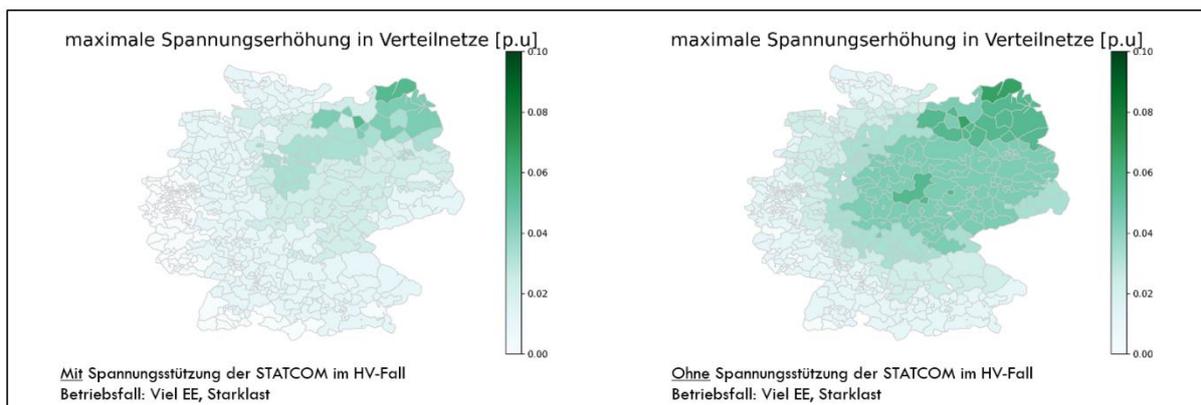


Abbildung 56: Spannungssprünge an den Klemmen der Erzeugungsanlagen mit/ohne Spannungsstützung der STATCOM für einen (n-1)-Sammelschienausfall in Güstrow (Fehlerereignis N)

Ausfallrisiko von Erzeugungsanlagen wird so deutlich verringert (potenzieller Ausfall von 9,3 GW Altanlagen gegenüber 2,2 GW bei Sammelschienausfall in Güstrow).

Um Überspannungen im Übertragungsnetz effektiv entgegenzuwirken, ist die dynamische Regelung der Netzbetriebsmittel entscheidend. Für eine Droop-Regelung der STATCOMs bietet sich eine Regelungscharakteristik an, die im OVRT-Fall sehr viel sensibler reagiert als im LVRT-Fall. So kann die von den Betriebsmitteln zur Verfügung gestellte Blindleistung über den notwendigen Spannungsbereich komplett ausgenutzt werden.

Erzeugungsanlagen müssen im OVRT-Fall am Netz bleiben und lokal die Spannung stützen, um das Risiko von Ausfällen allgemein zu reduzieren

Wie bereits in den aktuellen Anschlussbedingungen vorgeschrieben, ist eine lokale dynamische Spannungsstützung der Erzeugungsanlagen sinnvoll. Sie trägt dazu bei, dass die Spannung lokal begrenzt wird und so das Ausfallrisiko verringert wird. Aus den simulativen Untersuchungen von Überspannungen in zukünftigen Netzen (siehe AP1) ergibt sich allerdings keine Notwendigkeit, die OVRT-Anforderungen weiter zu erhöhen. Im Gegenteil ist eine Verringerung der geltenden nationalen OVRT-Anforderungen kostentechnisch sinnvoll.

Vorgeschlagene Anpassungen der OVRT-Anforderungen für Erzeugungsanlagen (M.P.E. GmbH)

Aus den simulativen Untersuchungen aus AP1 ergibt sich Folgendes: Insgesamt übersteigen zeitweilige Überspannungen im zukünftigen Stromnetz nicht die aktuell zulässigen Grenzen der OVRT-Richtlinien für Erzeugungsanlagen (< 10% Spannungssprung im Zeitbereich ab 100ms). Des Weiteren ist das Auftreten zeitweiliger Überspannungen regional sehr unterschiedlich.

Eine Erhöhung der OVRT-Anforderungen auf 15% (Spannungssprung, Zeitbereich nach 100ms) für 60s, wie sie seit 2021 gefordert wird, ist daher nicht notwendig und kostentechnisch nicht sinnvoll. Vielmehr sind die Anforderungen, die bis zum 1.1.2021 galten, empfehlenswert. Grafisch ist diese Empfehlung in Abbildung 57 dargestellt.

Die Vorgaben zu absoluten Spannungshöhen innerhalb der OVRT-Anforderungen sind weiterhin sinnvoll. Hier besteht keine Notwendigkeit der Anpassung. Für den transienten Zeitbereich unmittelbar nach Fehlereintritt / Fehlerklärung existieren bislang keine klaren Anforderungen zum Durchfahren. Transiente Überspannungen wurde innerhalb dieses Forschungsprojekts nicht im Detail untersucht. Es wird allerdings empfohlen, zusätzliche Anforderungen für EZE für diesen Zeitbereich zu spezifizieren.

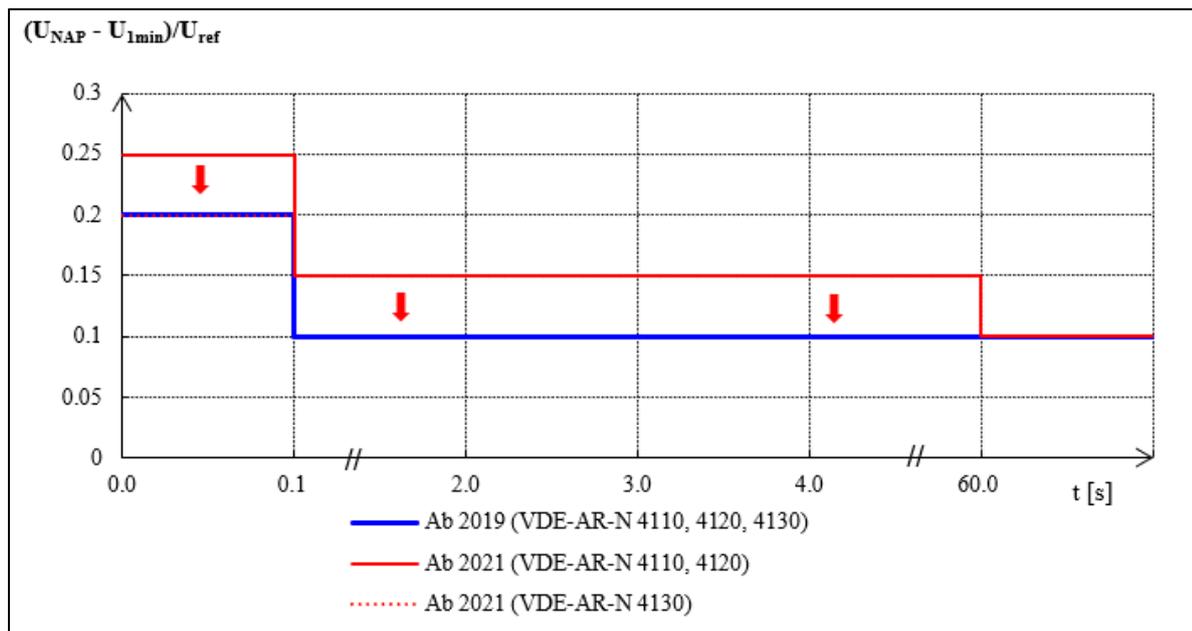


Abbildung 57: Vorgeschlagene Anpassung der OVRT-Anforderungen (relative Spannungshöhen)

Es folgen qualitative Aussagen und eine Abschätzung der Kosten zur Begründung des Vorschlags:

Eine Absenkung der OVRT-Anforderungen, wie vorgeschlagen, senkt die Kapitalkosten für den zukünftigen Zubau regenerativer Erzeugungsleistung. Bis zum Jahr 2030 kann von einem Zubau regenerativer Erzeugungsleistung zwischen 60GW (Bundesnetzagentur, 2018) und >200GW (BMWK, 2022) ausgegangen werden. Aus AP2 ergeben sich zusätzliche Kosten von 5000€/MW für EZA aufgrund einer Erhöhung der OVRT-Anforderungen um 10%. Im Gegensatz dazu sind aus AP3 Kosten für netztechnische Maßnahmen bekannt: ein STATCOM mit 300MVar Leistung kostet etwa 25Mio.€.

Daraus folgen vermeidbare Kapitalkosten wie in Tabelle 21 dargestellt. Alternativ könnten mindestens 12 zusätzliche STATCOMs (gesamt: 300Mio. €) im Übertragungsnetz installiert werden, um Überspannungen noch stärker zu begrenzen und die Robustheit des Netzes gegenüber Fehlerereignissen weiter zu erhöhen. Gegebenenfalls ist sogar eine Beherrschung bestimmter sogenannter „Out of range“-Ereignisse möglich.

Tabelle 21: Vermeidbare Kosten durch Absenkung der OVRT-Anforderungen vs. netztechnische Maßnahmen

Zubau installierter EE-Erzeugungsleistung 2022 - 2030	Absolut vermeidbare Kapitalkosten (Erzeugungsanlagen)	Alternative netztechnische Maßnahmen
60 GW	300 Mio. €	12 STATCOMs
200 GW	1000 Mio. €	40 STATCOMs

Zusätzlich sind kostentechnisch folgende Punkte zu beachten:

- Überspannungen treten regional stark unterschiedlich auf. Eine generelle Erhöhung der OVRT-Anforderungen würde zusätzliche Kosten aller Erzeugungsanlagen verursachen. Die höheren OVRT-Anforderungen werden allerdings nicht in allen Regionen benötigt. Durch eine generelle Erhöhung der Anforderungen entstehen somit vermeidbare Kosten.
- Eine Erhöhung der OVRT-Anforderungen für EZA erhöht neben den Kapitalkosten auch die dauerhaften Betriebskosten der Anlagen. So treten höhere Verluste auf, wenn Anlagen dauerhaft bei einer Spannung unter Nennspannung betrieben werden.

- Spannungsregelnde/Netzstützende Elemente im Übertragungsnetz haben einen äußerst positiven Effekt und eine weitreichende Wirkung bei Überspannungseignissen. Sie können lokal dort eingesetzt werden, wo kritische Überspannungen im Netz zu erwarten sind. Es sind bereits STATCOMs im Übertragungsnetz zur Sicherstellung der Kurzzeit-Spannungsstabilität (spannungshhebend) vorgesehen und weitere werden zukünftig benötigt. Die zusätzliche Nutzung des induktiven Bereichs (spannungssenkend) verursacht im Normalfall keine zusätzlichen Kosten.
- Würden die OVRT-Anforderungen (relativer Spannungssprung) so belassen oder sogar noch weiter erhöht, ergeben sich zusätzlich zu den volkswirtschaftlichen Kosten folgende negativen Effekte und technischen Risiken:
- Um strenge OVRT-Anforderungen zu erfüllen, ist eine erhöhte Blindstromeinspeisung aus Sicht der EZA sinnvoll. Wird der Toleranzbereich der spannungssenkenden Blindleistung ausgereizt, ergeben sich bereits 0.8 p.u. Δi_B bei 10% Überspannung (Bsp. nach VDE-AR-N 4120). Diese hohe Toleranz in Kombination mit einer geforderten Blindstrompriorisierung im Fehlerfall birgt die Gefahr einer Wirkleistungsbegrenzung. Wenn die Wirkleistung im Fall eines HV-Ereignisses jedoch nicht auf den Vorfehlerwert zurückgefahren wird, wird die Ursache der Überspannung potenziell nicht behoben. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 58 (Beispielsimulation) dargestellt. Zusätzlich besteht die Gefahr einer Frequenzinstabilität, wenn die Wirkleistung nicht wieder auf den Vorfehlerwert zurückgefahren wird.
- Ein Betrieb des Netzes, in dem generell höhere zeitweilige Überspannungen zulässig sind, birgt die Gefahr von ungeplanten Überspannungsabschaltungen in Verteilnetzen.
- Bei der Übertragung von Überspannungen über Transformatoren entstehen Verzerrungen. Auch Umrichter speisen bei hohen Spannungen vermehrt Oberschwingungen ins Netz ein. Die genauen Auswirkungen dessen wurden nicht untersucht, generell birgt eine verminderte Spannungsqualität jedoch Risiken für Netzbetriebsmittel und Kundenanlagen.

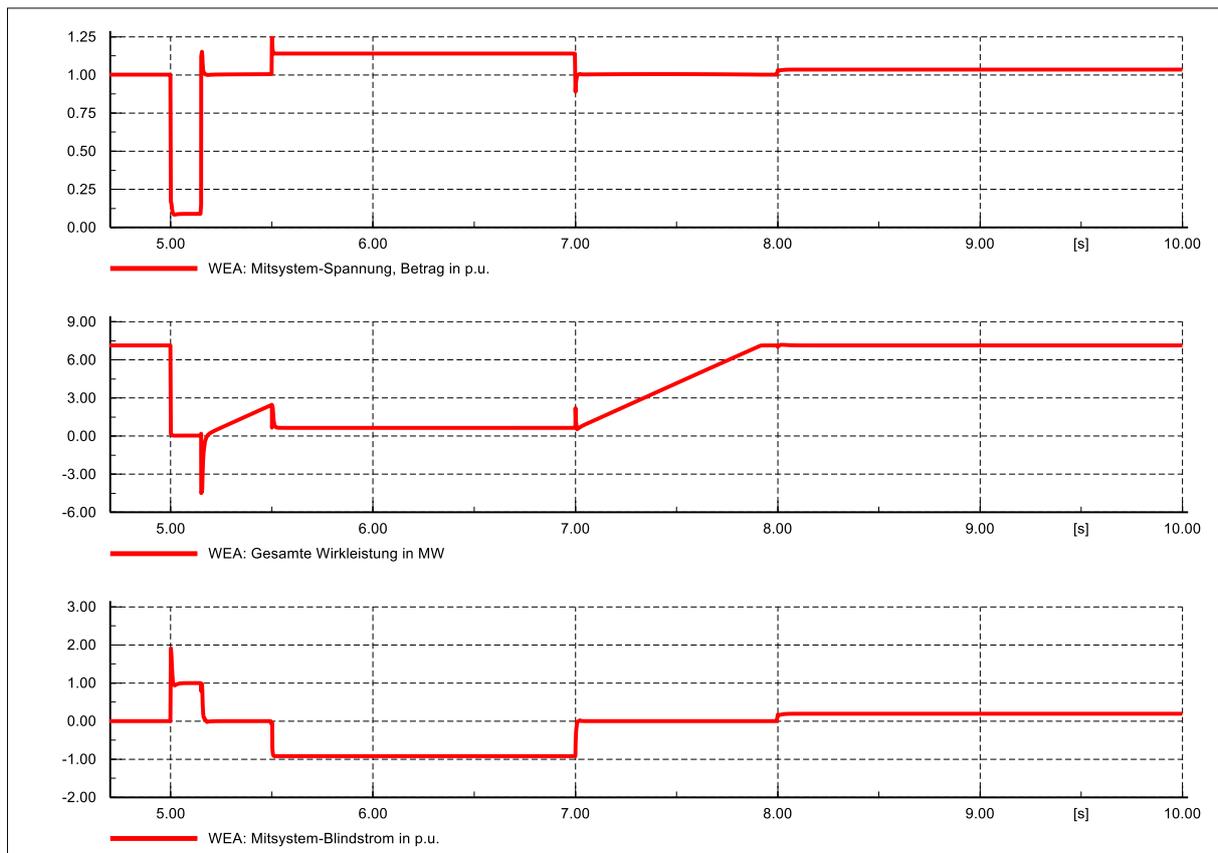


Abbildung 58: Anhalten der Wirkleistungsrückkehr durch hohe Toleranz des Blindstroms und Blindstrompriorisierung im OVRT-Fall (Beispielsimulation)

Des Weiteren wird empfohlen, zusätzliche Anforderungen für Erzeugungseinheiten für den „transienten Zeitbereich“ zu spezifizieren. Bislang existieren hierzu keine klaren Anforderungen in Deutschland.

Transiente Überspannungen unmittelbar nach Fehlereintritt / Fehlerklärung wurden innerhalb des Forschungsprojekts nicht im Detail untersucht, es lassen sich allerdings folgende Aussagen treffen:

Im Zeitbereich $<20..30\text{ms}$ können hohe Spannungen auftreten. In den RMS-Simulationen des AP1 lassen sich maximale Spannungserhöhungen von z.B. 23% auf 380kV-Ebene und 26% auf Mittelspannungsebene beobachten. Zur genaueren Analyse würden detaillierte EMT-Simulationen benötigt.

Die Erzeugungsanlagen können die Spannungen in diesem Zeitbereich wesentlich beeinflussen. Zusätzliche Anforderungen für den „transienten Zeitbereich“ sollten für Erzeugungseinheiten (EZE) spezifiziert werden und könnten z.B. so lauten: „EZE dürfen bei transienten Spannungen von $<145\%$ innerhalb von 30ms nicht abschalten und die Regelung muss aktiv bleiben, d.h. nicht blockieren.“

Weitere Empfehlungen zur Verbesserung der geltenden OVRT-Anforderungen (M.P.E. GmbH und FGH e.V.)

Speziell die Kombination eines LVRT-OVRT-Ereignisses sollte in der Norm einbegriffen sein. Der Wirkstrom muss auch während eines OVRT-Ereignisses wieder hochgefahren werden. Selbst bei maximalen geforderten Δu muss 100% Wirkleistung möglich sein und nicht etwa durch das Ausnutzen der Toleranzen der Blindstrombereitstellung verhindert werden. Alternativ ist auch die Forderung einer Wirkstrompriorisierung im OVRT-Fall möglich, aber nicht zwingend erforderlich.

Eine hohe Toleranz für den induktiven Blindstrom der EZA soll vermieden werden. In den aktuellen Anschlussregeln existiert ein sehr großer Toleranzbereich für die Bereitstellung eines spannungssenkenden Blindstroms. In Kombination mit der geforderten Blindstrompriorisierung im Fehlerfall birgt dies die Gefahr einer Wirkleistungsbegrenzung. Eine Anpassung der Anschlussregeln, beispielsweise mit separaten Anforderungen für EZE und EZA, ist zu prüfen.

Stetiger Wirkstrom nach Fehlerklärung sollte klarer gefordert werden.

Die Wirkleistungsrückkehr nach Fehlerklärung kann entweder mit stetigem Wirkstrom oder stetiger Wirkleistung realisiert werden (siehe Abbildung 60). Die aktuellen Anschlussregeln sollten hier klarer eine Wirkstromwiederkehr fordern. Dies führt zu einer schnelleren Rückkehr auf die Vorfehlerleistung und verringert so die Ursache zeitweiliger Überspannungen.

Das Hin- und Herschalten („Klappern“) in der Blindstromeinspeisung soll konzeptionell verhindert werden, z.B. durch eine Anpassung der $dq/d\omega$ -Charakteristik.

In Abbildung 59 ist ein Beispiel für eine Anpassung dargestellt. Die Problematik in der aktuellen Spezifikation der Blindstromeinspeisung liegt in der Unstetigkeit bei Fehlererkennung (z.B. bei $\pm 0,1$ p.u. Spannungsänderung). An dieser Stelle „springt“ der Blindstrom von Null auf die geforderte Kurve (hier $k=5$). Ein beispielhaftes Verhalten bei dem das „Klappern“ nicht vermieden wird, d.h. bei einer direkten Implementierung der vorgeschlagenen Charakteristik der gültigen Anschlussregeln, ist in Abbildung 59 zu sehen.

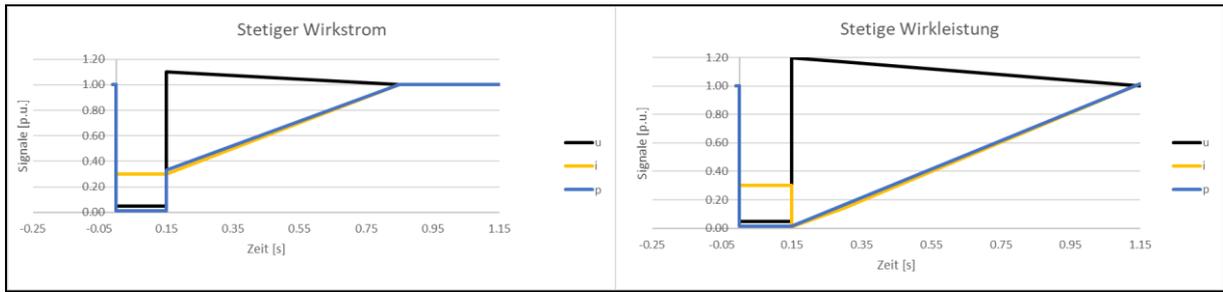


Abbildung 60: Wirkstrom- vs. Wirkleistungsrückkehr nach Fehlerklärung

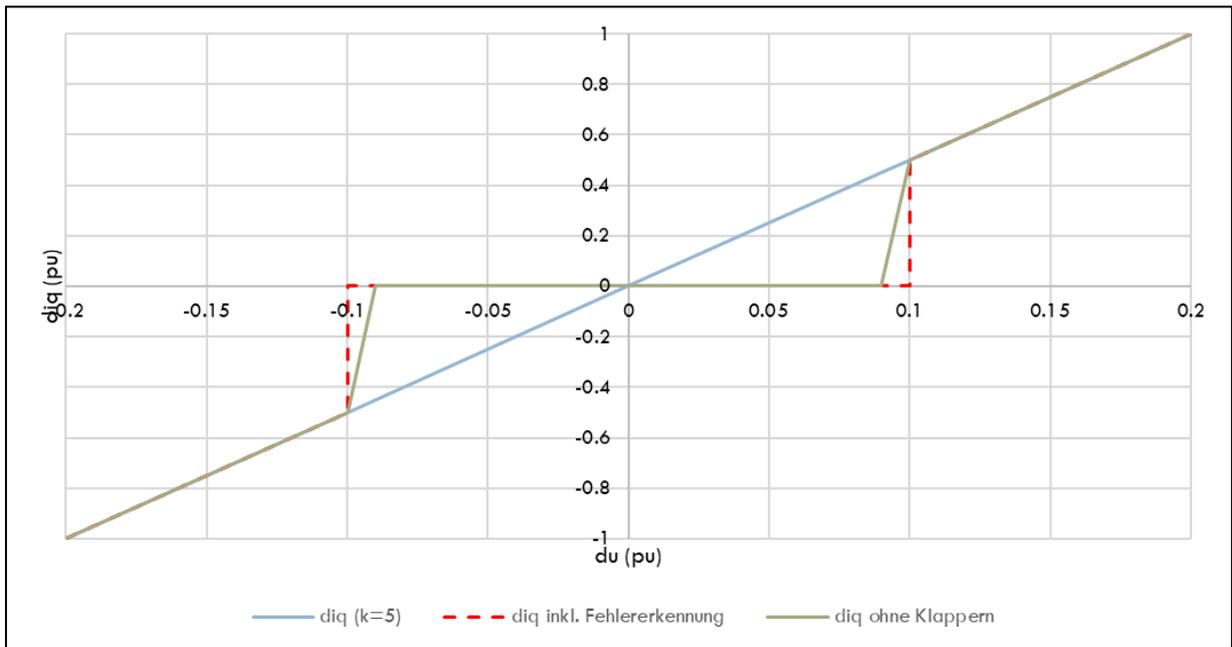


Abbildung 59: Beispiel zur konzeptionellen Vermeidung des „Klapperns“

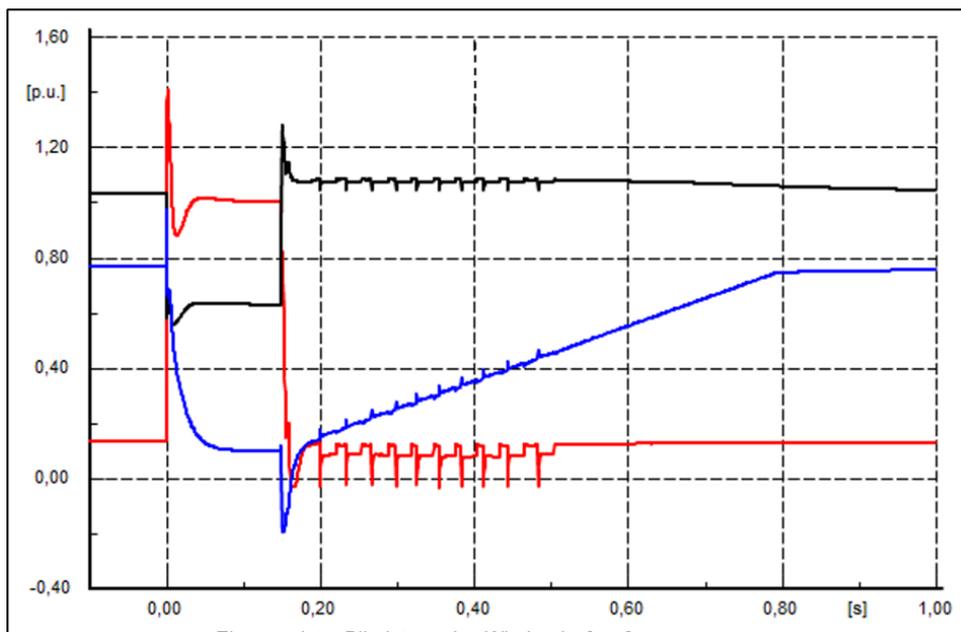


Abbildung 61: Beispielhaftes Verhalten eines Windparks im Übertragungsnetz, sofern das „Klappern“ der Blindstromstütze nicht konzeptionell vermieden wird

Der Beginn und das Ende der Fehlererkennung sollte klarer definiert / geklärt werden.

Als aktuelle Definition des Fehlerbeginns gilt eine sprunghafte Spannungsänderung um mindestens 5% oder ein Austritt aus dem statischen Spannungsband ($\pm 10\%$). Als Fehlerende wird der Wiedereintritt in das Spannungsband ($\pm 10\%$) definiert oder 5 Sekunden nach Fehlerbeginn (VDE/FNN, 2018). So ergeben sich beispielsweise Unsicherheiten, wie mit Spannungssprüngen $>5\%$ innerhalb des statischen Spannungsbandes umzugehen ist. Hier sollte die Formulierung für Fehlerbeginn und Fehlerende verbessert werden. Als Standardwert wird ein Fehlerbeginn bei $|\dot{u}| > 5\%$ empfohlen. Die simulativen Untersuchungen im zukünftigen Netz bestätigen den positiven Einfluss eines „kleineren Totbands“ (5%) der dynamischen Netzstützung der EZA gegenüber einem Totband von 10% (siehe Abbildung 62).

Ein schnelles Zurückfahren des Blindstroms nach Fehlerklärung sollte gefordert werden.

Für die An-/Einschwingzeit des Blindstroms nach Fehlerbeginn gelten definierte Anforderungen (VDE/FNN, 2018). Für das Zurückfahren des Blindstroms nach Fehlerende ist dies explizit nicht der Fall. Aus Ap1 wird klar, dass eine anhaltende Blindstromeinspeisung nach Fehlerende die Problematik von zeitweiligen Überspannungen verstärkt. Es wird daher empfohlen, das gewünschte Blindstromverhalten nach Fehlerende zu spezifizieren, vergleichbar mit den geforderten Zeiten bei Fehlerbeginn.

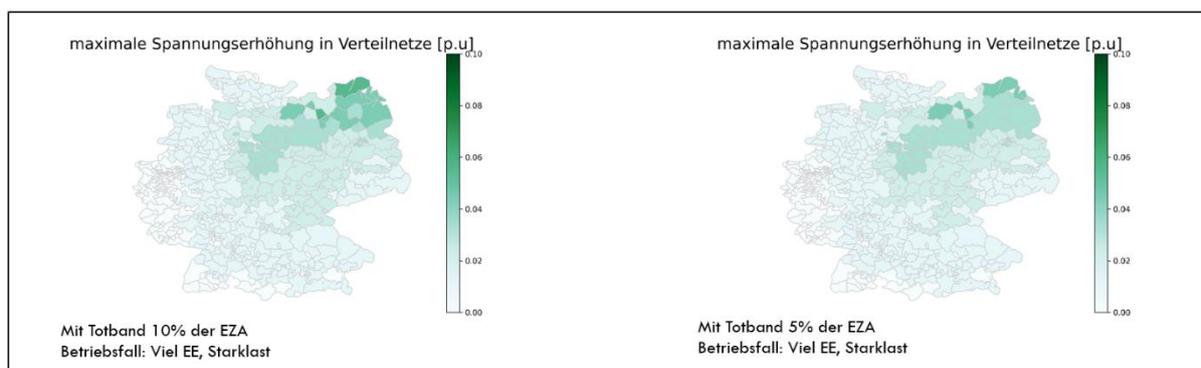


Abbildung 62: Spannungserhöhungen in den Verteilnetzen bei (n-1)-Sammelschienenenausfall in Güstrow (links: dyn. Netzstützung der EZA mit 10% Totband, rechts: dyn. Netzstützung der EZA mit 5% Totband)

Kurzzusammenfassung des AP4

Aus simulativen Erkenntnissen des Forschungsprojekts ergeben sich folgende Empfehlungen:

- Überspannungen im Übertragungsnetz können und sollen im Übertragungsnetz behoben werden.
- Erzeugungsanlagen müssen im OVRT-Fall am Netz bleiben und lokal die Spannung stützen, um das Risiko von Ausfällen zu reduzieren.
- Eine Erhöhung der OVRT-Anforderungen auf 15% (Spannungssprung) für 60s, wie sie seit 2021 gefordert wird, ist nicht notwendig und kostentechnisch nicht sinnvoll. Vielmehr sind die Anforderungen, die bis zum 1.1.2021 galten, empfehlenswert.
- Die Vorgaben zu absoluten Spannungshöhen innerhalb der OVRT-Anforderungen sind weiterhin sinnvoll.
- Für den transienten Zeitbereich unmittelbar nach Fehlereintritt / Fehlerklärung existieren bislang keine klaren Anforderungen zum Durchfahren. Es wird empfohlen zusätzliche Anforderungen für EZE für diesen Zeitbereich zu spezifizieren.
- Speziell die Kombination eines LVRT-OVRT-Ereignisses sollte in der Norm einbegriffen sein.
- Des Weiteren sollten die OVRT-Anforderungen in folgenden Punkten verbessert werden:
- Eine hohe Toleranz für den induktiven Blindstrom der EZA soll vermieden werden. Dies birgt die Gefahr einer Wirkleistungsbegrenzung, was wiederum anhaltende zeitweilige Überspannungen und eine Frequenzinstabilität zur Folge haben kann.

- Ein stetiger Wirkstrom nach Fehlerklärung sollte klarer gefordert werden.
- Das Hin- und Herschalten („Klappern“) in der Blindstromeinspeisung sollte konzeptionell vermieden werden, z.B. durch eine Anpassung der $dq/d\omega$ -Charakteristik.
- Der Beginn und das Ende der Fehlererkennung sollten klarer definiert / geklärt werden.
- Ein schnelles Zurückfahren des Blindstroms nach Fehlerklärung sollte klarer gefordert werden.

2.1.5 AP 5 {Verifikation der Erfüllung von Überspannungsanforderungen und Bewertung von OVRT-Prüfeinrichtungen} (Fraunhofer ISE)

Das AP 5 gliederte sich in 3 Unterarbeitspakete. Die Erarbeitung von Prüfplänen für die Vermessung der Prüfeinrichtungen und der Erzeugungsanlagen und die jeweiligen Vermessungen der zu untersuchenden Prüfstände und Anlagen. Verantwortlich in diesem Arbeitspaket war das Fraunhofer ISE, wobei die Projektpartner unterschiedlich viel unterstützten. In dem AP wurden zwei Meilensteine gesetzt und erreicht, diese sind in Tabelle 22 aufgelistet.

Tabelle 22: Meilensteine des Arbeitspaket 5

Meilenstein	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
M5	Verschiedene Konzepte für OVRT-Prüfeinrichtungen wurden getestet und verglichen.	Q1 2022	Ca. um 7 Monate verzögert. Begründung im Kapitel 1.3
M6	Die Messkampagnen zur Untersuchung des OVRT-Verhaltens verschiedener Erzeugungsanlagen wurden erfolgreich abgeschlossen.	Q2 2022	Ca. um 6 Monate verzögert. Begründung im Kapitel 1.3

AP5.1 – Ausarbeitung von Prüfplänen

Basierend auf den Erkenntnissen der Arbeitspakete 1 bis 3, der Erfahrungen der Projektpartner sowie der Prüfvorschrift TR3 wurde eine detaillierter Messplan für die Arbeitspakete 5.2 und 5.3 ausgearbeitet. Das Ziel der folgenden Arbeitspakete ist es, einen umfassenden Vergleich zwischen den 6 Prüfeinrichtungen und verschiedenen Erzeugern erstellen zu können. Der Prüfplan bestand aus den in Tabelle 23 gezeigten 10 Kategorien. Nicht alle Prüfstände sind in der Lage alle Kategorien zu erfüllen, eine Auswertung und Bewertung findet im Kapitel 5.2 statt. Für alle Tests wurden gleiche Rahmenbedingungen festgelegt. Eine Abtastrate von 50kHz, mindestens 10s Aufzeichnung vor und nach dem Fehler sowie die Messung der Ströme und Spannungen an den Klemmen der Prüflinge. Ausgewertete werden alle Versuche nach den Vorgaben der TR3.

Die einzelnen Parameter der jeweiligen Kategorien wurden initial festgelegt und dann iterativ, basierend auf neuen Erkenntnissen, variiert und angepasst. Dabei wurden vor allem die Ergebnisse der Simulationen aus den Arbeitspakete 1 und 3 bewertet. Auch die reale Netzereignisse aus dem europäischen sowie dem amerikanischen Netz wurden berücksichtigt (Joint NERC and Texas RE Staff).

Tabelle 23: Übersicht über die verschiedenen Testkategorien

Kategorie:	Erklärung:
Spannungshöhen	Überspannungen, je nach Fähigkeit, bis 1,3 pu.
Fehlerdauern	Unterschiedliche Fehlerdauern von 100ms bis zu 1 Minute.
Unsymmetrische Fehler	Ein- und zweiphasige Überspannungsfehler.
Spannungsdynamiken	Die Einstellbarkeit der Dynamik bei Fehlereintritt und -ende wird hier geprüft.
Spannungsrampen	Prüfen, ob die Spannungsänderungsrate dU/dt geändert werden kann. Wurde in die Kategorien „Dynamiken“ integriert.
Harmonische	Auswertung der Oberschwingungen vor und nach dem Fehler. Aktives Einspeisen von Oberschwingungen im Fehler durch die Sättigung von Transformatoren (Nur mit dem Netzsimulator möglich).
UVRT+OVRT Kombinationen	Fehlerkombination aus Unterspannung und direkt folgender Überspannung.
Mehrfachfehler	Kombination aus bis zu 5 aufeinander folgenden Fehlern. Verschiedene Fehlerdauern und „Pausen“.
Netzimpedanz / R/X-Verhältnis	Einstellbarkeit der Netzimpedanz prüfen. Auswirkung auf den Netzfehler.
Vektorsprünge	Phasensprünge bei Fehlereintritt und -ende. Maximal möglichen Winkel ermitteln.

AP5.2 – Vergleich und Bewertung von verschiedenen OVRT-Prüfeinrichtungen

Unmittelbar mit Vorhabensbeginn wurde mit der Planung, Anschaffung und Errichtung einer OVRT-Prüfeinrichtung nach dem FGH-Konzept (LC-Schwingkreis-Methode). Die Prüfeinrichtung stellt die wesentliche technische Grundlage für die weitere Bearbeitung des Arbeitspaktes dar.

Planung der Prüfeinrichtung

Die Auslegungsparameter der Anlage sind:

- Eingangsseitiger Spannungsbereich: 16...20 kV
- Prüflingsseitiger Spannungsbereich: 0 ... 24 kV
- Realisierbare Spannungsniveaus: 0...150 %
- Max. Prüflingsleistung (gemäß TR3): 10 MVA

Das Konzept „LC-Schwingkreis“ basiert auf dem Resonanz Effekt einer LC-Parallelschaltung. Das Prinzip ist in Abbildung 63 dargestellt. Für Überspannungen wird mit der seriellen Drossel (Series inductance) und dem Kondensator (OVRT-capacitor) ein Parallelschwingkreis gebildet. Über die Auslegung der Drossel und des Kondensators kann die Resonanzfrequenz und damit die Überspannung bestimmt werden. Je näher die Resonanzfrequenz $f_{res} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$ an den 50 Hz liegt, umso höher die resultierende Spannung. Über einen Dämpfungswiderstand seriell zum Kondensator kann das Einschwingverhalten verändert werden. Die Schaltreihenfolge ist dabei wie folgt:

1. Ausgangssituation: Bypass geschlossen und OVRT-Schalter geöffnet
2. Schließen des OVRT-Schalters und laden des Kondensators
3. Durch das Öffnen des Bypasses entsteht die Parallelresonanz und damit die Überspannung
4. Schließen des Bypasses
5. Öffnen des OVRT-Schalters

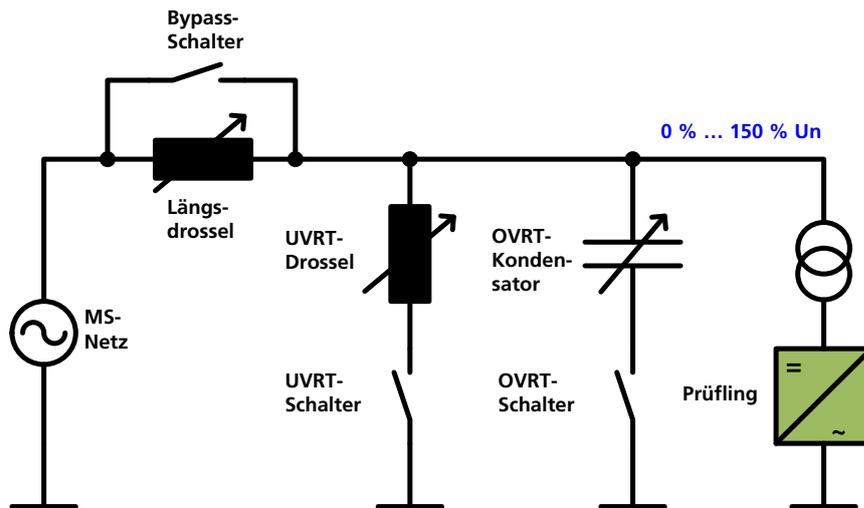


Abbildung 63: Prinzipschaltbild der neuen FRT-Prüfeinrichtung mit OVRT-Funktionalität

Abbildung 64 zeigt eine detaillierte Skizze der FRT-Prüfeinrichtung. Über die Investitionsmittel aus dem Projekt OVRTuere wurde davon die OVRT-Erweiterung finanziert. Dies sind v.a. die Komponenten Messfeld im Kondensatorzweig (1b), Kondensatorbank (6), OVRT-Leistungsschalter (7), Dämpfungswiderstand (8), Signal und Steuereinrichtung. Weitere Bilder vom Einbau der Anlagen befinden sich im Anhang.

Skizze der FRT-Prüfeinrichtung

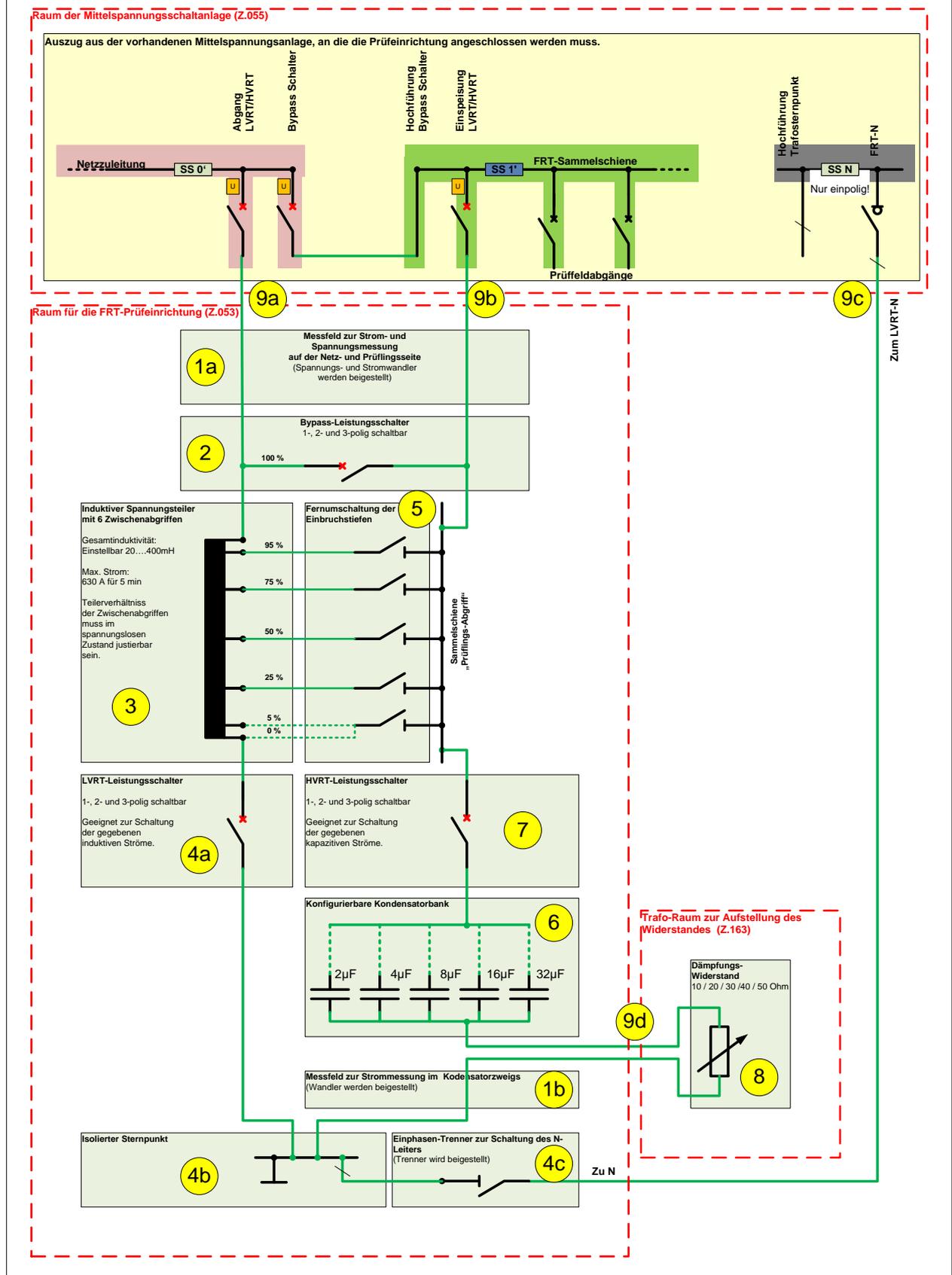


Abbildung 64: Detailliertes Einstrichschema der Prüfeinrichtung und deren Anschluss an die Mittelspannungsschaltanlage des Multi-Megawattlabors am Fraunhofer ISE.

In Abbildung 65 sind die Momentanwert der Spannung bei Fehlereintritt dargestellt. Der Fehlereintritt beginnt synchron auf den drei Phasen und ist gekennzeichnet durch eine abklingende Oszillation und ein leichtes Überschwingen. Die Einschwingzeit kann über den Dämpfungswiderstand eingestellt und das Überschwingen durch die Wahl von L und C beeinflusst werden. Der Kondensator muss von der Nennspannung auf die Überspannung aufgeladen werden, wobei der Strom durch die Drossel begrenzt wird. Durch die direkt Netzkopplung weist die Spannung die typischen Verzerrungen aus dem übergelagerten Netz auf. Bei Fehlerende in Abbildung 66 springt die Spannung ohne nennenswerte Effekte auf die Nennspannung zurück.

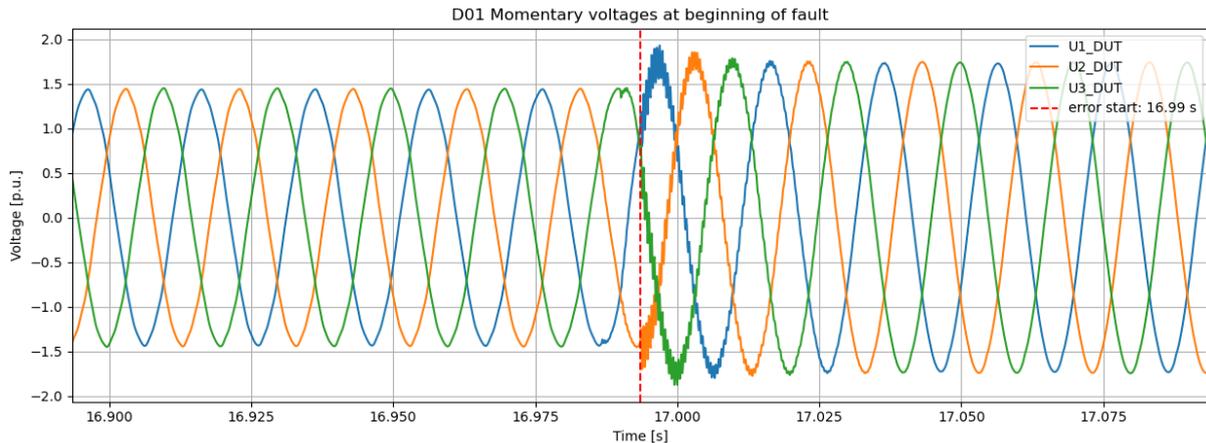


Abbildung 65: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt

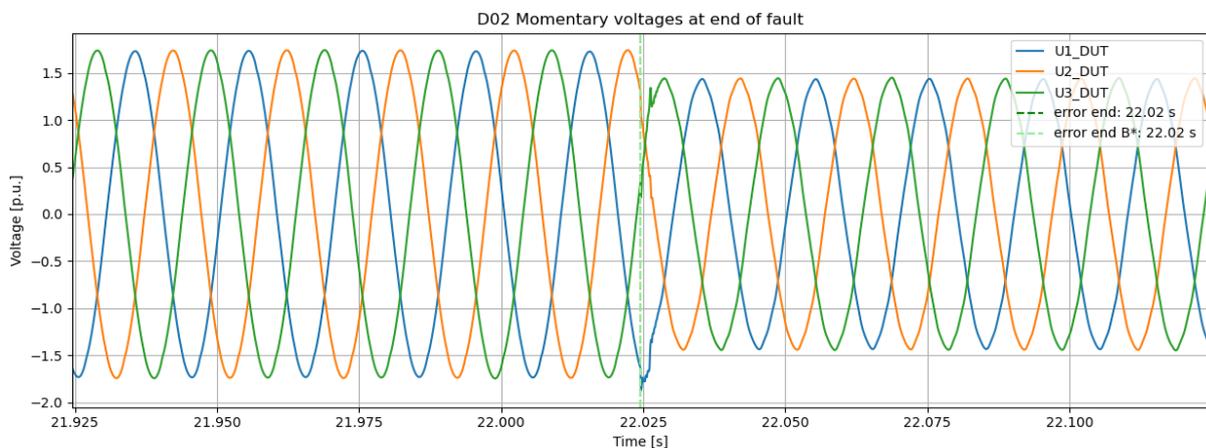


Abbildung 66: Momentanwerte der Spannungen bei Fehlerende

Einschränkungen beim Aufbau am Fraunhofer ISE

Die maximal zulässige Spannungshöhe der Mittelspannungsschaltanlage im Multi-Megawatt Labor des Fraunhofer ISE beträgt 24 kV. Bei einer Nennspannung resultiert das in eine maximale Überspannung von 20 %. Um trotzdem die Möglichkeiten des Konzeptes ausreizen zu können, wurde für eine Reihe von Untersuchungen die Nennspannung auf 17 kV abgesenkt, sodass relative Überspannungen bis über 30% möglich waren.

Eine weitere Einschränkung kommt durch den verwendeten Mittelspannungstransformator zum Tragen. Durch die steigende Sättigung bei hohen Spannungen wirkt dieser zunehmend induktiv und kompensiert damit im Fehlerzustand den Kondensator der Prüfeinrichtung. Durch diesen Effekt waren auf der Niederspannungsseite maximale Überspannung von ca. 20% möglich.

Mit diesem Aufbau sind zudem keine Vektorsprünge möglich.

Theoretische Grenzen bei optimaler Auslegung

Die genannten Einschränkungen können durch eine entsprechende Auslegung der Anlage und des Transformators behoben werden. Durch eine Erweiterung um ein schaltbares Impedanznetzwerk lassen

sich zudem auch Vektorsprünge ermöglichen. Die damit maximal erreichbare Überspannung liegt deutlich über 130 % und genügt damit den bisherigen Erkenntnissen des Projekts.

Weitere Vor- und Nachteile

Durch die Kombination der Prüfeinrichtung aus einem LC-Schwingkreis und dem induktiven Spannungsteiler sind auch mit diesem Konzept zahlreiche Test aus der Tabelle möglich. Die verschiedenen Spannungshöhen lassen sich in geringem Umfang durch automatische Abgriffe der seriellen Drossel über den Steuercomputer einstellen. Die entsprechenden Spannungsniveaus, Dynamiken und Einschwingzeiten müssen aber manuell über die Veränderung des Kondensators, der Drosseln und des Widerstandes vorgenommen werden. Durch die hohen Sicherheitsstandards beim Arbeiten an Mittelspannungsanlagen dauert eine Änderung der LCR-Konfiguration ca. eine Stunde. Durch die Netzimpedanz kann es zu der gewünschten Resonanzstelle zu weiteren Resonanzstellen kommen. Da diese zu ungewünschten Oszillationen führen können, müssen diese bei der Auslegung der Konfiguration berücksichtigt werden. Auch die maximale Stromtragfähigkeit der Komponenten ist bei jeder Konfiguration zu bestimmen, da im Fehlerfall, prüflingsunabhängige, Ströme durch den Kondensator und den Widerstand fließen. Der Prüfstand ist aktuell bis zu einer Prüflingsleistung von 10 MVA erhältlich.

Netzsimulator

Funktionsweise

Der Netzsimulator ist ein bidirektionaler digitaler Leistungsverstärker. Über eine geeignete Steuerung können nahezu beliebige Spannungsformen, Frequenzen und Amplituden erzeugt werden. Das Gerät wird über einen 4-quadranten Steller versorgt und ist durch seinen DC-Zwischenkreis vollständig vom Netz entkoppelt. Dadurch werden keine Störungen vom Netz an den Prüfling weitergegeben und die Netzurückwirkungen des Prüflings können netzunabhängig analysiert werden. Die notwendige Netzimpedanz kann dabei entweder über eine diskrete Drossel, den internen Transformator oder eine Netzimpedanzemulation definiert werden. In Abbildung 67 ist das vereinfachte Ersatzschaltbild des Konzeptes dargestellt.

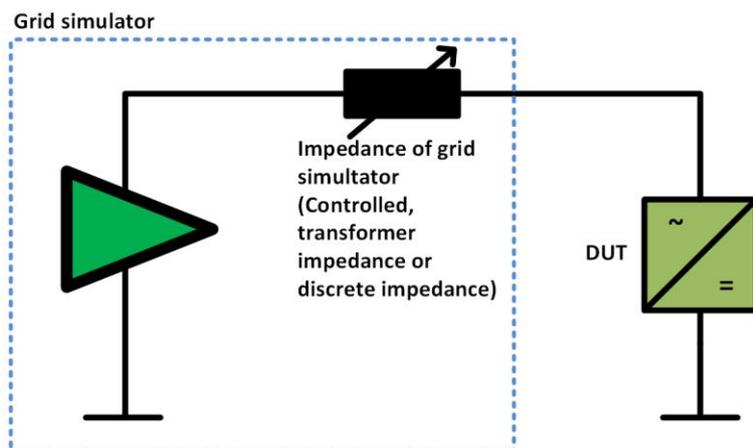


Abbildung 67: Prinzipschaltbild des Konzeptes Netzsimulator

Ergebnisse

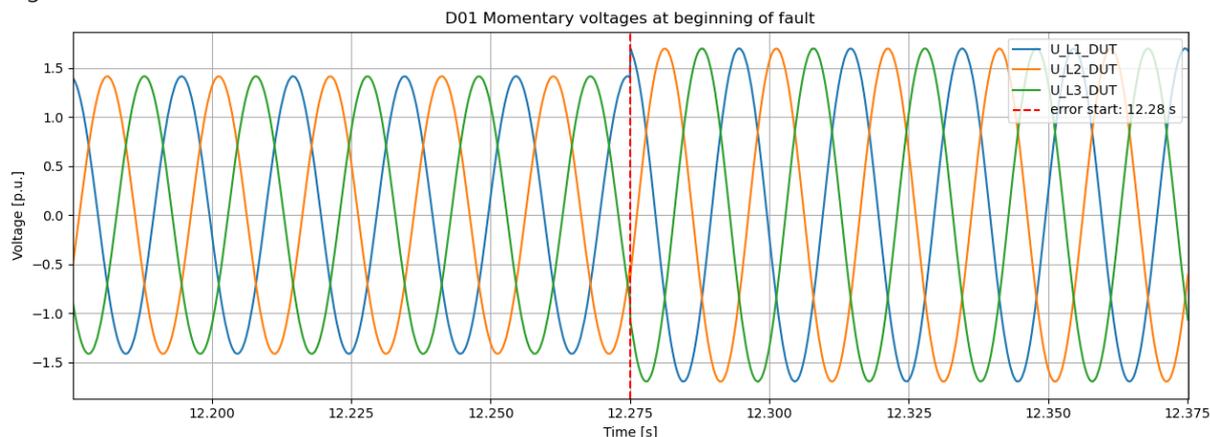


Abbildung 68: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt

In Abbildung 68 sind die Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt abgebildet. Im Leerlauf ist das Ereignis durch einen phasensynchronen Sprung auf die gewünschte Spannung gekennzeichnet. Es treten dabei keine Oszillationen oder Überschwinger auf. Die eingestellte Überspannung wird exakt erreicht. Das Fehlerende ist analog zum Fehlereintritt phasensynchron und ohne keine Oszillationen oder Unterschwinger.

Einschränkungen beim Aufbau am Fraunhofer ISE

Der Netzsimulator im Multi-Megawatt Labor des Fraunhofer ISE hat eine Nennleistung von 1 MVA. Der Operationsmodus des Simulators ist dabei so zu wählen, dass auch bei der gewünschten Überspannung der maximale Strom nicht überschritten wird. Beispielsweise beträgt die maximale Leistung bei 400 V und einer gewünschten Überspannung von über 120 % nur noch 500 kW. Ansonsten sind keine weiteren Einschränkungen vorhanden. Die in der Tabelle aufgelisteten Prüfungen bzw. Freiheitsgrade sind hier alle gegeben.

Theoretische Grenzen bei optimaler Auslegung

Inzwischen sind Netzsimulator für die Mittelspannung mit Leistungen bis 10 MVA auf dem Markt erhältlich. Die Einschränkungen durch den maximalen Strom lassen sich durch eine geeignete Dimensionierung des Gerätes verhindern.

Weitere Vor- und Nachteile

Das Konzept „Netzsimulator“ weist eine hohe Zahl von Vorteilen auf. Die Nenn- und Überspannungen sind im Rahmen der Regelabweichung frei über die Software einstellbar. Es müssen keine hardwareseitigen Anpassungen für verschiedene Überspannungen, Dynamiken oder Netzimpedanzen durchgeführt werden. Das komplette System ist über einen Computer frei parametrierbar. Für verschiedene Fehlerdauern müssen keine Schaltzeiten von Leistungsschaltern oder die Erwärmung von Komponenten berücksichtigt werden. Auch bisher undefinierte Testszenarien, wie Unter- und Überspannungskombinationen, neuartige Fehlertypen, Spannungsrampen, eine gezielte Störung durch Oberschwingungen oder veränderte Netzimpedanzen lassen sich über die, per Skript, programmierbare Spannung erzeugen.

Als Nachteil des Konzeptes sind die hohen Kosten zu nennen. Diese sind jedoch abhängig von der Regeldynamik und der Flexibilität des Systems. Abhängig vom Netzfilter des Prüflings kann nicht in jedem möglichen Operationsmodus des Simulators ein stabiler Betrieb ermöglicht werden. Über die Parametrierung des Spannungsreglers lässt sich aber, bis auf wenige Ausnahme, für alle Geräte ein stabiler Betriebspunkt einstellen.

Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle

Funktionsweise

Der Aufbau des Prüfkonzeptes ist in Abbildung 69 dargestellt. Parallel zum Prüfling (Device under Test – DUT) ist eine Blindleistungsquelle angeschlossen. Zwischen den parallelen Geräten und dem Netzanschlusspunkt (NAP) befindet sich eine Drossel. Als Blindleistungsquelle wurde ein Netzemulator in Form einer Stromquelle eingesetzt. Dieser lässt sich mit einer PLL auf die Netzspannung synchronisieren und kann gezielt Blindleistung einspeisen. Eine temporäre Überspannung an den Klemmen des DUTs kann dabei über den Effekt des induktiven Spannungsabfalls über der Drossel erzeugt werden. Die lässt sich am Zeigerdiagramm in Abbildung 70 erklären.

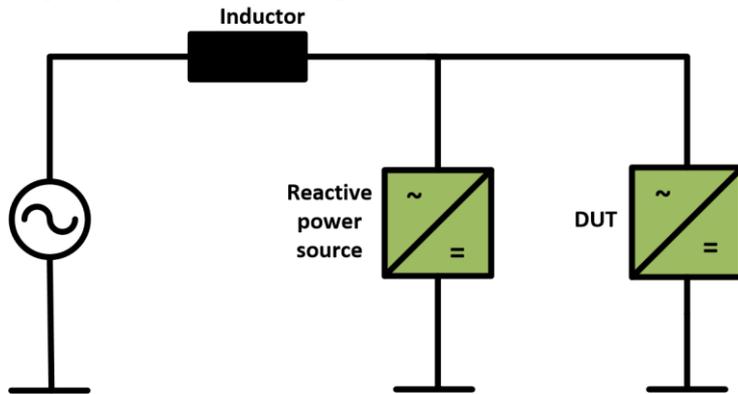


Abbildung 69: Ersatzschaltbild Konzept "Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle"

In dem Zeigediagramm sind die Spannungen (schwarz) an den Klemmen des Prüflings (U_{DUT}), über der Drossel (U_L) und am NAP (U_{Grid}), sowie die Ströme (rot) des DUTs (I_{DUT}), der Blindleistungsquelle (I_{sim}) und durch die Drossel (I_L) eingetragen. Der Strom durch die Drossel I_L ist die Summe der beiden anderen Ströme und steht im 90 Grad Winkel zu Spannung U_L . Die Prüflingsspannung U_{DUT} ergibt sich aus der konstanten Netzspannung und dem Spannungsabfall über der Drossel. Eine Veränderung der Amplitude des Stromes der Blindleistungsquelle I_{sim} führt zu einem größeren Spannungsabfall über der Drossel und damit zu einer erhöhten Prüflingsspannung. Analog dazu, kann über das Einspeisen von induktiver Blindleistung die Spannung abgesenkt werden. Der Strom durch die Drossel ist dabei auch abhängig vom Strom des Prüflings, wodurch die Spannung im Fehlerfall vom Verhalten des Prüflings mitbestimmt wird.

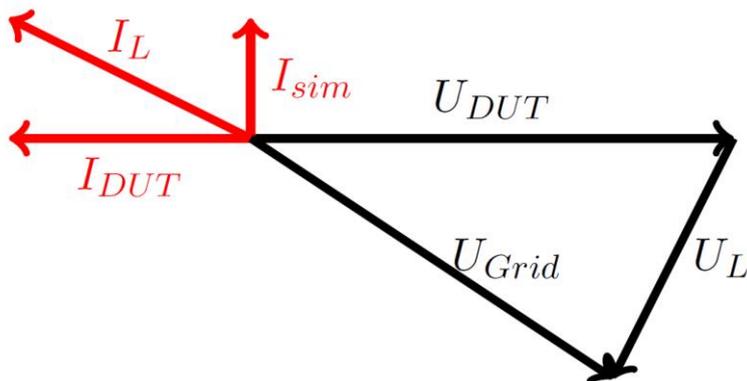


Abbildung 70: Zeigerdiagramm zum Konzept Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle

In Abbildung 71 ist ein verändertes Zeigerdiagramm mit höherer Blindstromeinspeisung dargestellt. Zu erkennen ist, dass bei gleicher Netzspannung die Prüflingsspannung ansteigt.

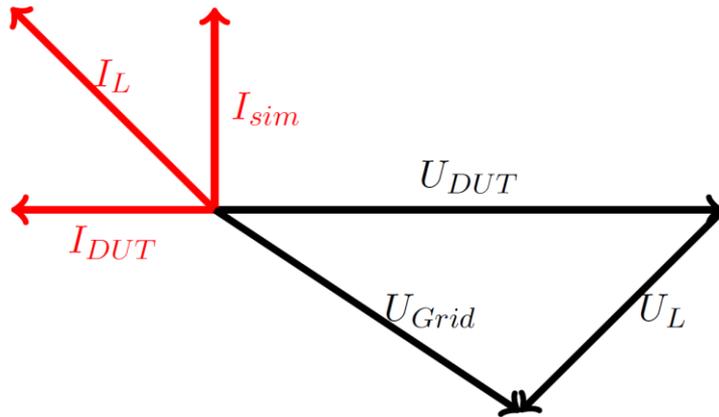


Abbildung 71: Zeigerdiagramm bei erhöhter Blindleistungseinspeisung

Ergebnisse

In den Abbildungen 12 und 13 sind die Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt und Fehlerende für den Leerlauf abgebildet. Beide Ereignisse sind durch einen Überschwinger und

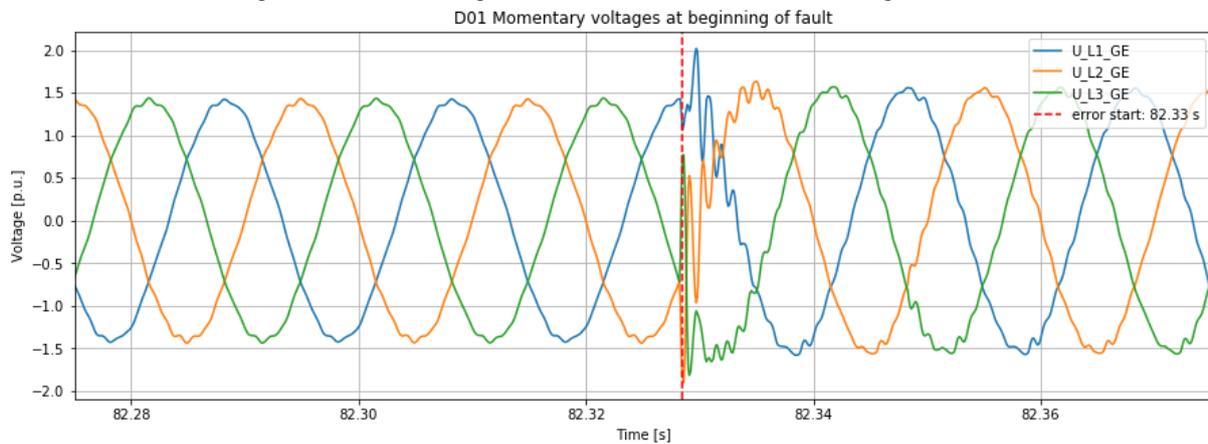


Abbildung 72: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt

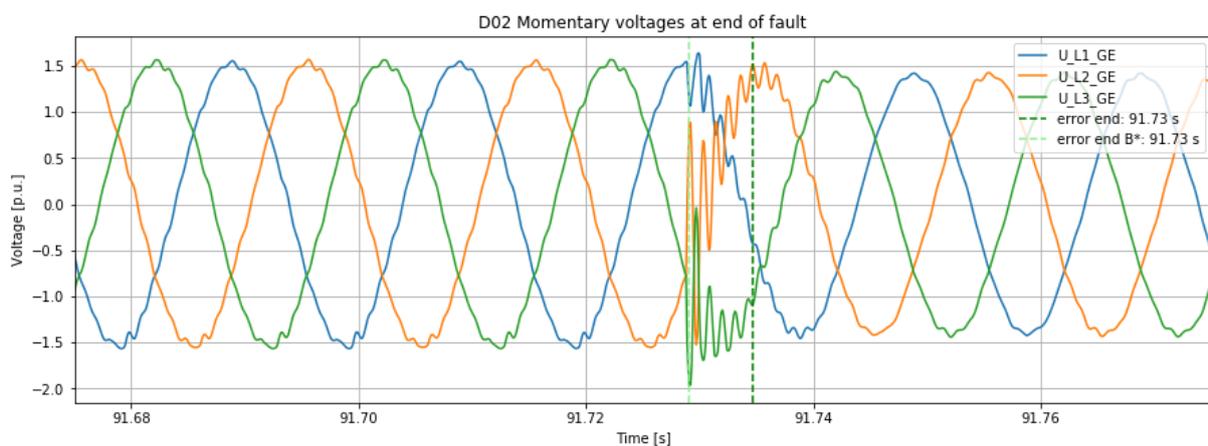


Abbildung 73: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende

eine abklingende Oszillation gekennzeichnet. Der Fehler beginnt und endet dabei synchron auf allen drei Phasen. In Abbildung 74 sind die Spannungen im Mit- und Gegensystem dargestellt. Bei einem symmetrischen Fehler entsteht wie zu erwarten keine Gegensystemspannung.

Anzumerken ist hier, dass bei diesem Konzept kein Setpoint vorgegeben, sondern eine definierte Blindleistung eingespeist wird. Die resultierende Spannung ergibt sich aus den bereits genannten Parametern und kann nur näherungsweise über das Zeigerdiagramm bestimmt werden.

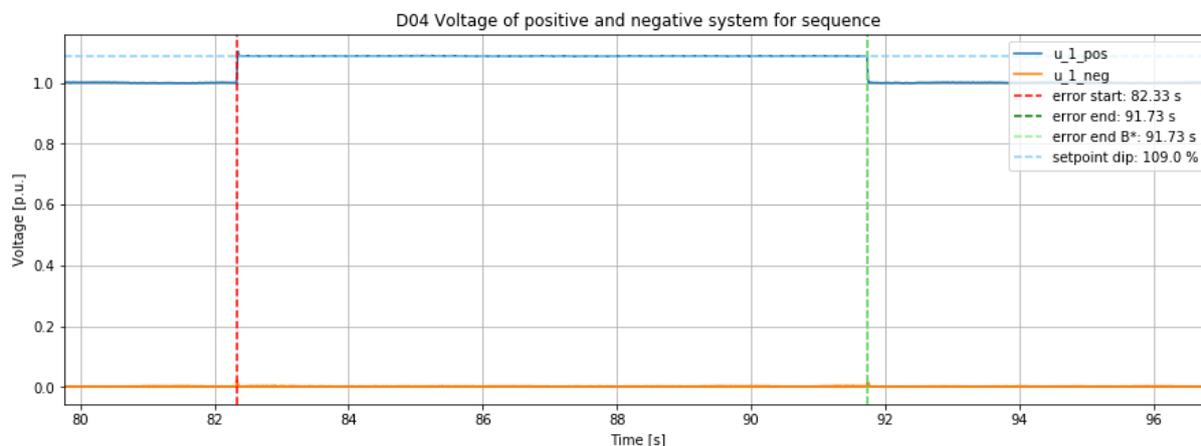


Abbildung 74: Spannungen im Mit- und Gegensystem

Bei den Messungen mit einem PV-Wechselrichter sind keine weiteren nennenswerten Beobachtungen erfolgt. Die resultierende Spannung ergibt sich in Abhängigkeit vom Verhalten des Prüflings.

Einschränkungen beim Aufbau am Fraunhofer ISE

Die Anzahl der Freiheitsgrade ist durch den Funktionsumfang der Blindleistungsquelle eingeschränkt. Der entscheidendste Nachteil beim Prüfaufbau beim Fraunhofer ISE ist die maximale Spannungsfestigkeit des Netzemulators. In dem notwendigen Betriebsmodus beträgt diese 480 V, was bei einem Standard 400 V-Gerät einer Überspannung von 20 % entspricht. Durch das Einschwingen beim sprunghaftigen Einspeisen der Blindleistung waren bei den Messungen im Labor nur maximale OVRT-Tests bis ca. 16 % möglich.

Theoretische Grenzen bei optimaler Auslegung

Die theoretischen Grenzen lassen sich über die Berechnung des Zeigerdiagramms für die stationären Zustände annäherungsweise bestimmen. Ausschlaggebende Faktoren für die maximale Überspannung ist die Induktivität der Drossel, die maximale Blindleistung der Quelle und das Verhalten des Prüflings im Fehlerfall. Verhält sich dieser normgerecht, wird er Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung und des eingestellten k-Faktors einspeisen. Dieses Verhalten kann über ein statische Zeigerdiagramm nicht mehr abgebildet, sondern nur noch über dynamische Leistungsflussberechnungen bestimmt werden. Da der Prüfling spannungssenkende Blindleistung einspeist, wird damit die spannungshobende Blindleistung der Blindleistungsquelle direkt kompensiert und verringert die resultierende Spannung.

Die Änderung der Wirkleistung im Fehler hat keinen gravierenden Effekt auf die Spannung. Bei beispielhaften Simulationen beträgt die resultierende Überspannung bei Vollast 12,7 % und bei 0% Wirkleistung noch 12,3 %. Dabei wird in diesem Szenario keine spannungsstützende Blindleistung durch den Prüfling eingespeist.

Zwischen der Induktivität der Längsdrossel, der eingespeisten Blindleistung und der resultierenden Spannung herrscht im Leerlauf Linearität. Wird die Induktivität halbiert, muss für eine gleiche Überspannung der Blindstrom verdoppelt werden.

Weitere Nachteile

Da in der TR3 ein bestimmtes Kurzschlussverhältnis für den Anschluss von Prüflingen vorgeschrieben wird, kann keine beliebige Induktivität gewählt werden. Diese muss entsprechend der Nennleistung und der Impedanz des Netzanschlusspunktes ausgewählt werden, um die Anforderungen der TR3 zu erfüllen. Allgemein gilt: Je größer der Prüfling umso kleiner die Induktivität. Das führt bei Geräten mit einer Leistung größer 1 MVA dazu, dass für eine Überspannung von 10% mindestens 500kVar Blindleistung benötigt werden. Die beim Prüfaufbau verwendeten Komponenten (Drossel, Transformator, ...) müssen daher auch mindestens den 1,5-fachen Nennstrom des Prüflings aushalten.

Wie bereits in der Tabelle gezeigt, kann das Konzept keine 2-phasigen Fehler. Das liegt daran, dass durch die reine Einspeisung von Blindleistung keine Phasensprünge erzeugt werden können. Da unsymmetrische Fehler in der Realität eine hohe Relevanz haben, ist dies ein entscheidender Nachteil der Anlage.

Transformatorumschaltung Funktionsweise

In Abbildung 75 ist das Ersatzschaltbild des Transformatorumschaltung-Prinzips dargestellt. Das Konzept beruht auf einem Spartransformator. Es werden verschiedene Wicklungsabgriffe benötigt, um die gewünschte Spannungshöhe durch Umschalten zwischen den Abgriffen zu erreichen. Ausgegangen von einem geschlossenen Schalter CB1 und einem geöffneten Schalter CB2 wird CB2 geschlossen und CB1 geöffnet, um eine Überspannung am Prüfling zu erzeugen. Für die Rückschaltung wird wieder der Ausgangszustand hergestellt. Der kurzzeitige fließende Kreisstrom, während CB1 und CB2 gemeinsam geschlossen sind, wird durch eine Drossel begrenzt.

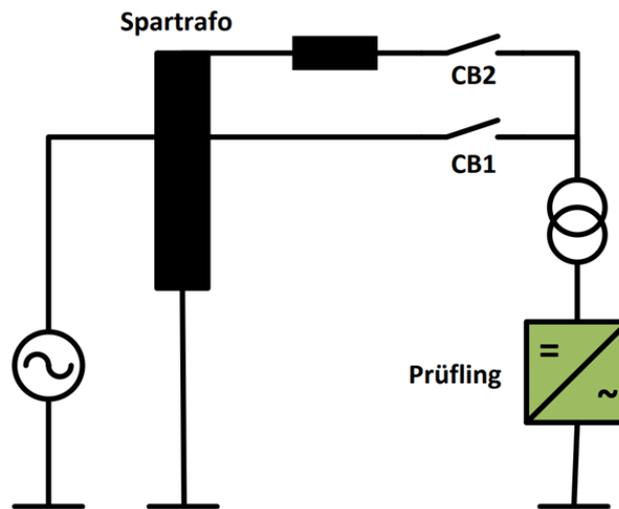


Abbildung 75: Prinzipschaltbild des Konzepts Transformatorumschaltung

Ergebnisse

Bei der Betrachtung der Momentanwerte ist zu erkennen, dass die Spannungsanhebung bei Fehleranfang in Abbildung 76 sich in den Phasen um 60° versetzt. Der Grund dafür liegt in der Lichtbogenlöschung im Umschaltkreis jeweils im Stromnulldurchgang. Außerdem tritt zu Beginn des Fehlers ein kurzzeitiges Überspringen auf. Bei Fehlerende in Abbildung 76 kehrt die Spannung schnell und ohne Überspringung zurück.

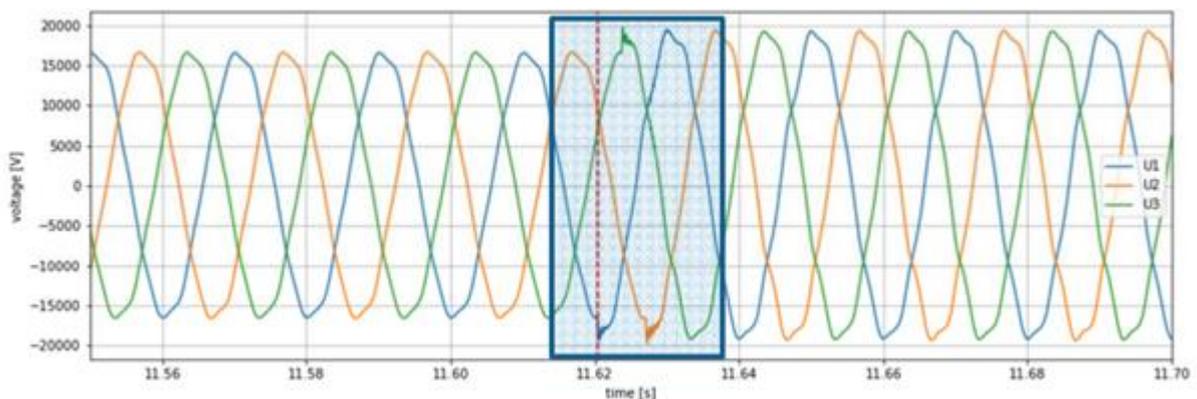


Abbildung 76: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt

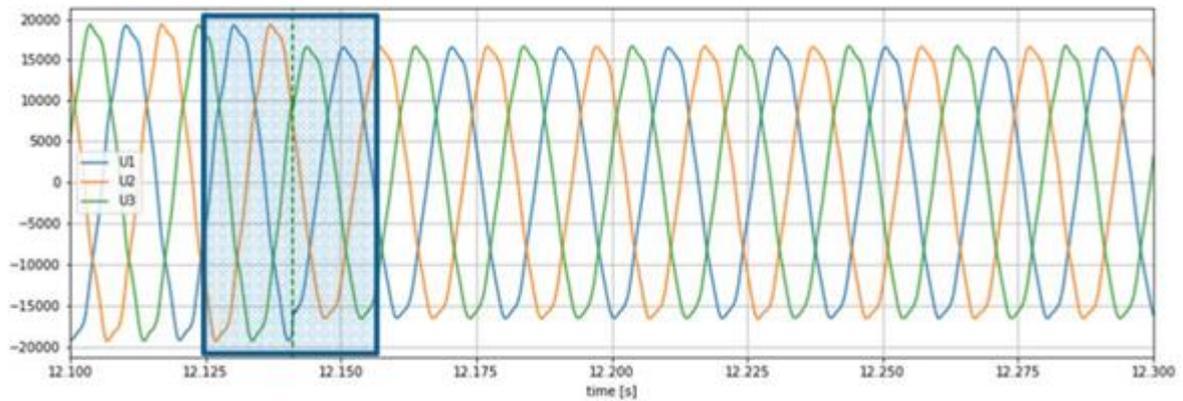


Abbildung 77: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende



Abbildung 78: Prüfeinrichtung nach dem Transformatorumschaltungsprinzip

Vor- und Nachteile

Durch den Spartransformator kann die Spannung am Prüfling unter Last angehoben werden. Die Transformatorstufe und damit die Höhe der erzielbaren Spannung kann mittels Stufensteller relativ einfach eingestellt werden. Die Abgriffe lassen sich variabel verschalten, so dass unterschiedliche Überhöhungen z.B. mittels 6 Stufen à 5% U_n bis maximal 130% der vorhandenen Spannungen erreicht werden können. Diese Werte sind Auslegungsabhängig. Außerdem können beliebig lange OVRT-Ereignisse erzeugt werden, sofern man sich in den Nenn-Auslegungswerten des Transformators befindet. Darüber hinaus bietet der zwei Container Prüfaufbau ein relativ hohes Maß an Mobilität. Nachteilig ist, dass die Durchführung von LVRT zu OVRT-Test wegen der Schaltverzögerung nur bedingt möglich ist. Totzeiten entstehen bei den benötigten Schaltvorgängen für den Übergang von der LVRT-Verschaltung zu der OVRT-Verschaltung.

Transformatorzuschaltung

Funktionsweise

In Abbildung 79 ist das Ersatzschaltbild des Autotransformer dargestellt. Das Konzept auf einem Spartransformator. Es werden verschiedene Wicklungsabgriffe mit den gewünschten Spannungsebenen benötigt. Der Leistungsschalter befindet sich allerdings nicht zwischen dem Transformator und dem Prüfling, sondern zwischen dem Transformator und dem Sternpunkt der drei Spulen. Vor dem Fehler ist dieser Schalter geöffnet und der Prüfling sieht nur eine Serieninduktivität zum Netz. Für den Fehler wird der Schalter geschlossen, was entsprechend dem Wicklungsabgriff zu einer höheren Spannung führt. Mit diesem Konzept sind 3-, 2-, 1-phasige OVRTs wie UVRTs möglich

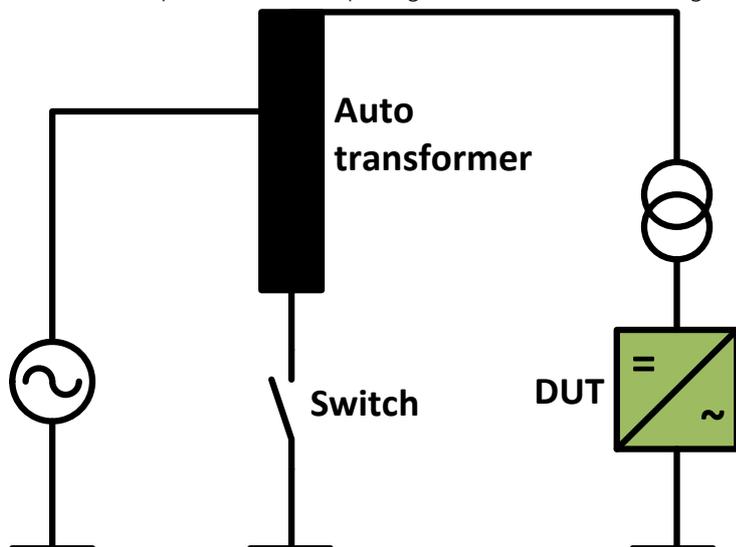


Abbildung 79: Prinzipschaltbild des Konzepts Transformatorzuschaltung

Ergebnisse

Beim der Transformatorzuschaltung wird für den Fehlereintritt der Schalter geschlossen und für das Fehlerende geöffnet. Die Effekte der Lichtbögen sind daher beim Fehlerende in Abbildung 2 zu erkennen. Beim Fehleranfang kommt es zudem zu einem minimalen Überspringen. Es sei angemerkt, dass die verursachte Messung auf den Netzanschlusspunkt und nicht die Prüfeinrichtung selbst zurückzuführen ist.

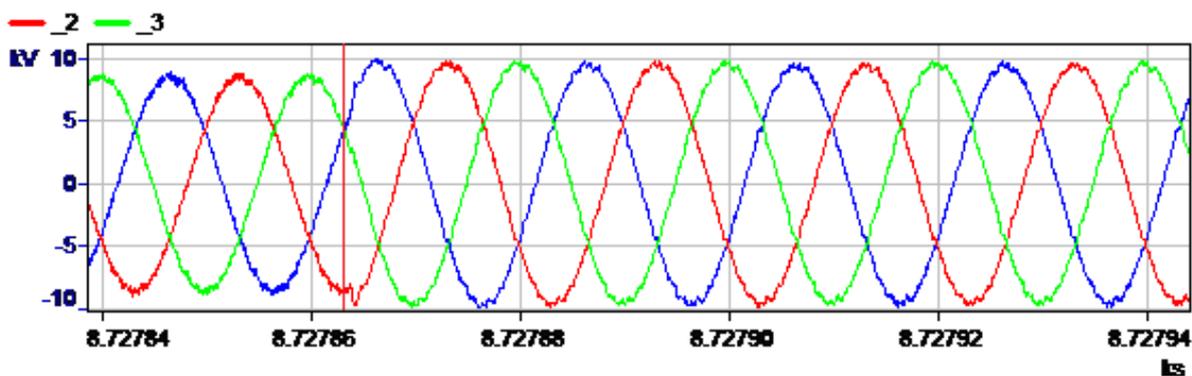


Abbildung 80: Momentanwerte der Spannung bei Fehlereintritt

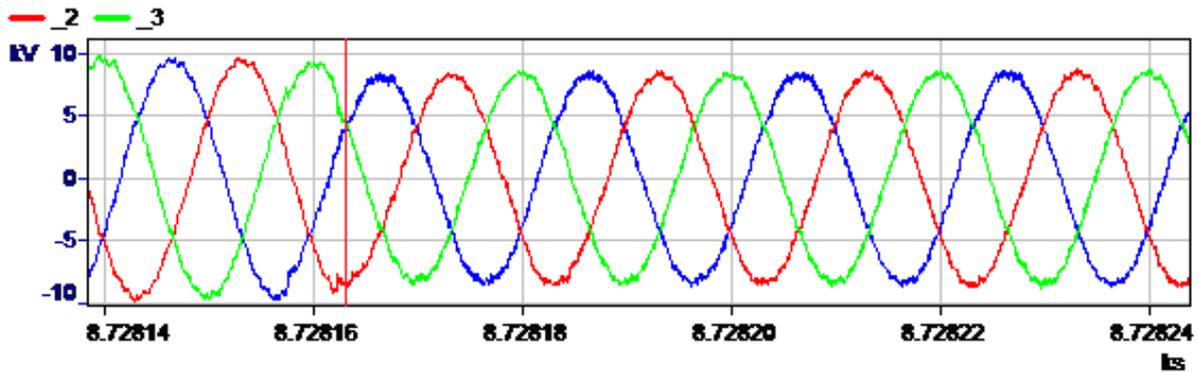


Abbildung 81: Momentanwerte der Spannung bei Fehlerende



Vor- und Nachteile

Das Konzept ist in der Lage beim Fehlereintritt und -ende einen Phasensprung zu erzeugen, dies ist über ein nachgeschaltetes Impedanz Dreieck möglich (Abbildung 4). Es lassen sich dabei aber keine Vektorsprünge ohne eine Amplitudenänderung erzeugen. Theoretisch lassen sich die notwendigen Impedanzen auch bei anderen Prüfeinrichtungen nachrüsten. Das rein passive System ist vollständig transparent, hat eine lineares Verhalten und keine Magnetisierungsströme beim Zuschalten am Netz. Ein weiterer Vorteil dieses Konzeptes ist die Reduktion der Anlagen auf einen Leistungsschalter. Dadurch entstehen keine Totzeiten, um zwei oder mehrere Schalter nacheinander schalten zu können. Nachteilig ist die Schaltverzögerung bei den UVRT+OVRT Kombinationen. Nach dem erfolgten UVRT muss der erste Spannungsabgriff geöffnet sein, bevor der zweite schließen kann. Dadurch ergibt sich analog zum LC-Schwingkreis eine Totzeit von knapp 100ms. Zudem ist die Spannweite von der minimalen Spannung zur maximalen Spannung durch den Kurzschlussstrom begrenzt. Hohe Überspannungen sind durch den großen Strom im Kurzschlusspfad zeitlich beschränkt. Wobei die bisherigen Anforderungen der TR3 problemlos erfüllt werden. Die induktiven Ströme durch die Prüfeinrichtung sowie der des Prüflings führt zu einer Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt.

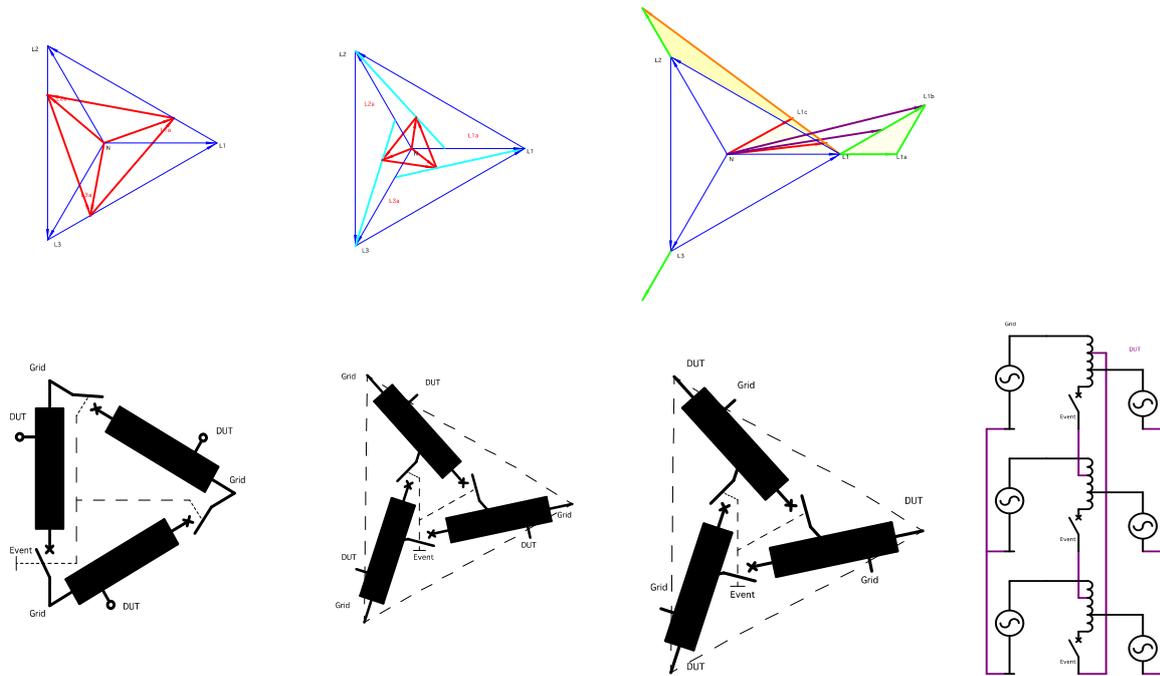


Abbildung 82: Dreiecksverschaltung von Impedanzen zur Erzeugung von Phasensprüngen

Sonstiges

Es existieren derzeit unterschiedlichen Leistungsklassen bis 30MVA sowie Spannungen von 690V bis 72,5kV.

Zusammenfassung und Vergleich der Prüfeinrichtungen

Einhaltung der vordefinierten Toleranzbänder

OVRT/OVRT Prüfeinrichtung sollte nach TR3 bzw. IEC 61400-21-1 Spannungsüberhöhungen erzeugen, welche die in Abbildung 83 vordefinierten Toleranzbänder im Mit- sowie Gegensystem einhalten. Grundsätzlich ist ein Toleranzband von $\pm 0,05$ p.u. vor und während dem Fehler sowie ein Toleranzband von $\pm 0,1$ p.u. nach dem Fehler festgelegt. Es ist demzufolge wichtig zu prüfen, inwieweit die unterschiedlichen Prüfeinrichtungen diese Anforderungen erfüllen können.

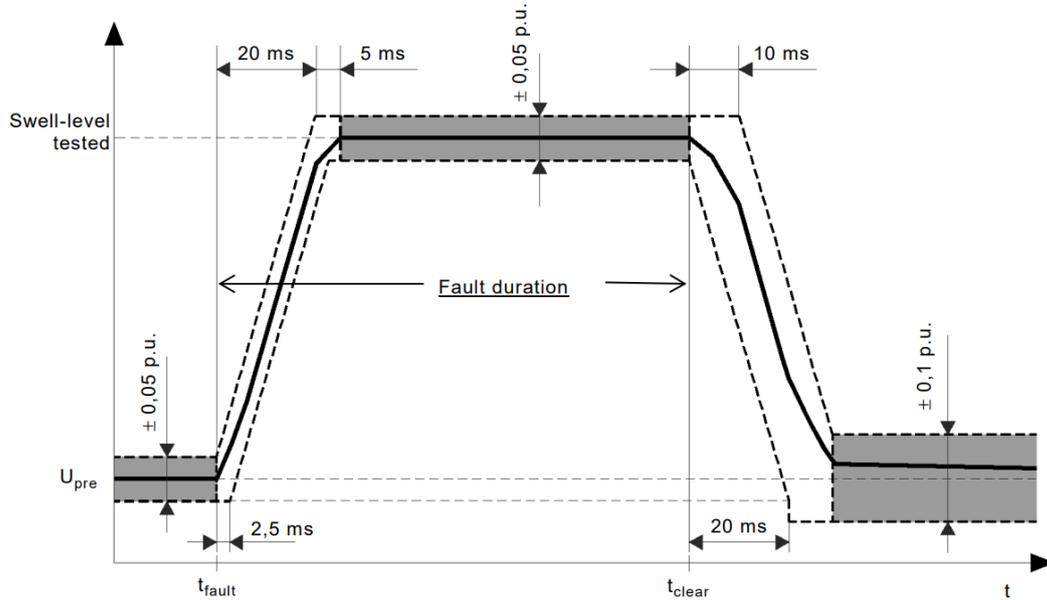


Abbildung 83: Vordefinierte Toleranzbänder vor, während und nach dem Fehler (Quelle: IEC 61400-21-1)

Die Messdaten der Leerlauftests aller Prüfeinrichtungen wurden gemäß den in der Richtlinie IEC61400-21-1 genannten Qualitätsanforderungen an Überspannungen analysiert. Die Untersuchung zeigt, dass alle Prüfeinrichtungen in der Lage sind, die definierten Toleranzbänder nach IEC 61400-21-1 und TR3 einzuhalten. Dies wird in Tabelle 24 zusammengefasst.

Prüfeinrichtung	Erfüllung der nach IEC 61400-21-1 und TR3 definierten Toleranzbänder
Invertierter LVRT	Ja
LC-Schwingkreis	Ja
Transformatorumschaltung	Ja
Netzsimulator	Ja
Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle	Ja
Spartransformatorzuschaltung	Ja

Tabelle 24 : Auswertung der Prüfeinrichtungen hinsichtlich der IEC 61400-21-1 Toleranzen

Sprungantwort und charakteristische Zeiten

Überspannungsereignisse sind durch eine sprunghafte Änderung der Spannung gekennzeichnet. Daher ist es relevant, die Charakteristiken der Sprungantwort der jeweiligen Prüfeinrichtungen im Leerlauf sowie mit Prüfling zu bestimmen. Vor allem werden die Reaktions-, Anstiegs-, Anschwing- und Einschwingzeit für die Spannung im Mit- sowie Gegensystem ermittelt. Die Definitionen sind ebenfalls der IEC 61400-21-1 zu entnehmen. Die Zeit, die von der Ausgabe des Prüfbefehls bis zum Erreichen einer Amplitudenänderung von 10 % der Spannungssprunghöhe vergeht, wird Reaktionszeit genannt. Mit Anstiegszeit bezeichnet man die Dauer zwischen dem Zeitpunkt, an dem die Spannung 10 % der Zielerhöhung erreicht, und dem Zeitpunkt, an dem 90 % der Spannungsänderung erreicht. Die Anschwingzeit ist die Zeit vom Beginn des Überspannungsereignisses bis zum erstmaligen Eintritt der Spannung in das Toleranzband des Zielwertes ($\pm 5\%$ der Sprunghöhe). Eine weitere wichtige Größe ist die Einschwingzeit, ab der sich die Spannung zum ersten Mal kontinuierlich innerhalb eines Bereichs von $\pm 5\%$ der Sprunghöhe um den stationären Endwert eingestellt hat. Eine grafische Erläuterung der betrachteten Größen ist der Abbildung 84 zu entnehmen.

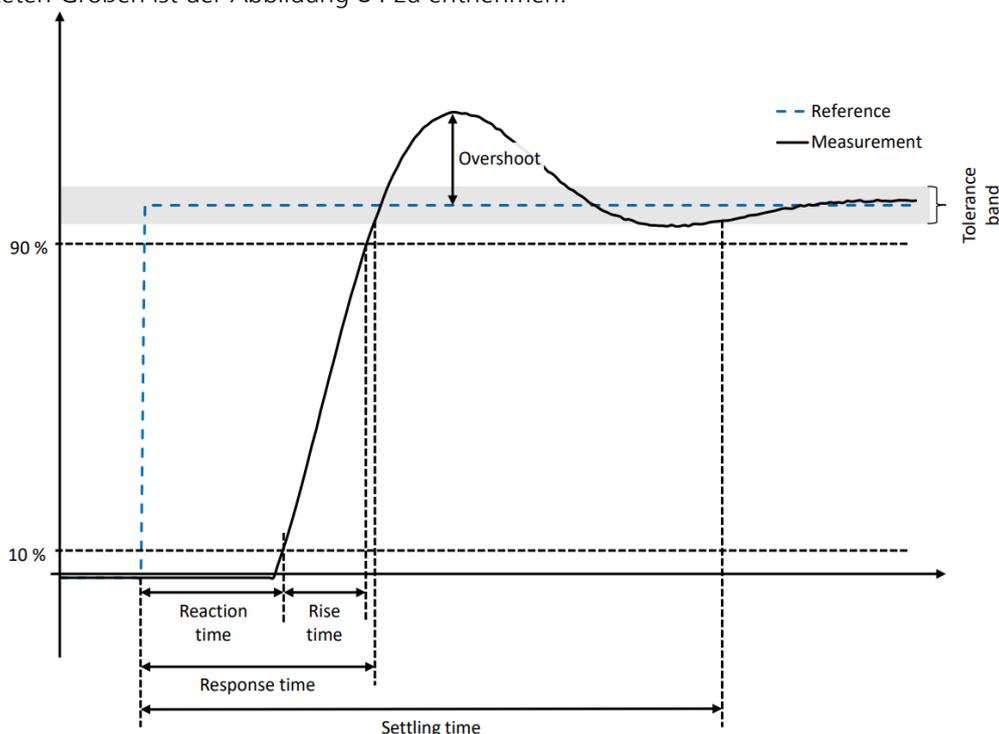


Abbildung 84: Sprungantwort (Quelle: IEC 61400-21-1)

Die Untersuchung umfasst die Leerlauftests verschiedener Prüfeinrichtungen, für die die charakteristischen Zeiten der Spannungssprungantwort gemäß den Definitionen der Norm IEC61400-21-1 ermittelt wurden. Abbildung 85 stellt eine beispielhafte Auswertung für Transformatorumschaltung dar.

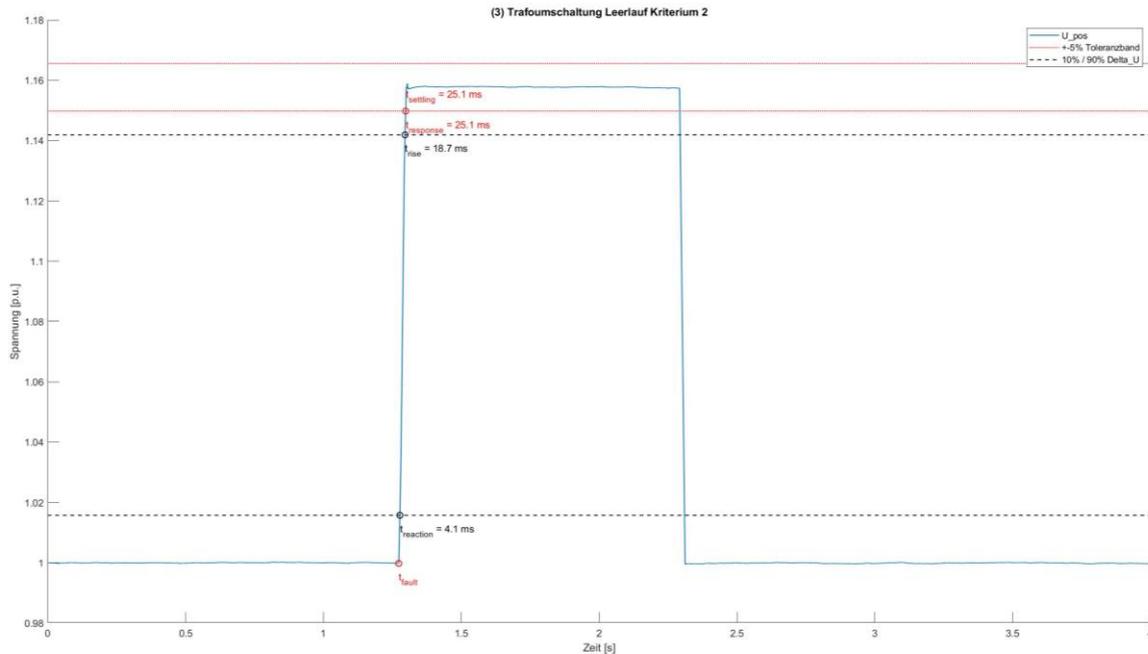


Abbildung 85: Beispielhafte Auswertung der Transformatorumschaltung hinsichtlich der Sprungantwort und der charakteristischen Zeiten

Da die Überspannungshöhe bei den durchgeführten Leerlauf tests unterschiedlich ist, werden die ermittelten Zeiten in Abhängigkeit von der entsprechenden Spannungsdifferenz berechnet. Dies ermöglicht einen einfacheren Vergleich zwischen den unterschiedlichen Prüfeinrichtungen. Die sich ergebenden Reaktions-, Anstiegs-, Anschwing- und Einschwingzeiten sind der Tabelle 25 zu entnehmen. Bei den meisten der betrachteten Prinzipien, nämlich dem invertierten LVRT, der Transformatorumschaltung sowie dem Netzsimulator, sind die An- und Einschwingzeiten gleich. Die Prüfung auf der Basis der Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle zeigt eine kleine Einschwingphase, bevor die Spannung in den stationären Endbereich eintritt. Basierend auf den ermittelten Werten der Anschwing- und Einschwingzeiten ist die Spannungssprungantwort bei der Transformatorumschaltung und dem Netzsimulator am schnellsten, um den stationären Endbereich zu erreichen. An- und Einschwingzeiten liegen bei den Untersuchten Fällen bei allen Prüfeinrichtungen in etwa bei einer bis 1 ½ Netzperiode.

Prüfeinrichtung	ΔU [pu]	Charakteristische Zeiten der Sprungantwort							
		Reaktionszeit		Anstiegszeit		Anschwingzeit		Einschwingzeit	
		[ms]	bezogen auf ΔU [ms/pu]	[ms]	bezogen auf ΔU [ms/pu]	[ms]	bezogen auf ΔU [ms/pu]	[ms]	bezogen auf ΔU [ms/pu]
Invertierter LVRT	0,15	2,0	13,2	20,9	136,3	24,1	157,3	24,1	157,3
Transformatorumschaltung	0,16	4,1	26,0	18,7	118,6	25,1	159,2	25,1	159,2
Netzsimulator	0,15	1,9	12,7	16,0	106,6	18,9	125,9	18,9	125,9
Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle	0,09	2,3	26,1	14,2	161,1	17,3	196,3	29,3	332,5
Transformatorzuschaltung	0,20	3,1	15,2	19,8	99,1	24,8	123,5	24,8	123,5

Tabelle 25 : Charakteristischen Zeiten der Sprungantwort unterschiedlicher Prüfeinrichtungen

Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt (Leerlauftests)

Beim Einschwingvorgang eines eintretenden Überspannungsereignis können kurzfristig hohe Spannungswerte erreicht werden. Es ist dementsprechend sinnvoll, die Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt zu bestimmen. Der Vergleich der Überschwingweite soll dazu dienen, dass die transienten Eigenschaften verschiedener Prüfeinrichtung mit den transienten Bemessungswerte eines Prüflings abgeglichen werden können. Dabei wird der höchste Effektivwert der gemessenen Spannungen als lokales Maximum ermittelt. Die Abweichung des lokalen Maximums zum geprüften Schwellenwert wird bezogen auf diesen Schwellenwert als Prozentsatz ausgegeben. Zunächst wurden die Messdaten der Leerlauftests aller Prüfeinrichtungen hinsichtlich der Überschwingweite ausgewertet. In Abbildung 86 ist ein beispielhafter Vergleich zwischen den verschiedenen Prüfeinrichtungen dargestellt.

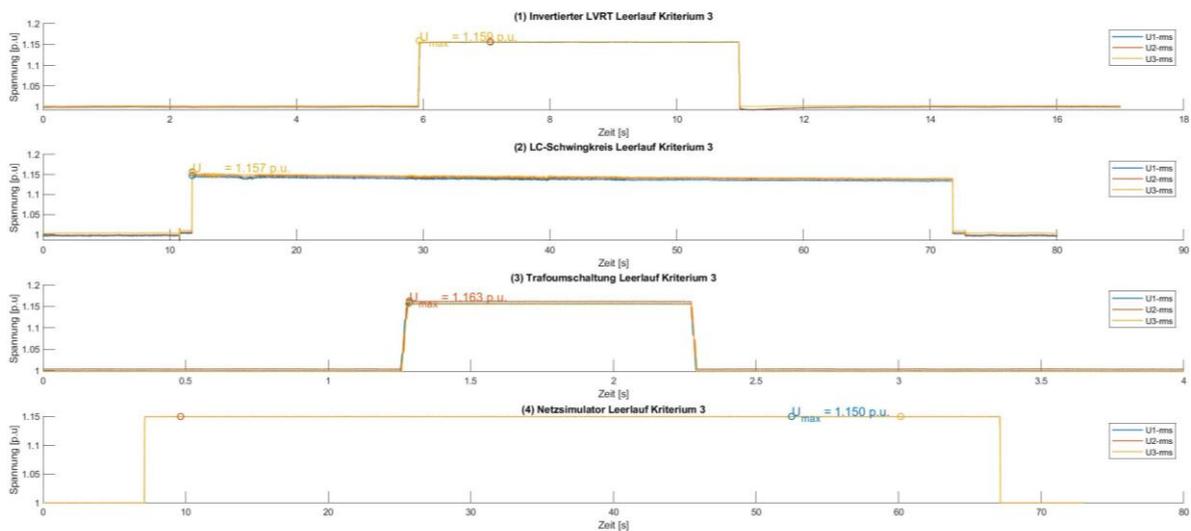


Abbildung 86: Beispielhafter Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen im Leerlauf (Überspannung von 115%)

Die Überschwingweite bei den erzeugten OVRT-Ereignissen unterscheidet sich von einer Prüfeinrichtung zur anderen. Der Netzsimulator hat die geringsten Werte der Überschwingweite. Das Prinzip Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle weist im Vergleich zu den anderen Versuchsaufbauten deutlich höhere Überschwingweite. Außerdem ist die Breite des Überschwings abhängig von der erzeugten Spannungserhöhung. Je höher die Spannungsdifferenz ist, desto größer ist die erreichte Überschwingweite. In Tabelle 26: Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt im Leerlauf werden die ermittelten Werte der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt im Leerlauf zusammengefasst.

Prüfeinrichtung	ΔU [p.u.]	Max. U-Wert [p.u.]	Phase	Überschwingweite [%]
Invertierter LVRT	0,11	1,118	1	0,32
	0,15	1,159	3	0,50
LC-Schwingkreis	0,09	1,106	3	1,17
	0,14	1,157	3	1,63
Transformatorumschaltung	0,16	1,163	2	0,47
Netzsimulator	0,10	1,100	1	0,03
	0,15	1,150	1	0,02
Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle	0,09	1,132	2	4,05
Transformatorzuschaltung	0,20	1,245	2	3,73

Tabelle 26: Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt im Leerlauf

Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt (Tests bei angeschlossenen Prüflingen)

Ähnlich wie bei Leerlaufbedingungen wurde auch ein Vergleich der Überspannungen durchgeführt, die durch Prüfeinrichtungen unter Lastbedingungen mit verschiedenen PGM-Technologien erzeugt wurden. Abbildung 87 zeigt die erfolgreiche Prüfung unter Lastbedingungen der OVRT-Fähigkeit für die PGMs. Im angegebenen Beispiel werden 110% der Spannung durch die Testaufbauten unter Lastbedingungen erreicht:

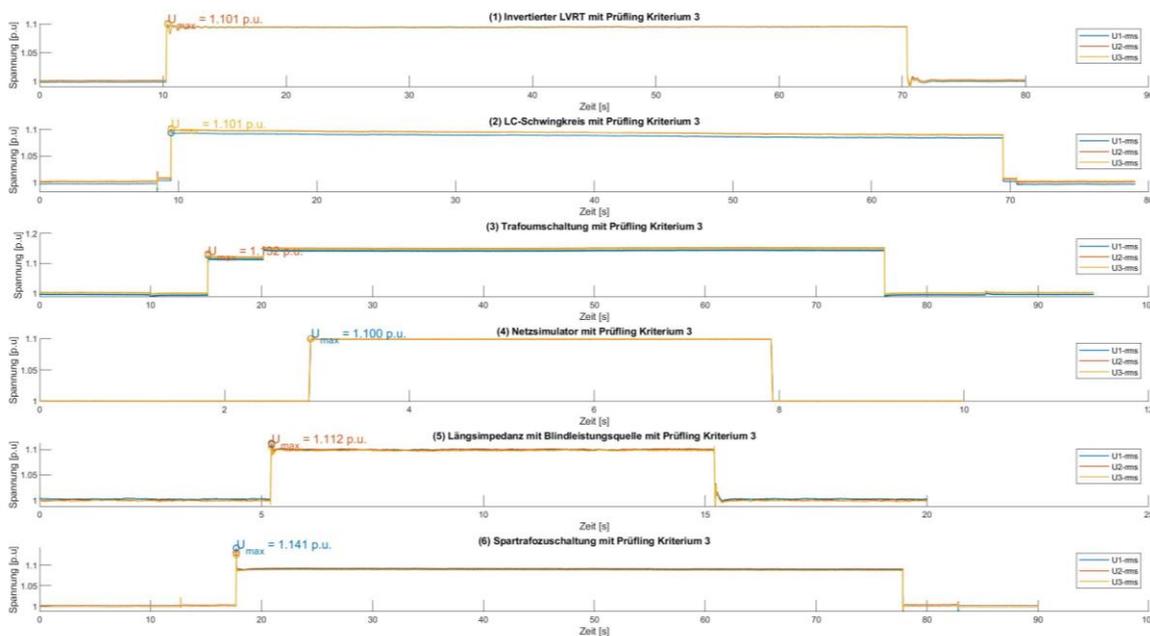


Abbildung 87: Beispielhafter Vergleich der Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen bei angeschlossenen Prüflingen (Überspannung von 110%)

Die Unterschiede im Überspannungsverhalten in Abbildung 87 zwischen den Versuchsaufbauten lassen sich auf verschiedene Phänomene zurückführen. Ein kurzer Sprung in der LC-Resonanzkurve kann auf die gewählte Sequenz im LC-Resonanzkreis zurückgeführt werden, d. h. auf das Schalten des Kondensators vor der Serienimpedanz. Der Anstieg des Überspannungsniveaus in $t = 20\text{s}$ bei der Transformatorumschaltung lässt sich mit dem 5s- Fehlerbehebungs-kriterium des VDE erklären (d.h. Nichtverpflichtung zur Einspeisung von kapazitivem Blindstrom 5s nach Fehlereintritt).

Es ist zu beobachten, dass die beim Fehlereintritt erzeugten Schalttransienten zwischen den Prüfeinrichtungen unterschiedlich sind und auch unterschiedliche Überschwingweite aufweisen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden das Einschwingverhalten und die Reaktion mit den Prüflingen nicht untersucht. Für die PGMs, die einer OVRT-Prüfung unterzogen werden, kann dieses Überspringen jedoch im Zusammenhang mit der Durchschlagsfestigkeit der PGMs und dem Prüfaufbau von Bedeutung sein. Tabelle 27 zeigt die unterschiedlichen Überschwingweiten in Prozent bei den verschiedenen OVRT-Prüfeinrichtungen. Die als Prüfling verwendeten PGM-Technologien sind Blockheizkraftwerk (BHKW), Photovoltaik (PV) und Windenergieanlagen (WEA). In einigen Fällen sind 5%ige Überschwingweite der Spannung zu beobachten. Dies könnte beim Prüfen der OVRT-Anforderung mit 125% Überspannung von Bedeutung sein.

Pruefeinrichtung	Pruefling	Volllast/ Teillast	ΔU [p.u.]	Max. U-Wert [p.u.]	Phase	Überschwingweite [%]
Invertierter LVRT	BHKW	Volllast	0,10	1,101	2	0,53
	BHKW	Volllast	0,13	1,146	3	1,19
LC-Schwingkreis	PV-WR	Volllast	0,09	1,101	3	1,25
	PV-WR	Volllast	0,13	1,147	3	1,27
Transformatorumschaltung	WEA	Teillast	0,12	1,132	2	1,26
	WEA	Volllast	0,12	1,139	2	1,94
Netzsimulator	PV-WR	Volllast	0,10	1,100	1	0,07
	PV-WR	Volllast	0,15	1,150	3	0,11
Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle	PV-WR	Teillast	0,10	1,112	2	1,22
	PV-WR	Volllast	0,16	1,215	2	5,01
Transformatorzuschaltung	WEA	Teillast	0,09	1,141	1	4,82
	WEA	Volllast	0,15	1,180	1	2,95

Tabelle 27 : Überschwingweite der Spannung beim Fehlereintritt für Prüfeinrichtungen bei angeschlossenen Prüflingen

Allgemeiner Vergleich

Die genannten Prüfeinrichtungen wurden in vielen elektrischen und nicht elektrischen Eigenschaften miteinander verglichen. Die nicht elektrischen Eigenschaften sind in Tabelle 28 dargestellt. In den gezeigten Eigenschaften sowie den Kosten sind keine nennenswerten Unterschiede zu finden. Alle Konzepte werden im Folgenden auf ihre elektrischen Eigenschaften verglichen.

Tabelle 28: Kosten und Betrieb der Prüfeinrichtungen

1. Invertierter UVRT	- Experimentell – (Fraunhofer ISE/FGH GmbH)	k.A.	Konfiguration von MS-Drosseln und Trafos (spannungslos)	Ja (1-2x 40-ft-Container)	MS-Schaltbefähigung	Vorliegende Netzimpedanz des NAP Aktuelle Netzspannung Umgebungstemperatur
2. LC-Schwingkreis (FGH-Konzept)	FGH GmbH	€€	Konfiguration von MS-Drosseln, -Kondensatoren und – Widerstand (spannungslos)	Ja (2-3x 40-ft-Container)	MS-Schaltbefähigung	Vorliegende Netzimpedanz des NAP Aktuelle Netzspannung Umgebungstemperatur
3. Netzsimulator	Egston, ABB, Spitzenberger&Spieß, Regatron, California Instruments,...	€€ - €€€ (abhängig von der Regeldynamik des Verstärkers)	Programmierung von Ablauf-Skripte. Anpassung im Betrieb möglich.	Bisher nicht (nur Prüfstand)		-/-
4. Längsimpedanz mit Q-Quelle	- Experimentell – (Fraunhofer ISE)	k. A.	Programmierung von Ablauf-Skripte. Anpassung im Betrieb möglich.	k. A.		Vorliegende Netzimpedanz des NAP Aktuelle Netzspannung
5. Transformatorumschaltung	Enercon	€€	Konfiguration des Trafos (spannungslos)	Ja (1-2x 40-ft-Container)	MS-Schaltbefähigung	Vorliegende Netzimpedanz des NAP Aktuelle Netzspannung Umgebungstemperatur
6. Transformatorzuschaltung	delta Energielösungen	€€	Konfiguration des Trafos (spannungslos)	Ja (1x 40-ft-Container)	MS-Schaltbefähigung	Vorliegende Netzimpedanz des NAP Aktuelle Netzspannung Umgebungstemperatur

Mit Blick auf den Prüfplan aus AP5.1 wurde die folgende Tabelle aufgestellt. Dort werden die einzelnen Kategorien übersichtlich dargestellt. Hier zeigen sich die Unterschiede der untersuchten Prüfstände. Hervorzuheben ist hier die fehlende Möglichkeit von unsymmetrischen Fehlern beim Prüfstand „Längsimpedanz“. Da das Konzept netzgekoppelt funktioniert und die Blindstromquellen über eine PLL

Prüfeinrichtung:	SpaHoe	SpaLae	SpaUns	SpaDyn	SpaRam
<i>Invertierter LVRT</i>	Abhängig von der Trafosättigung.	Begrenzt durch die Erwärmung der Drosseln im Vorfehlerfall	Theoretisch möglich	Nicht einstellbar	Nicht möglich
<i>LC-Schwingkreis</i>	Abhängig von der Trafosättigung.	Begrenzt durch die Erwärmung des Widerstandes im FRT	Möglich	Einstellbar. Über verschiedene RLC-Kombinationen.	Nicht möglich
<i>Netzsimulator</i>	Max. 1100V, begrenzt durch die Nennspannung und Leistung des DUTs.	Beliebig	Möglich	Einstellbar	Möglich
<i>Längsimpedanz</i>	480V. Begrenzt durch die Spannungsfestigkeit der Q-Quelle.	Zeiten nur manuell einstellbar. Minimale Dauer ca. 4s	Nicht möglich	Begrenzt einstellbar. Bei höheren Spannungen darf kein Überschwingen auftreten	Möglich
<i>Transformatorzuschaltung</i>	Einstellbar über die Trafoabgriffe.	Beliebig	Möglich	Nicht einstellbar	Nicht möglich
<i>Transformatorumschaltung</i>	Einstellbar über die Trafoabgriffe.	Beliebig	Möglich	Nicht einstellbar	Nicht möglich

dem Netz folgt sind hier keine Phasensprünge möglich. Auch auf die fehlende Einstellbarkeit der Dynamik des FRTs sowie der Spannungsrampen soll hier hingewiesen werden.

Im zweiten Teil der Tabelle ist dafür ersichtlich, dass jedes Konzept die Netzfehlerkombination aus Unter- und Überspannung erzeugen kann. Das R/X- Verhältnis ist bei den Transformatorbasierten Einrichtungen nicht einstellbar und muss vor der Inbetriebnahme am jeweiligen Netzanschlusspunkt geprüft werden. Vektorsprünge können zurzeit nur vom Netzsimulator und der Transformatorzuschaltung erzeugt werden. Diese Fähigkeit lässt sich aber auch bei anderen Konzepten nachrüsten.

Alle sechs Prüfeinrichtungen sind in der Lage Überspannungen zu erzeugen, wobei das Konzept „Blindleistungsquelle mit Längsimpedanz“ aufgrund der fehlenden Phasensprünge bei unsymmetrischen Fehlern, nach den aktuellen Richtlinien nicht zulässig wäre. Die Anlage ist auch aufgrund von der sehr dynamischen Blindstromeinspeisung unpraktisch in der Handhabung. Die erreichte Spannung ergibt sich aus der Induktivität, dem Blindstrom aus der Blindstromquelle und dem Blindstrom aus dem Prüfling. Zudem werden für Spannungen über 110% Un entweder eine große Induktivität oder sehr hohe Blindströme benötigt.

Auch der invertierte Spannungsteiler hat nennenswerte Nachteile in der Benutzung. Die Einstellung der Spannungshöhe über den Transformator und die Induktivitätswerte ist nicht trivial, zudem schränkt die

Prüfeinrichtung:	SpaHar	SeqLH	SeqMul	ImpRx	Vektorsprung
<i>Invertierter LVRT</i>	Nicht möglich	Möglich	Möglich. Begrenzt durch die Erwärmung der Drosseln.	Einstellbar	Nicht möglich
<i>LC-Schwingkreis</i>	Nicht möglich	Bedingt möglich. Zeiten abhängig der Leistungsschalter.	Möglich. Begrenzt durch die Erwärmung der Drosseln.	Einstellbar	Nicht möglich
<i>Netzsimulator</i>	Möglich	Möglich	Möglich	Mit HIL umsetzbar	Möglich
<i>Längsimpedanz</i>	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Begrenzt einstellbar. Die Impedanz der Längsimpedanz kann verändert werden.	Nicht möglich
<i>Transformatorumschaltung</i>	Nicht möglich	Bedingt möglich. Zeiten abhängig der Leistungsschalter.	Möglich	Nicht einstellbar	Nicht möglich
<i>Transformatorzuschaltung</i>	Nicht möglich	Bedingt möglich. Zeiten abhängig der Leistungsschalter.	Möglich	Nicht einstellbar	Möglich

Erwärmung der Kurzschlussdrossel den Betrieb stark ein. Abhängig von der tatsächlichen Anlage sind OVRT-Prüfungen nach TR3 durchführbar.

Die restlichen vier Prüfstände sind je nach Anwendung uneingeschränkt nutzbar. Je nach tatsächlichem Vorhaben unterscheiden diese sich in ein paar Vor- und Nachteilen.

Übertragungsverhalten von Transformatoren

Da einige Prüfeinrichtungen für die Mittelspannung (20 kV) konzipiert sind, kommen Transformatoren für Anpassung der Spannung an die Niederspannung (400 V) zum Einsatz. Sind diese nicht genau für die Anforderungen ausgelegt kann es bei hohen Überspannungen zu ungewünschten Effekten kommen. Der Effekt der Eisenkernsättigung tritt auf, wenn der magnetische Fluss Φ einen bestimmten Wert überschreitet. Der magnetische Fluss ist dabei maßgeblich von der Spannung abhängig. Den Erfahrungen der Projektpartner nach fängt die Sättigung bei Transformatoren im Netz bei ca. 20 % über der Nennspannung an. Bei einer Betrachtung von Überspannungen bis 40 % über der Nennspannung ist eine Analyse der Transformatorsättigung notwendig. Da die Sättigung auch bei Transformatoren zwischen den verschiedenen Netzebenen auftritt sind die folgenden Untersuchungen ebenso für das Übertragungsverhalten von Überspannungen im Netz relevant und fließen in die Ergebnisse des AP 3 mit ein. Die Sättigung des Eisenkerns tritt ein, wenn fast alle elementaren Magneten entsprechend dem Magnetfeld angeordnet sind. Eine Erhöhung des Magnetfeldes hat damit einen, nicht linearen, Anstieg des Magnetisierungsstroms und der magnetischen Feldstärke H zur Folge. Dies führt dazu, dass die magnetische Flussdichte B und damit die induzierte Spannung auf der Sekundärseite langsamer ansteigt. Die Abbildung 88 zeigt den Zusammenhang zwischen der Feldstärke H und der Flussdichte B . Somit kann die Sättigung eine physikalische Begrenzung von Überspannungen zwischen zwei Spannungsebenen darstellen. Um dieses Verhalten messtechnisch bestätigen zu können wurden verschiedene Messungen im Labor des Fraunhofer ISE durchgeführt.

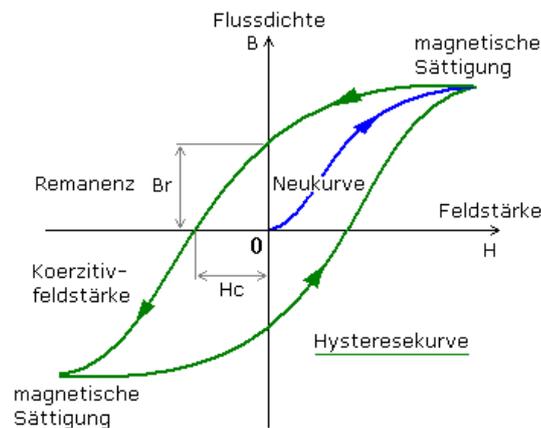


Abbildung 88: Hysteresekurve eines Transformators. Quelle: <https://www.elektroniktutor.de/elektrophysik/magkurve.html>

Abbildung 89 zeigt den Laboraufbau mit dem LC-Schwingkreis Prüfstand und den verschiedenen Messstellen. Es wurden die Spannungen und Ströme vor und hinter der Prüfeinrichtung und auf der Niederspannungsseite gemessen.

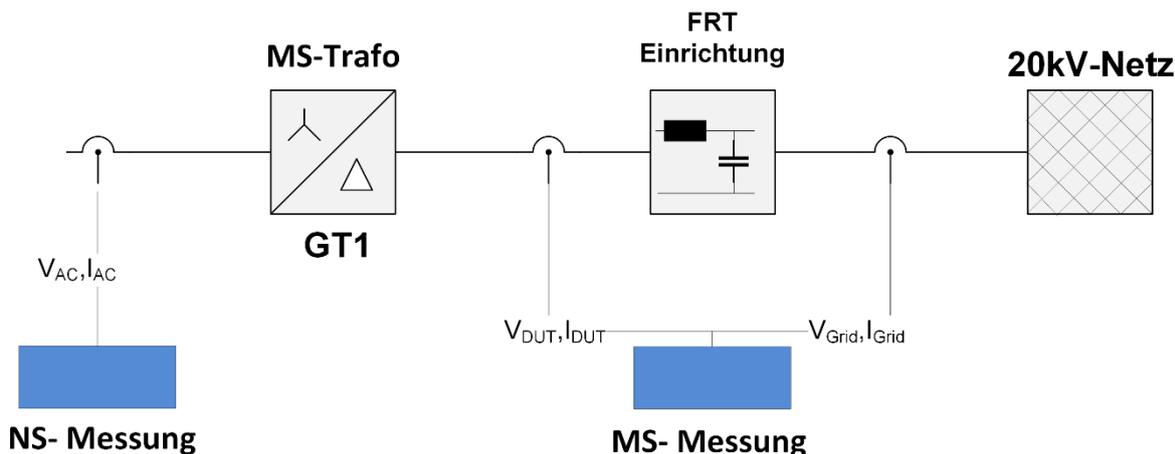


Abbildung 89: Laboraufbau für Messungen der Transformatorsättigung

Die Mittelspannungsanlagen im Labor des Fraunhofer ISE darf maximal mit 24kV beaufschlagt werden. Bei einer Nennspannung von 20 kV ergibt das eine maximale Überspannung am Trafo von 1,2 pu. Da in diesem Bereich noch keine Sättigung einsetzt wird die Mittelspannung abgesenkt und das Übersetzungsverhältnis des Transformators angepasst. Findet diese Anpassung über eine Änderung der Windungszahl auf der Oberspannungsseite statt, bleibt der magnetische Fluss im Kern gleich und es ist von einem ähnlichen Sättigungsverhalten auszugehen. Verwendet wurde ein 1,25 MVA Öltransformator mit 400 V Sekundärspannung. Dieser wurde über den Wicklungsabgriff auf eine Nennspannung von 17 kV angepasst. Um eine höhere Sättigung zu erreichen, wurden die Überspannungstest bei einer erhöhten Spannung durchgeführt. In Tabelle 29 sind die durchgeführten Tests aufgelistet. Dabei wird die prozentuale Überspannung des LC-Schwingkreises angegeben, sowie die resultierende Überspannung an den Klemmen des Transformators, bezogen auf dessen Nennspannung von 17 kV.

Tabelle 29: Durchgeführte Überspannungstest am Transformator

Vorfehlerspannung [kV]	Überspannung bezogen auf Vorfehlerspannung [%]	Überspannung bezogen auf Nennspannung [%]
17,6	1,9%	5,4%
17,6	9,5%	13%
17,6	14,2%	17,7%
17,6	21,1%	24,6%
17,6	31,1%	34,6%
18,4	1,9%	10,3%
18,4	9,5%	17,9%
18,4	14,2%	22,6%
18,4	21,1%	29,5%
18,4	31,1%	39,5%
20	1,9%	18,7%
20	9,5%	26,3%
20	14,2%	31%
20	21,1%	37,9%
20	31,1%	47,9%

In Abbildung 90 ist die gemessene Überspannung auf der Oberspannungsseite des Transformators über dem eingestellten Wert der Prüfeinrichtung dargestellt. Dabei wird zwischen den drei verschiedenen Spannungen aus der Tabelle unterschieden. Zu erkennen ist hier ein nicht linearer Zusammenhang zwischen dem Soll- und Ist-Wert der Überspannung. Erklären lässt sich das Verhalten folgendermaßen. Ein Transformator im Leerlauf kann direkt über das T-Ersatzschaltbild in Abbildung 91 beschrieben werden, wobei im Leerlauf die Hauptinduktivität L_H maßgeblich ist. Auf Grund der hohen Induktivität von L_H fließt

im Leerlauf ein geringer Strom in der Größenordnung von unter 1 % des Nennstroms. Bei zunehmender Spannung beginnt die Sättigung des Eisenkerns was einen steigenden Magnetisierungsstrom zur Folge hat. Je größer der induktive Strom durch die Hauptdrossel wird umso mehr wird der parallel geschaltete Kondensator des Schwingkreises kompensiert. Dadurch verschiebt sich die Resonanzstelle des Schwingkreises und die erzeugte Überspannung nimmt ab. Je höher die Spannung vor dem Fehler umso geringer muss der Spannungshub des Schwingkreises ausfallen, um dieselbe absolute Überspannung zu erreichen.

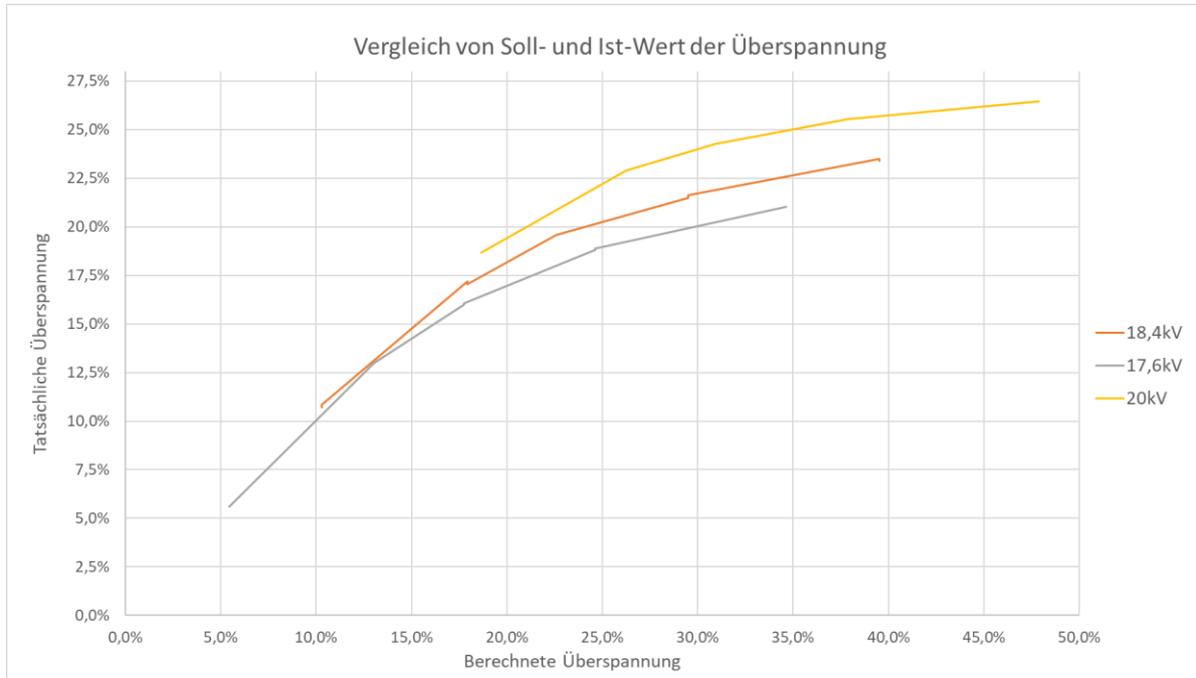


Abbildung 90: Vergleich der Soll- und Ist-Spannung auf der Primärseite des Transformators

Bei zunehmender Spannung beginnt die Sättigung des Eisenkerns was einen steigenden Magnetisierungsstrom zur Folge hat. Je größer der induktive Strom durch die Hauptdrossel wird umso mehr wird der parallel geschaltete Kondensator des Schwingkreises kompensiert. Dadurch verschiebt sich die Resonanzstelle des Schwingkreises und die erzeugte Überspannung nimmt ab. Je höher die Spannung vor dem Fehler umso geringer muss der Spannungshub des Schwingkreises ausfallen, um dieselbe absolute Überspannung zu erreichen.

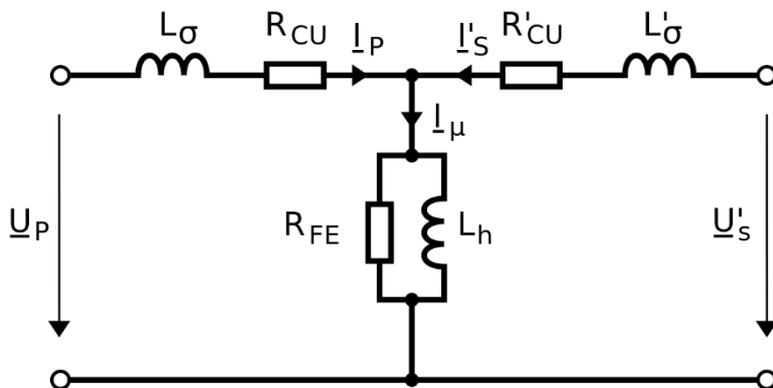


Abbildung 91: T-Ersatzschaltbild eines Transformators

Das Übertragungsverhalten des Transformators ist in Abbildung 92 abgebildet. Dargestellt ist die Überspannung auf der Sekundärseite über der Überspannung auf der Primärseite in p.u. Die blaue Kurve zeigt dabei das ideale lineare Verhalten. Bis ca. 1,17 p.u. weicht das Verhalten des Transformators nur sehr minimal vom Idealen ab. Danach lässt sich ein leichtes Abknicken und das einsetzende Stagnieren der Kurve beobachten.

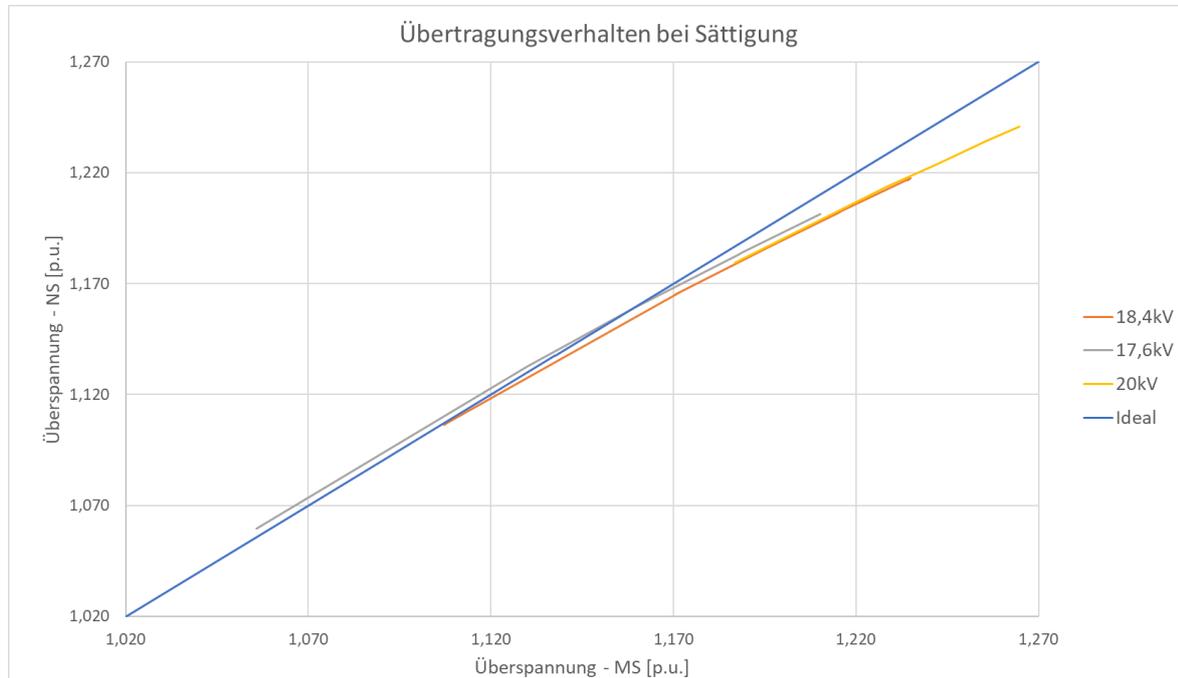


Abbildung 92: Übertragungsverhalten des Transformators bei Überspannungen

Höhere Überspannungen konnten mit dem Schwingkreis durch die Sättigung nicht erreicht werden. Um einen Grenzwert bei der Übertragung der Spannung bestimmen zu können sind weitere Messungen notwendig. Denkbar ist hier der Einsatz des Netzsimulators, da dort keine Interaktion mit der Induktivität des Transformators entsteht.

Schlussfolgerung:

Der Effekt der Begrenzung der Überspannung aus dem LC-Schwingkreis kann unter Umständen ebenso netzdienlich sein, wie die Begrenzung bei der Übertragung der Überspannung auf niedriger Spannungsebenen. Betrachtet man den Fall des plötzlichen Lastabwurfes und die damit verbundenen Überspannung durch das kapazitive Verhalten von leerlaufenden Freileitungen. Zur Kompensation werden bereits Kompensationsdrossel eingesetzt, die einen ähnlichen Effekt wie ein gesättigter Transformator haben.

AP5.3 – OVRT-Prüfungen an verschiedenen Anlagentypen (Fraunhofer ISE)

Zahlreiche Anlagentypen sind inzwischen im europäischen Stromnetz angeschlossen und speisen elektrische Energie ein. Im Hinblick auf die Energiewende wird die Zahl der erneuerbaren Einspeiser stark ansteigen. Im Rahmen des Projektes wurden die folgenden Technologien im Bezug auf ihre OVRT-Fähigkeiten getestet und verglichen:

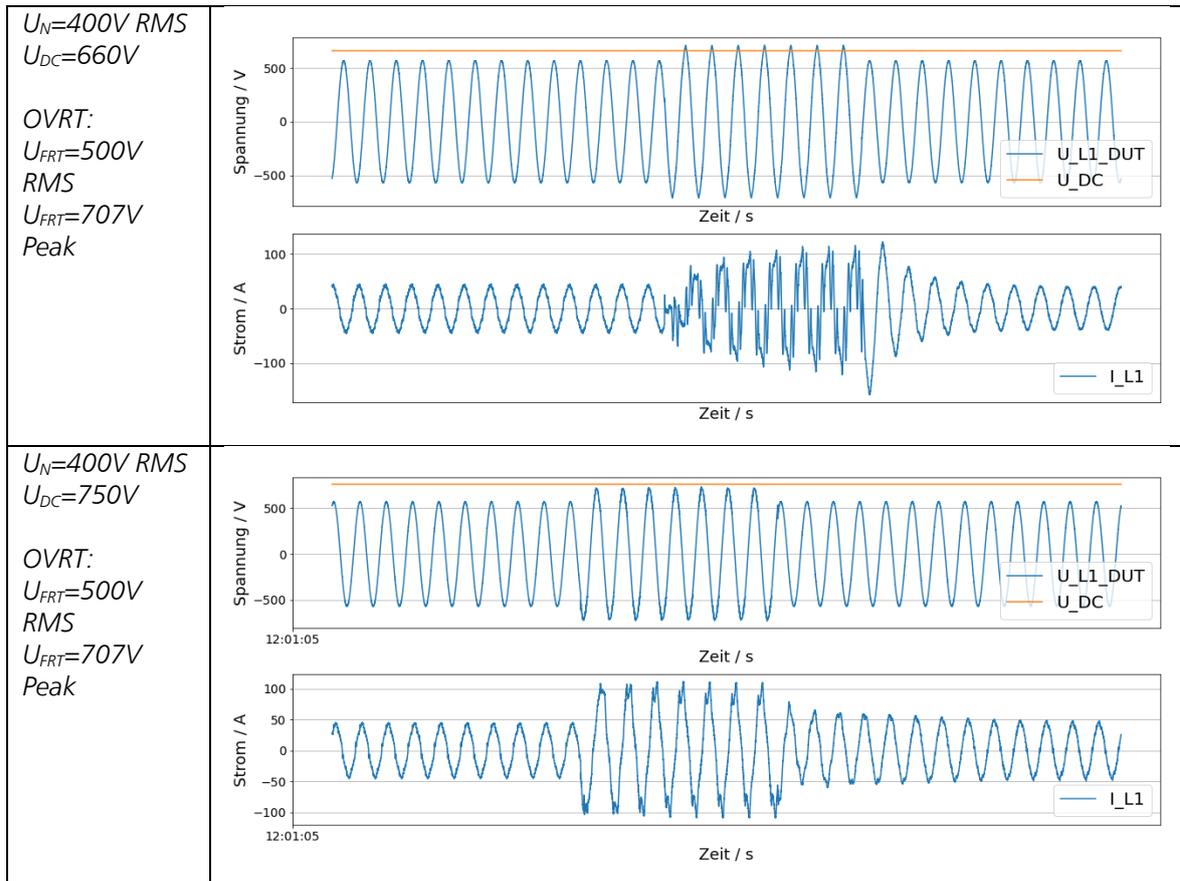
- PV-Wechselrichter
- Batterieumrichter
- Netzbildende Wechselrichter (GFC)
- Blockheizkraftwerke (BHKW)
- Windkraftanlagen mit Vollumrichter
- Windkraftanlagen mit doppelt gespeister Synchronmaschine (DFIG)

Grundsätzlich sind alle genannten Technologien nach TR3 zertifiziert und erfüllen damit die aktuellen Anforderungen zur Stützung der Spannung im Fehlerfall. Somit lag der Fokus der Untersuchungen auf neuen Testszenerarien wie der UVRT+OVRT Kombination, Mehrfachfehlern und Vektorsprünge bei Fehlereintritt.

Batterieumrichter

Für die Messungen an einem Batterieumrichter wurden im AP2 von Autarsys eine entsprechende Plattform vorbereitet. Um ein besonderes Phänomen demonstrieren zu können, wurde die Batteriespannung (DC-Spannung) niedriger als üblich gewählt. Des Weiteren war das Gerät bis über 30 % Überspannungsfest. Überschreitet der Peak der AC-Spannung im OVRT die DC-Spannung, wird diese über die Bypassdioden der IGBT Brücke gleichgerichtet. Dieser Effekt führt zu einem unkontrolliertem Ladestrom und zu hohen Netzurückwirkungen auf dem AC-Strom. Um dies demonstrieren zu können, wurden verschiedene Überspannungen bei unterschiedlichen Ladenzuständen und damit DC-Spannungen durchgeführt. In Tabelle 30: Vergleich Netzstrom bei verschiedenen DC-Spannungen sind beispielhaft zwei Szenarien gezeigt. Die Spannung im Fehler beträgt dabei 500 V (707 V Peak), die DC-Spannung beträgt einmal 660 V (oben) und einmal 750 V (unten). Abgebildet ist jeweils die AC-Spannung Phase 1 (blau) zusammen mit der DC-Spannung (orange). Im jeweiligen unteren Bild ist der Netzstrom auf Phase 1 dargestellt. Zu erkennen ist, dass bei einem Überschreiten der DC-Spannung durch die Netzspannung eine große Verzerrung des Stromes auftritt. Bei einer höheren DC-Spannung sind hingegen nur sehr geringe Oberschwingungsanteile vertreten.

Tabelle 30: Vergleich Netzstrom bei verschiedenen DC-Spannungen



Das Spektrum für die netzseitigen Ströme und Spannungen ist in Tabelle 31 abgebildet. Dabei sind drei verschiedene Ladezustände (SOC) der Batterie auftragen. Die netzseitige Überspannung ist bei allen drei DC-Spannungen identisch. Zu erkennen ist, dass bei einer DC-Spannung von 660 V (SOC = 30%, orange) deutlich höhere Amplituden sowohl im Strom- als auch im Spannungsspektrum entstehen. Dabei entstehen die, für ein 3-Leiter-System, typischen Harmonische: 5,7,11,13,17 und 19.

Diese Ergebnisse zeigen, dass bei hohen Überspannungen und niedrigen Ladezuständen der Batteriespeicher ungewollte, netzstörende Oberschwingungen entstehen können. Bei der Auslegung von Batteriespeichern muss daher, passend zur maximal möglichen Überspannung, eine entsprechend hohe DC-Spannung gewählt werden. Dabei ist der niedrigste Ladezustand der Batterie zu berücksichtigen.

In Abbildung 93 sind die Spannung und der Strom auf Phase 1 bei einem Vektorsprung um 50 Grad dargestellt. Diese Versuche wurden am Netzsimulator durchgeführt, der die Phasen- und Amplitudenänderungen in der Spannung ausführt. Bei Fehlereintritt ist kein Überspringen zu beobachten, der Phasensprung kann über die zeitliche Differenz der Nulldurchgänge validiert. Im Strom ist ein transientser Einschwingvorgang von ca. 1 Periode zu beobachten. Der Peak der Unter- und Überschwinger im Strom überschreitet dabei den Nennstrom. Mit steigendem Phasensprung steigen auch die Stromspitzen und beschränken damit den maximal möglichen Winkel. Abhängig von der Richtung des Phasensprungs, mit oder gegen den Uhrzeigersinn, wird bei der Bereitstellung des Blindstromes die Einschwingzeit nicht eingehalten.

Tabelle 31: Spektrum von Strom und Spannung vor und während dem OVRT

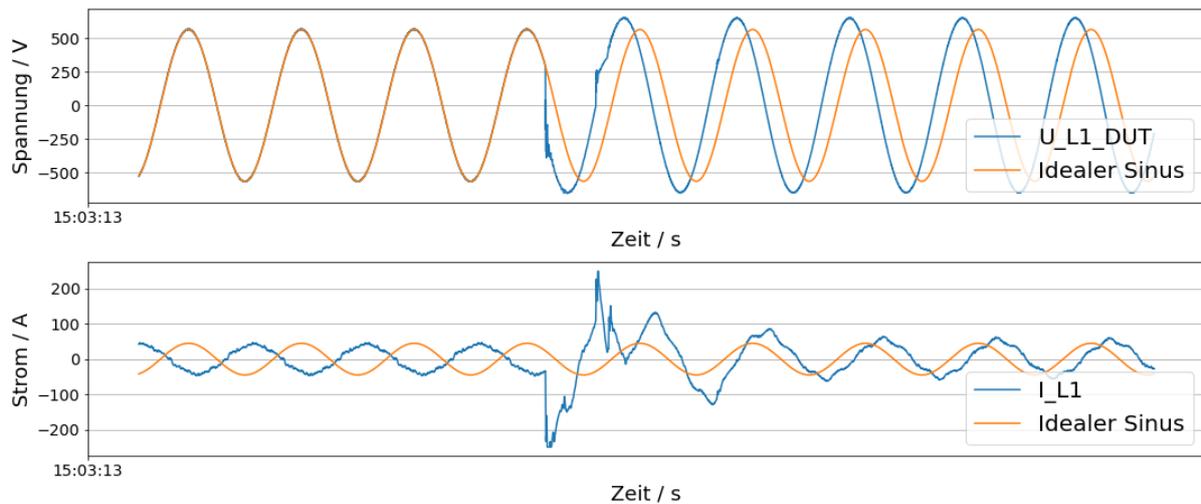
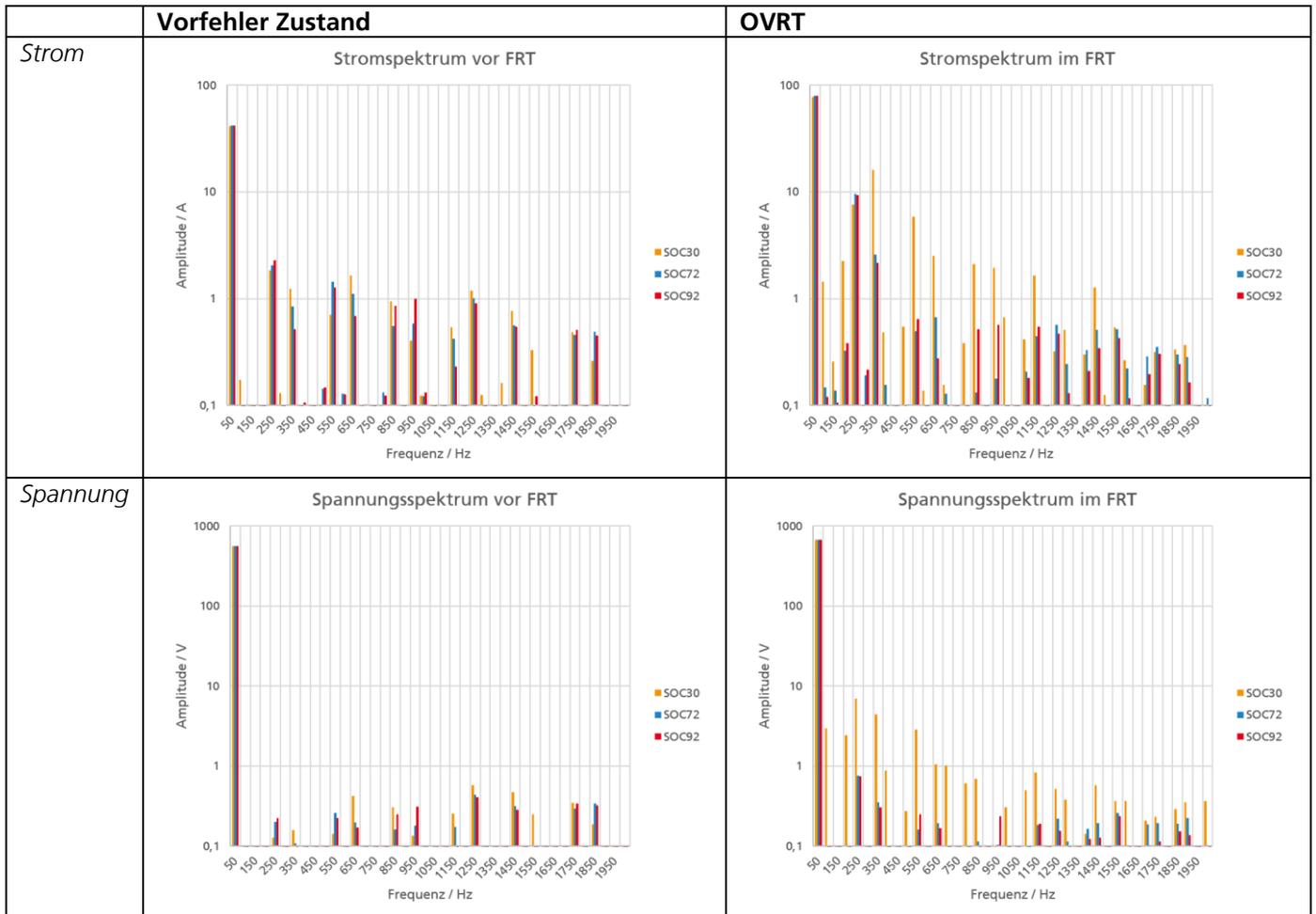


Abbildung 93: Spannung und Strom bei Fehlereintritt. Vergleich mit idealer Sinusfunktion

PV-Wechselrichter

Auch mit dem PV-Wechselrichter wurden Überspannungen mit Phasensprüngen getestet. In Abbildung 94 ist der Einschwingvorgang des Blindstromes bei einem OVRT mit 125% und einem nacheilenden Phasensprung von 50 Grad zu sehen. Die vorgeschriebene Einschwingzeit wird dabei nicht eingehalten, der Toleranzbereich wird allerdings erreicht. Bei einem voreilenden Phasensprung (Abbildung 95) schwingt der Blindstrom in die andere Richtung über, sodass der Toleranzbereich sehr schnell erreicht wird. Bei Fehlerende braucht der Wechselrichter ca. 100ms, um den Vorfehlerwert wieder einzuregulieren. Je nach Phasensprung und Richtung werden die Vorgaben der TR3 eingehalten. Auch bei diesem Gerät waren die Stromspitzen bei Fehlereintritt oder -ende der limitierende Faktor. Insgesamt waren hier Phasensprünge bis 80 Grad möglich.

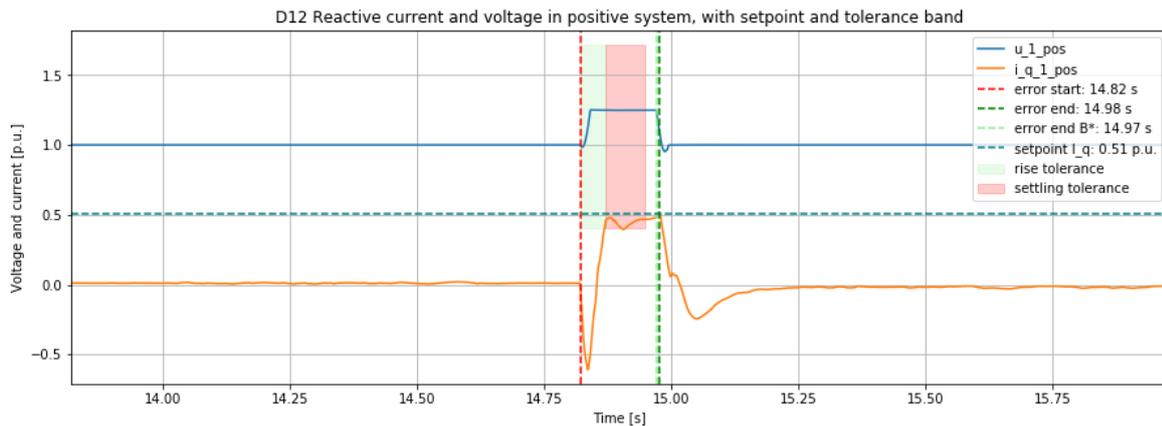


Abbildung 94: Spannung und Blindstrom im Mitsystem bei nacheilendem Phasensprung

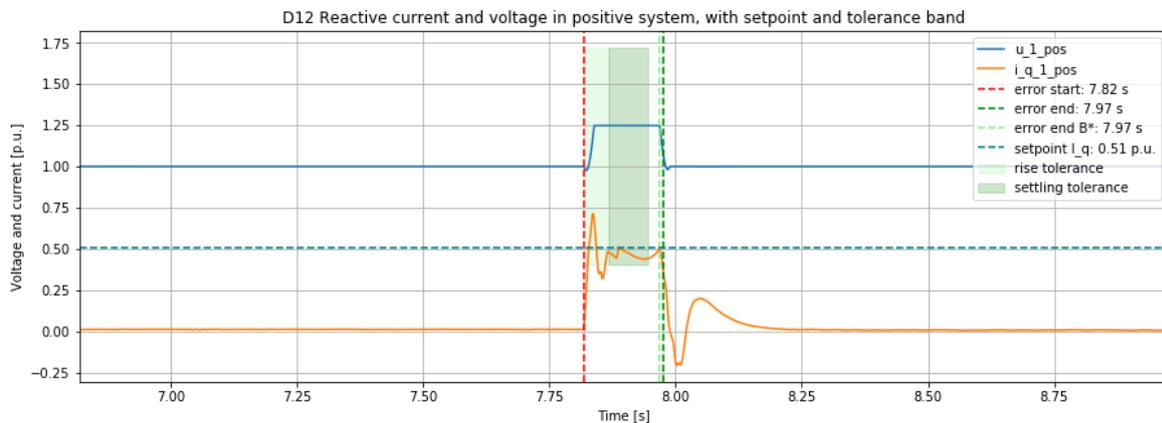


Abbildung 95: Spannung und Blindstrom im Mitsystem bei voreilendem Phasensprung

In Abbildung 96 ist das Szenario der Unter- und Überspannung abgebildet. Zu erkennen ist ein Spannungseinbruch auf 75% Restspannung gefolgt von einer Überspannung mit 110%. Zwischen den beiden Fehler ist eine Pause von ca. 80ms bei Nennspannung, dies ist auf die minimalen Schaltzeiten der Leistungsschalter zurückzuführen. Am Netzsimulator sind diese Fehler auch ohne Pause möglich. Der untersuchte Wechselrichter zeigte unabhängig von der Totzeit zwischen den Fehler das gleiche Verhalten. In orange ist der Blindstrom dargestellt. Durch den k-Faktor von 2 ergibt sich ein Blindstromsollwert von -0,5 pu für den UVRT und 0,2 für den OVRT. Der Umrichter erfüllt dabei die Anforderungen ohne Einschränkungen. Ein zweites Gerät, dass analog zu dem ersten getestet wurde, konnte den folgenden OVRT nicht mehr detektieren und speiste keine Blindleistung zur Spannungsstützung ein. Dieses Verhalten ist tendenziell problematisch, wenn sich eine Vielzahl an Anlagen nach einem UVRT nicht mehr an der Reduktion der Spannung im OVRT beteiligt. Wie bereits in den vorherigen Kapiteln beschrieben, ist eine Aufnahme dieser Test in die TR3 sinnvoll, um das korrekte Verhalten von Anlagen nachweisen zu können.

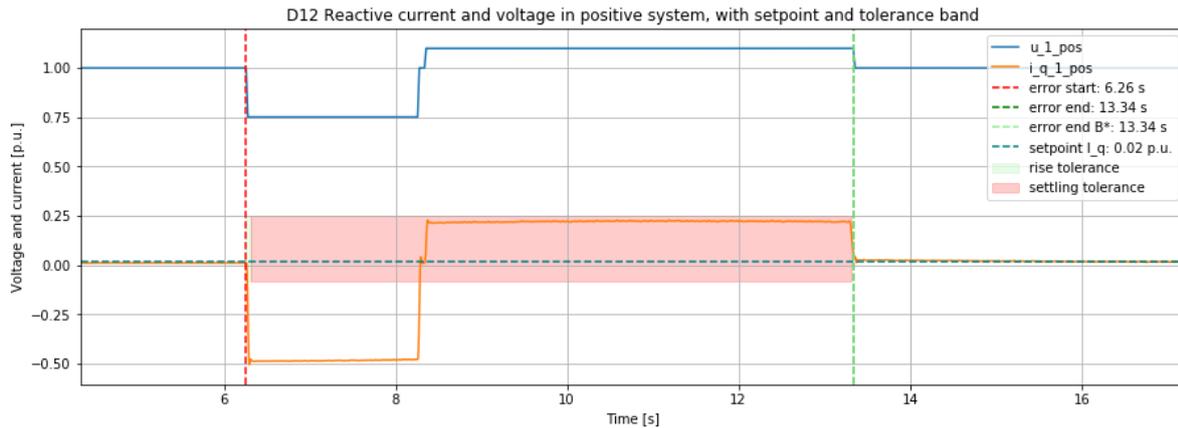


Abbildung 96: Spannung und Blindstrom im Mitsystem für eine UVRT+OVRT Kombination

GFC

Im Rahmen eines zweiten Forschungsprojektes wurden am Fraunhofer ISE Grid Forming Converter, also netzbildende Wechselrichter aufgebaut und in Betrieb genommen. Diese standen danach auch für Untersuchungen im Rahmen von OVRTuere zur Verfügung. Abbildung 97 zeigt die Ergebnisse für einen OVRT von 112%. Der Blindstrom erreicht in der vorgeschriebenen Zeit den Toleranzbereich und verlässt diesen erst wieder zum Fehlerende. Während dem Fehler ist ein Absinken des Blindstroms zu beobachten, nach Fehlerende wird der Blindstrom über eine Zeit von ca. 1s wieder zurückgeführt. Dieses Verhalten ist auch TR3 konform. Verschiedene Messungen mit unterschiedlichen Wirkleistungen und Spannungshöhen bestätigen das Verhalten.

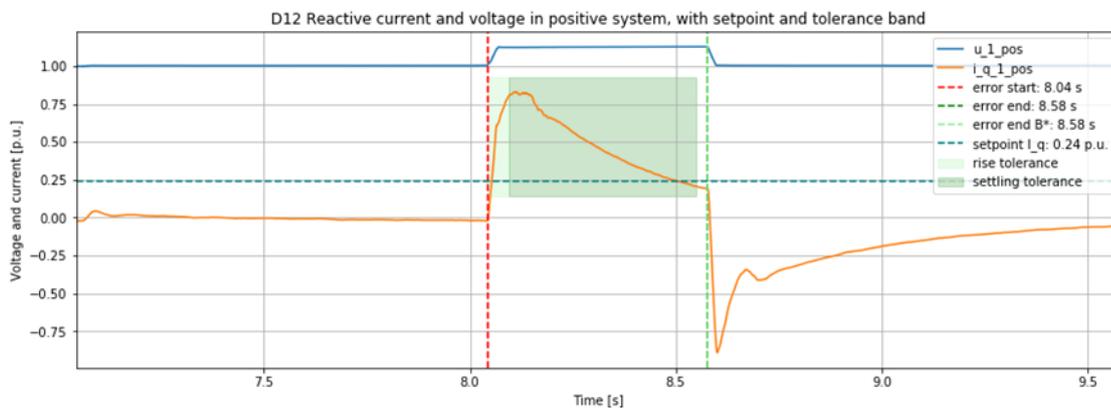


Abbildung 97: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 112%

Blockheizkraftwerk

Die zwei untersuchten BHKWs wurden am LC-Schwingkreis bzw. am invertierten UVRT Prüfstand vermessen. Abbildung 98 zeigt einen OVRT auf 125% mit einem BHKW an dem invertierten UVRT Prüfstand. Zu erkennen ist hier der große Einfluss des Blindstromes auf die Spannung, die bei Fehlerbeginn reduziert ist und erst über die Fehlerdauer leicht ansteigt. Dies steht in einem direkten Zusammenhang mit dem hohen Blindstrom zu Beginn des Fehlers, der dann über die Dauer stark abfällt. Im Gegensatz zu den vorherigen gezeigten Ergebnissen von leistungselektronisch basierten Erzeugern, hat ein BHKW geringe Mengen an Energie in den rotierenden Massen des Generators gespeichert. Dadurch ist diese in der Lage kurzzeitig hohe Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Nach Fehlerende schwingt sich der Blindstrom über eine Dauer von 1s wieder auf den Vorfehlerwert ein. Der Verlauf des Blindstromes ist qualitativ ähnlich zu dem des GFCs aus Abbildung 97. Dies liegt daran, dass bei einem netzbildenden Wechselrichter das intrinsische Verhalten eines Synchrongenerators abgebildet wird.

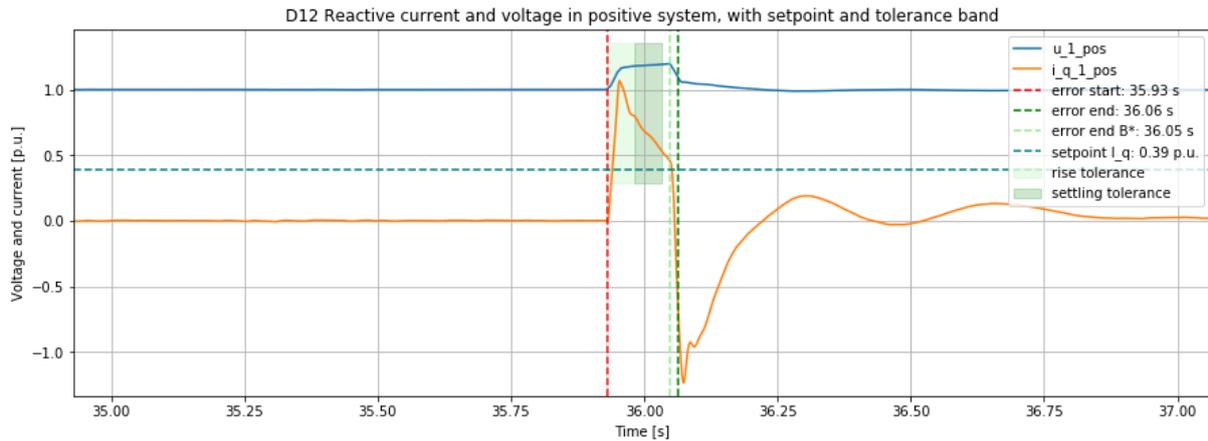


Abbildung 98: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 125% am invertieren UVRT Prüfstand

Das auch der Regler einen großen Einfluss auf den Verlauf hat, zeigt sich in Abbildung 99. Das zweite BHKW am LC-Schwingkreis weist einen stationären Verlauf des Blindstromes über die Dauer des Fehlers auf. Das Leerlaufverhalten der beiden Prüfstände ist dabei vergleichbar, jedoch unterscheiden sie sich im Wert ihrer Netzimpedanz.

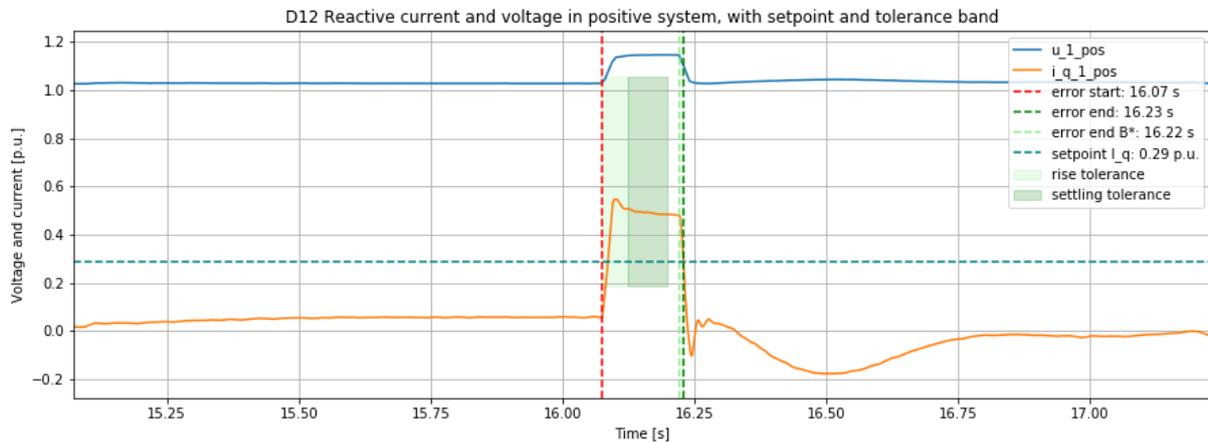


Abbildung 99: Spannung und Strom im Mitsystem bei einem OVRT von 125% am LC-Schwingkreis

Windkraftanlage

Die Erfahrungen bei der Bewertung anderer PPM-Technologien (außerhalb des Forschungsprojekts) haben gezeigt, dass die Anforderungen an die Fehlerstromspeisung nach VDE-Vorgaben eine Herausforderung für die Hersteller darstellen. Für die Berechnung der geforderten Blindstromspeisung durch PGM sind folgende Aspekte entscheidend:

- Korrekte Berechnung der Mit- und Gegensystemwerte
- Robuste Fehlererkennungslogik
- Ermittlung der gleitenden Durchschnittswerte vor dem Fehler
- Zusätzlicher Blindstrom, unter Berücksichtigung der Vorfehlerstromspeisung
- Robuste Fehlerbehebungslogik

Eine unterschiedliche Umsetzung der oben genannten Aspekte führt zu unterschiedlichem oder falschem Verhalten der PPMs. Abbildung 100 zeigt ein Beispiel für das Ansprechverhalten eines im Rahmen des Projekts analysierten WEA. Das Verhalten entspricht den VDE-Anforderungen.

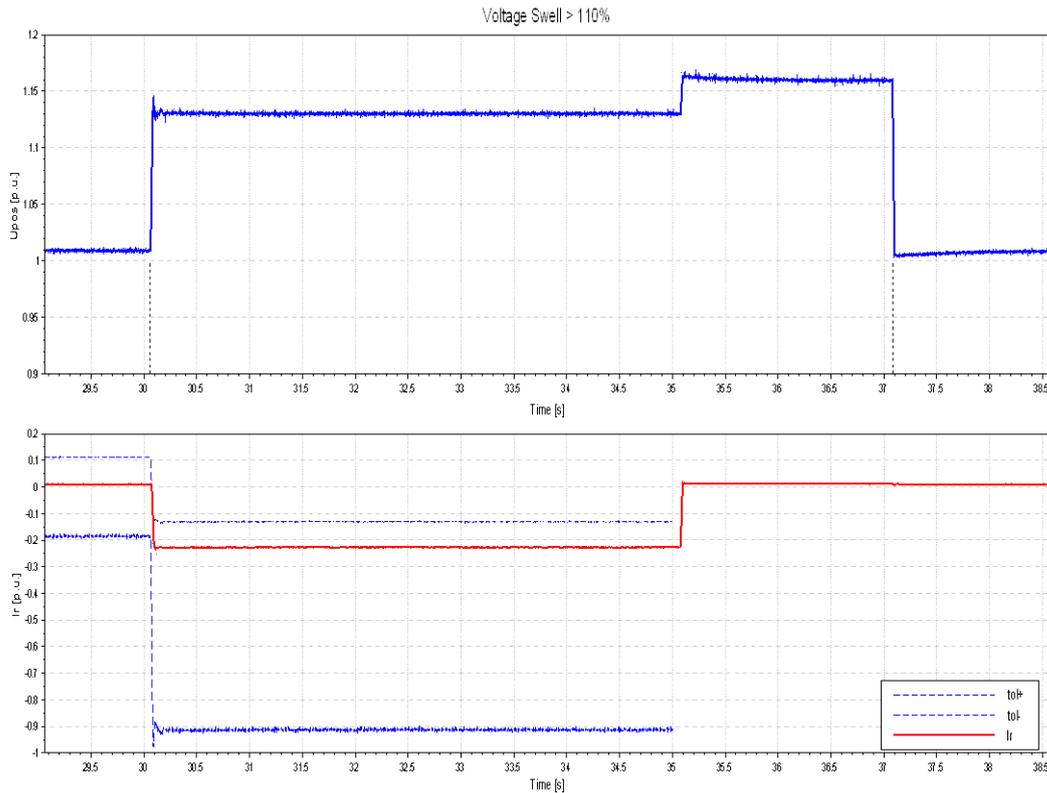


Abbildung 100: Verhalten von PPM während eines OVRT-Ereignisses (Überspannung > 110%)

Die Messung in Abbildung 100 wurde bei einer dreiphasigen Überspannung von ca. 110 % der Nennspannung durchgeführt, wobei die Regelung der Windenergieanlage entsprechend der Blindstromspeisungsanforderung der VDE-Norm mit einem K-Faktor von 2 konfiguriert war. Das Blindstromverhalten liegt innerhalb des gemäß VDE-Richtlinie festgelegten Toleranzbandes. Nach 5s ist gemäß Richtlinie das Fehlerende definiert und die Einheit führt die untererregte Blindstromspeisung auf das Niveau vor dem Fehler zurück, was wiederum eine zusätzliche Überspannung (Abhängig von Prüfungsleistung, und Netzanschlusspunkt) zur Folge hat.

2.1.6 AP 6 {Ergebnisverwertung} (FGH GmbH)

Das AP 6 setzt sich aus drei Unterarbeitspaketen zusammen:

UAP 6.1: Aufbereitung der Projektergebnisse

Ziel des UAPs ist die Erstellung eines Portfolios an Daten und Auswertungen, die für die Richtlinienarbeit genutzt werden können. Empfehlungen für die zukünftige Umsetzung von Überspannungsnachweisen und die Definition von adäquaten und validierten OVRT- Anforderungen für Grid Code und Typprüfung sollen folgen. Detaillierungen sowie Abänderungen geltender Normen unter Berücksichtigung geeigneter Prüfkonzeptionen sollen vorgeschlagen werden.

UAP 6.2: Aktive Gremienarbeit

Ziel des UAPs ist die Etablierung angemessener Mindestanforderungen an Anlagenauslegung sowie Nachweis- und Prüfverfahren in allen relevanten Normen und Richtlinien und Einbringung aktueller Problem- und Fragestellungen der Normungs- und Richtliniengeber in das Gesamtvorhaben.

UAP 6.3: Publikation von Forschungsergebnissen

Ziel des UAPs ist die branchenübergreifende Information von Stakeholdern über Projektvorhaben und Outcome, Schaffung von Aufmerksamkeit für Projektergebnisse, Erhöhung der Akzeptanz und Motivation zur technisch adäquaten Ausgestaltung von Normung und Richtlinien.

Die FGH GmbH ist verantwortlich für das AP 6, das unter weiterer Beteiligung von allen Projektpartnern durchgeführt wurde. In folgender Tabelle sind die erzielten Ergebnisse des Arbeitspakets in Kürze aufgelistet.

Ergebnis / Meilenstein Nr.	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
Abschluss AP 6	-Veröffentlichung von Ergebnissen -Gremienarbeit -Handlungsempfehlungen	Q1 2022	Zeitplan eingehalten

Die im Projektverlauf in den einzelnen Arbeitspaketen durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse stellen die Basis des AP6 dar und werden im Folgenden zusammengefasst:

Zunächst wurden in AP1 mögliche Ursachen, welche zu zeitweiligen Überspannungen im Netz führen, identifiziert, um sie in den Untersuchungen (bei Simulationen und Messungen) berücksichtigen zu können. Eine Abfrage bei Netzbetreiber bezüglich in der Vergangenheit aufgetretener Ergebnisse führte zu wenig Rückläufern. Für die Simulationsstudie wurden sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetzebene modelliert. Die Untersuchung beschränkt sich dabei auf das deutsche Stromnetz des Jahres 2030 unter Betrachtung zukünftiger Netztopologien, Durchdringung mit dezentraler Erzeugung und realistischer Abbildung der OVRT-Fähigkeit von neuen bzw. alten Erzeugungsanlagen. Der NEP 2017-2030 stellt die Datengrundlage des Modells dar.

Im Rahmen von AP2 wurde die aktuelle Normenlage recherchiert. Dabei wurden die festgelegten Überspannungsanforderungen in Abhängigkeit der Spannungsebenen in den bestehenden nationalen (VDE-AR-N 4105 - 4130) und internationalen Netzanschlussrichtlinien für einen anschließenden Vergleich ermittelt. Darüber hinaus wurde die Überspannungsempfindlichkeit abhängig von Technologie und Topologie analysiert. Es wurden die kritischen Komponenten bei Spannungsüberhöhungen für verschiedene Betriebsmittel definiert und die größten Kostentreiber bei drei definierten Spannungsprofilen abgefragt. Zudem wurden verschiedene Modelle für die Untersuchung des OVRT-Verhaltens aufgebaut. Die Untersuchung erfolgte auf Basis der Anforderungen, die sich aus den vorherigen Arbeitsschritten ergaben, und umfasste die folgenden Technologien: Synchrongenerator, doppelt gespeistem

Asynchrongenerator (DFIG WEA), Vollumrichter (FCR WEA) und PV-Wechselrichter. Im Rahmen einer beispielhaften Implementierung der Überspannungsfähigkeit wurde eine Demonstratorplattform des Batterieumrichter-Systems unter Betrachtung verschiedener Ansätze aufgebaut und vermessen. Es wurden dabei die OVRT-Fähigkeit sowie möglicher überspannungstoleranter Batterieumrichter-Topologien berücksichtigt. Abschließend wurden die entstehenden Kosten für Überspannungsfähigkeit in Abhängigkeit von Überspannungsniveau und -dauer für die einzelnen betrachteten Einheiten abgebildet. Methoden zur Begrenzung von Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetzen wurden danach in AP3 identifiziert. Zunächst wurden die heute vorhandenen netzseitigen Maßnahmen gemäß bestimmten Bewertungskriterien kategorisiert und durch Abschätzung der Kosten unter Zuhilfenahme von Simulationen verschiedener Wirkungsbereiche analysiert. Außerdem wurden die Wirkungsbereichen EZA-seitiger aktiver Blindstromeinspeisung simulativ untersucht. Dabei lag der Fokus auf der Beeinflussung der aktiven Netzstützung über Wahl des k-Faktors.

Im AP4 flossen die Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorangegangenen APs über die bestehenden Anforderungen und die bisherigen Maßnahmen ein. Zudem wurden die Kosten und Auswirkungen zusätzlicher Maßnahmen bei der Entwicklung eines kostenoptimierten Konzepts zum Umgang mit Überspannungen inklusive Überspannungsanforderungen berücksichtigt. Unter den analysierten und simulierten Gesichtspunkten erscheinen Maßnahmen wie Anpassung der Norm in gewissen Teilaspekten, Nachrüstung von Altanlagen sowie lokaler Zubau von FACTS als sinnvoll. Für die erwähnten Maßnahmen wurden jeweils die technische Wirksamkeit sowie die Wirtschaftlichkeit des Ansatzes ausgewertet. In AP5 wurde zunächst ein Prüfverfahren zum Überspannungsverhalten von Erzeugungsanlagen entworfen. Dabei kamen sechs Prüfprinzipien in Frage:

- invertierter LVRT,
- LC-Schwingkreis,
- Netzsimulator,
- Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle,
- Transformatorumschaltung,
- Transformatorzuschaltung

Die generelle Funktionsweise, elektrische und nichtelektrische Eigenschaften, theoretische Betrachtungen wurden für alle Prüfeinrichtungen zusammengefasst. Als nächstes wurden im Rahmen des AP5 zur Ermittlung der jeweiligen Leerlaufverhalten Überspannungsprüfungen mit den verschiedenen Prüfeinrichtungen durchgeführt. Dabei wurden verschiedene Prüf-Szenarien u.a. die Kombination LVRT-OVRT mit verschiedenen Prüfeinrichtungen definiert und im Anschluss untersucht. Die Messdaten wurden nach Abschluss der Prüfung bewertet. Dies erlaubte einen detaillierten Vergleich zwischen den verschiedenen Prüfeinrichtungen insbesondere im Hinblick auf deren Vor- und Nachteile. Neben den Überspannungs-Prüfungen im Leerlauf wurden Überspannungs-Prüfungen mit verschiedenen Prüfeinrichtungen in Verbindung mit verschiedenen Prüflingen, unterschiedlicher Technologie, auf Laborprüfständen durchgeführt. Die Untersuchungen wurden ergänzt um weitere Messdaten aus Feldmessungen, welche von assoziierten Partnern bereitgestellt wurden. Die Ergebnisse der verschiedenen untersuchten Erzeugungsanlagen wurden abschließend ausgewertet.

Die Ergebnisse und Erkenntnisse der Simulationen und Netzberechnungen sowie der Experimente und Tests an den Erzeugungstechnologien unter Verwendung unterschiedlicher Prüfkonzepte führten zu einer großen Bandbreite an Ergebnissen und wissenschaftlichen Erkenntnissen. Im Rahmen des Arbeitspaketes 6 wurden diese zunächst zusammengefasst und konsolidiert. Anschließend wurden konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet, welche vor allem für die Richtlinienarbeit sowie die Planung des künftigen Stromnetzes genutzt werden können. Nachfolgend findet sich eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen.

2.1.6.1 Einsatz von Störschreibern

Die Überspannungen im Netz können nach Erkenntnis aus AP1.1 aus verschiedenen Gründen auftreten, wie z.B.:

Fahrplanänderungen,
Lastabwurf,
Erdschlüsse,
Verbundnetzpendelungen (Engl. Inter-area oscillations),
Leerlaufende Leitungen,
Aufteilung des Netzes (Engl. System split).

Aus der Beobachtung realer OVRT-Ereignisse geht zudem hervor, dass die Rückkehr aus Spannungseinbrüchen eine weitere wichtige Ursache für zeitweilige Überspannungen aufgrund der Leistungsflussänderung ist. Infolge eines Kurzschlusses im Netz wird bei Typ2 Erzeugungsanlagen (keine Synchronmaschinen) insbesondere Windkraftanlagen häufig die Wirkleistung während des Fehlers reduziert, um den benötigten und geforderten Blindstrom einzustellen. Im Anschluss, bei Fehlerklärung wird die Wirkleistung der entsprechenden Anlage langsam (ca. 1s) auf den Wert vor dem Fehler zurückgeführt. In der Zwischenzeit führt die Entlastung des Netzes zu einer zeitweiligen Überspannung. Dies stellt ein relevantes UVRT-OVRT Event dar.

Eine im Rahmen des AP1 bei dem Netzbetreiber gestartete Abfrage hinsichtlich aufgetretener realer Überspannungs-Ereignisse brachte wenig Rückmeldungen.

Eine empfohlene Maßnahme in diesem Zusammenhang stellt der Einsatz von Messtechnik zur Überwachung und insbesondere zur Aufzeichnung der relevanten Parameter bzw. Größen des Systems dar, um eine bessere Kenntnis und Rückverfolgbarkeit künftiger Überspannungseignisse zu erreichen. Entsprechende Anforderungen sind auf Europäischer Ebene bereits vorgeschrieben (relevantes Gremium ist ENTSO E). Gemäß Artikel 15 (6) (b) des Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) müssen die Erzeugungsanlagen von Typ C und D über Vorrichtungen zur Aufzeichnung von Fehlern und zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens verfügen. Auf nationaler Ebene sind Störschreiber in der VDE-Norm im Einzelnachweisverfahren und bei getrennten Kundenanlagen vorgesehen. In der VDE-AR-N 4130 sind die Anforderungen an Störschreiber für Anlagen am Höchstspannungsnetz jedoch nicht explizit aufgeführt. Eine Kontaktaufnahme mit dem entsprechenden VDE/FNN-Arbeitskreis wird empfohlen / vorgenommen, um eine bessere Datengrundlage auf Basis zukünftiger auftretender Überspannungseignisse zu erlangen, was der entsprechenden Ursacheneingrenzung zuträglich ist.

2.1.6.2 Dynamische Netzstützung

Die im Folgenden dargestellten Handlungsempfehlungen berücksichtigen die Erkenntnisse im Hinblick auf das in Deutschland (VDE AR-N 4110 / 4120 / 4130) für Typ2 gültige Verfahren zur Blindstromstützung gemäß einer k-Faktor Charakteristik. Analoge Handlungsempfehlungen können auch für andere Länder abgeleitet werden, sofern ein vergleichbares Verfahren zur Blindstromstützung vorgesehen ist.

Wirkleistungsabsenkung

In der aktuellen in Deutschland gültigen Norm müssen Erzeugungseinheiten vom Typ 2 im Fehlerfall in der Lage sein, in jedem Leiter einen Blindstrom von mindestens 100 % der Höhe des Bemessungsstromes der Erzeugungseinheit einzuspeisen. Dabei ist eine Reduzierung des Wirkstroms zugunsten der Blindstromeinspeisung zulässig, um die Anlagenstabilität zu sichern.

Die Simulation der dynamischen Blindleistungsbereitstellung in AP2.3 anhand der aufgebauten Modelle von den verschiedenen Technologien zeigt ein typisches physikalisches Verhalten für Typ 1 Erzeugungseinheiten. Bei Erzeugungseinheiten vom Typ 2 wird der Blindstrom instantan auf einen Wert gemäß der k-Faktor Vorgabe geregelt und je nach Auslegung die Wirkleistung dementsprechend reduziert. Dabei kehrt die Wirkleistung erst nach dem Überspannungseignis zurück, insbesondere für Windenergieanlagen. Die Notwendigkeit einer Wirkleistungsreduzierung während eines Überspannungseignisses sollte im Rahmen der dynamische Netzstützung vermieden werden.

Auf Basis der Betrachtung und Bewertung der Überspannungseignisse in AP1 wird dasselbe auch für die dargestellten LVRT-OVRT-Ereignisse empfohlen. Nachdem der Wirkstrom im LVRT-Fall verringert wurde, sollte er im OVRT-Fall wieder schnell hochgefahren werden. Eine Bereitstellung von 100% Wirkleistung sollte im OVRT-Fall trotz der maximalen Spannungsabweichung Δu möglich sein.

Die Berücksichtigung dieser Maßnahme im Rahmen der Arbeit an zukünftige VDE 4110/4120/4130 ist empfehlenswert (Allgemein für Typ2).

Dynamischer Blindstrom

Damit das Hochfahren des Wirkstroms im OVRT-Fall sichergestellt wird, ist es empfehlenswert, den definierten Toleranzbereich für den induktiven Blindstrom zu verringern. Wegen hoher Toleranz könnte das erwünschte Verhalten für den Wirkstrom verhindert werden.

Darüber hinaus sollte der Blindstrom nach Fehlerklärung so schnell wie möglich (möglichst innerhalb von 30 / 60 ms) bis zum Vorfehlerwert zurückgefahren werden, da die Blindstromeinspeisung begrenzend auf den Wirkstromanstieg wirkt. Die Geschwindigkeit des Zurückfahrens des Blindstromes ist aktuell in den VDE 4110/4120/4130 nicht definiert. Zu diesem Zweck sollte außerdem der Beginn und das Ende der Fehlererkennung diskutiert und neu definiert werden. Das Fehlerende sollte zukünftig im OVRT-Fall nicht zwingend nach 5 Sekunden enden.

Die Einführung von separaten Anforderungen an den dynamischen Blindstrom im OVRT Fall für Erzeugungseinheiten und Anlagen hinsichtlich der oben genannten Aspekte wäre hilfreich. Eine Kontaktaufnahme mit der VDE / FNN Arbeitsgruppe wird in diesem Zusammenhang angestrebt.

2.1.6.3 Prüfung von Altanlagen und Nachrüstungsmöglichkeit

Überspannungen können EZA-Ausfälle über mehrere Spannungsebenen nach sich ziehen. Das betrifft nach den in AP1.2 durchgeführten Simulationen bei auftretenden Überspannungshöhen nur Anlagen, die nicht OVRT-fähig sind. Diese sind grundsätzlich Altanlagen, die vor 2019 in Betrieb genommen waren und die heutigen OVRT-Anforderungen (geltend ab VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, VDE-AR-N 4130:2018) nicht erfüllen.

Ausfälle könnten 3 GW Erzeugungsleistung überschreiten, was eine eventuelle Gefährdung der Systemstabilität darstellen kann. Das Risiko erhöht sich besonders bei hoher Einspeisung aus Windkraft sowie im (n-1)-Zustand des Netzes. Die Höhe und der Verlauf der Überspannungen ist stark abhängig von regionaler Erzeugungsstruktur und netzstützenden Elementen.

Es wird deshalb empfohlen, das OVRT-Vermögen der Altanlagen zu prüfen und ggf. Maßnahmen anzustoßen.

Die Prüfung von Altanlagen und deren Nachrüstungsmöglichkeit wurden auch in AP4 bei der Entwicklung eines kostenoptimierten Konzepts zur Handhabung von Überspannungen berücksichtigt. Ihre technische Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit wurden weiterhin bewertet. Auf Basis der aktuellen Datengrundlage erscheint eine Begrenzung der auftretenden Überspannungshöhe durch alternative Maßnahmen wie den Zubau von Kompensationsanlagen wirtschaftlicher. Dies ergibt sich auch aus der Fragestellung, wie eine diskriminierungsfreie regionalspezifische Umsetzung möglich ist. Aufgrund der begrenzten Datengrundlage (Kostendaten Nachrüstung) sollten für weitergehende Untersuchungen zusätzliche Daten über die potenziellen Kosten beschafft werden. Für eine Nachrüstung von EZE wäre dann eine Kontaktaufnahme mit den relevanten Netzbetreibern sowie VDE FNN bezüglich der erforderlichen Untersuchungen und ggf. Anpassung der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) vorzunehmen.

2.1.6.4 Beibehaltung des vorgeschriebenen OVRT-Vermögens

Die simulativen Untersuchungen in AP1.2 zeigen, dass zeitweilige Überspannungen im zukünftigen Netz auftreten können. Dabei kann es mit Spannungserhöhung kleiner als 10 % gerechnet werden. Demzufolge werden die in den aktuellen Richtlinien vorgeschriebenen OVRT-Vermögen nicht überstiegen. Das heißt, wenn die Anlagen im Jahr 2030 die heutigen OVRT-Anforderungen (geltend ab 2019) erfüllen, ist das Risiko von Erzeugungsausfällen sehr gering, so dass die Forderung nach einer höheren Überspannungsfestigkeit für die Erzeugungsanlagen in den künftigen Fassungen der Norm nicht relevant ist.

2.1.6.5 Ergänzender Nachweis der OVRT-Anforderungen

Aus den beobachteten realen OVRT-Ereignissen sowie den resultierenden Simulationsergebnissen in AP1 wird deutlich, dass Netzfehler Hauptauslöser von zeitweiligen Überspannungseignissen sind, insbesondere nach auftretenden Spannungseinbrüchen.

Darüber hinaus hat die Untersuchung des OVRT-Verhaltens nach einem LVRT-Ereignis in AP2.3 durch Messbeispiele aus dem Labor den Fall bestätigt, dass nach Fehlerklärung die dynamische Netzstützung bei bestimmten Randbedingungen nicht sofort wieder abgeregelt wird. Dies führt zu einem potenziellen Überschuss an Blindleistung während der Fehlerklärung und kann somit zu einer verbleibenden Überspannung nach dem Ende des Fehlers führen. Bislang fehlt in der Norm noch eine klare Definition des Verhaltens nach Fehlerende (Vgl. Kapitel 2.1.6.4). Neben der Überarbeitung der Definition ist es wichtig,

die Kombination eines LVRT-OVRT-Ereignisses zusätzlich in die Norm einzubeziehen. Dies sollte zunächst über VDE/FNN erfolgen. Zudem sollte die Erfüllung der OVRT-Anforderungen durch die Anlagen ausreichend geprüft werden. Eine Ergänzung des derzeitigen Nachweises und von den geltenden Prüfumfängen sollte durch Aufnahme von LVRT-OVRT Nachweispflichten in zukünftigen Revisionen der TR3 vorgenommen werden.

In diesem Zusammenhang wurde bei der Erarbeitung von Prüfverfahren in AP5.2 u.a. die LVRT-OVRT-Kombination im Vermessungsplan berücksichtigt. Basierend auf die Ergebnisse der Leerlauftests sollte die Durchführung eines LVRT auf OVRT Test mit verschiedenen Prüfeinrichtungen grundsätzlich möglich sein. Teilweise sind die Prüfungen bei einzelnen Prüfkonzepthen aber an bestimmte Randbedingungen gekoppelt z.B. aufgrund der Abhängigkeit von Schaltvorgängen und den damit verbundenen Mindestzeiten.

Neben den Leerlaufmessungen wurden im Rahmen von AP5.3 Messungen unter Zuhilfenahme der betrachteten Prüfkonzepthe zusammen mit verschiedenen Erzeugungseinheiten durchgeführt. Diese EZEs waren bereits nach TR3 (teilweise ältere Versionen) zertifiziert. Die Ergebnisse der Messkampagne haben gezeigt, dass sich alle Prüflinge bei nachgebildeten Überspannungseignissen grundsätzlich korrekt verhalten, abgesehen von kleinen Problemen, die bei dem UVRT-OVRT-Test bzw. bei Mehrfachfehlern aufgetreten sind. Demzufolge ist es empfohlen neue Prüfungen wie LVRT-OVRT-Test, OVRT-Test mit Vorfehlerblindleistung und OVRT-Mehrfachfehler Test in den technischen Richtlinien der FGW-TR3 in zukünftigen Revisionen festzulegen.

2.1.6.6 Zubau von FACTs

Aus AP1 wurde die Erkenntnis gewonnen, dass die Höhe und der Verlauf der Überspannungen stark von regionaler Erzeugungsstruktur sowie vom Vorhandensein von netzstützenden Elementen wie FACTs und HGÜ Konverter-Stationen im Netz abhängt. Es hat sich durch die Simulationen herausgestellt, dass solche netzstützenden Elemente einen sehr positiven Einfluss auf Überspannungseignisse im zukünftigen deutschen Übertragungsnetz haben.

Eine Analyse von netzseitigen Maßnahmen wurde im Anschluss im Rahmen des AP3 durchgeführt. Dabei wurden u.a. netzseitige spannungsbeeinflussende Maßnahmen hinsichtlich des Wirkungsbereiches und der entstehenden Kosten verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass FACTs Elemente wie SVCs und STATCOMs für hohe Spannungsänderungen mit schneller Anstiegszeit geeignet sind sich positiv auswirken, d.h. im Fall von Überspannungseignissen spannungssenkend wirken. Tatsächlich erlauben die leistungselektronisch angeschlossenen Anlagen ein schnell regelndes Verhalten und begrenzen somit die auftretenden Überspannungen effektiv. Dies verhindert demzufolge den Ausfall von Erzeugungsleistung. Daneben können Maßnahmen wie der Einsatz von schaltbaren Drosseln bzw. Transformatoren mit regelbaren Stufenschaltern bei langsameren Ereignissen wirkungsvoll sein. Diese langsam regelnden Anlagen sind häufig kostengünstiger und tragen ebenfalls zur Systemstabilität bei. Das Ausnutzen der AC-seitige Spannungsregelung von HGÜ-Konvertern bzw. der zukünftige Zubau von FACTs kann das Risiko für Überspannungseignisse und damit verbundene Erzeugungsausfälle verringern. Dabei spielt die Dynamik der Spannungsregelung und Stromregelung eine wichtige Rolle zur Begrenzung der Überspannung. Es wird beispielsweise empfohlen, unterschiedliches Droop-Verhalten für Über- und Unterspannungen einzustellen.

In AP4 wurde der Zubau von STATCOMs, bei der Entwicklung eines kostenoptimierten Konzeptes zur Handhabung von Überspannungen berücksichtigt. Der Zubau sollte als regionalspezifische Gegenmaßnahme umgesetzt werden, da die resultierende Überspannungshöhen im Fehlerfall je nach Fehlertyp und -ort unterschiedlich sind. Das Ausfallverhalten kann sich auch regional unterscheiden. Folglich könnte der Einsatz von STATCOMs an kritischen Punkten im Übertragungs- oder Verteilungsnetz bei der derzeitigen Auslegung der Norm die Ausfälle von Altanlagen deutlich begrenzen. Bei einem Einsatz von FACTs im Übertragungsnetz wird eine geringere Anzahl benötigt. Die anfallenden Gesamtkosten bei dieser Variante (Höchstspannungsnetz) sind bei gleicher Spannungsdifferenz geringer. Die technische Wirksamkeit des Konzeptes kann auch unter "Worst-Case"-Betrachtungen grundsätzlich gewährleistet werden. Generell gelten die vorgenannten Empfehlungen sowohl für den VDE FNN als auch für die Netzbetreiber bzw. die Bundesnetzagentur (BNetzA) für den Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom.

2.1.6.7 Definition der OVRT-Anforderung im RfG NC

Die aktuelle Normenlage hinsichtlich Netzspannungsqualität und Anforderung an Erzeugungsanlagen wurde im Rahmen von AP2.1 recherchiert. Aus einer im Jahr 2020 für die Europäische Kommission durchgeführte Studien⁶ über die Umsetzung des Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG NC) kann herausgestellt werden, dass nur wenige Europäische Länder Anforderung an die OVRT-Fähigkeit der Erzeugungsanlagen explizit in ihren Grid Codes festgelegt haben. Die Anforderungen über die OVRT-Fähigkeit sind zum Stand der Studie nur in Deutschland, Tschechien und Frankreich für Anlagen aller Typen (A bis D) definiert. In Spanien, Italien und Dänemark ist die OVRT-Fähigkeit nur für Type B, C und D Anlagen vorgesehen. Keine Angaben bezüglich zeitweiliger OVRT-Fähigkeit konnten in den nationalen Richtlinien der übrigen 29 berücksichtigten Länder gefunden werden. Gemäß des RfG NC müssen Stromerzeugungsanlagen einige Anforderungen an die Robustheit erfüllen, vor allem die Fähigkeit zum Durchfahren eines Fehlers in Artikel 14.3.a und Artikel 16.3.a. Dabei soll eine am Netz angeschlossene Anlage, bei zeitweiligen niedrigen Spannungen am Netzanschlusspunkt die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten (LVRT-Fähigkeit). Dies erfolgt nach einem vordefinierten Spannungs-Zeit-Profil, deren Parameter teilweise auf nationale Ebene festzulegen sind. Es wird in diesem Zusammenhang empfohlen, ähnliche Anforderungen für zeitweilige Überspannungen (OVRT-Fähigkeit) unter dem RfG NC einzubringen. Dies dient vor allem der Gewährleistung der Systemsicherheit, die unter anderem von den technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen abhängt. Die relevanten Gremien für diese Empfehlung sind jeweils ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) und ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) und sollen für eine entsprechende Umsetzung kontaktiert werden.

⁶ https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ee9ecda7-6788-11eb-aeb5-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

2.2 Notwendigkeit der Arbeit

Nach Auffassung der Projektpartner widmet sich das Vorhaben dem Ziel, durch ein geeignetes Zusammenspiel von Netzbetriebsmitteln und angeschlossenen Erzeugungsanlagen einen stabilen Systembetrieb auch bei Netzstörungen insbesondere bei zeitweiligen Überspannungen zu gewährleisten und damit einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der Zuverlässigkeit und Effizienz der Energieversorgung zu erbringen. Im Wesentlichen wird im Rahmen des Projektes das Überspannungsverhalten dezentraler Anlagen untersucht und dadurch das strategische Ziel einer optimalen Ausrichtung des Energieversorgungssystems auf einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien unterstützt. Es soll helfen, Lücken in den aktuellen Anforderungen zu untersuchen bzw. aufzudecken, in die entsprechenden Arbeitsgruppen einzuspielen und damit helfen, zukünftige Anforderungen im Hinblick auf zeitweiliger Überspannungsanforderungen netzdienlicher zu definieren. Neben den beteiligten Unternehmen sollen auch alle Unternehmen, die sich mit dem Thema "Versorgungssicherheit" beschäftigen, von den Ergebnissen profitieren.

2.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurden die bestehenden Kompetenzen im Bereich des FRT-Engineerings, insbesondere der zeitweiligen Überspannungen und Konzepte für LVRT-OVRT sowie Mehrfach-Fehler (schnelle Leistungsschalter) erweitert. Die angebotenen Ingenieurdienstleistungen für die Auslegung von Prüfanlagen konnten entsprechend angepasst und verbessert werden. Dies führte dazu, auch in Zukunft kompetent zu beraten, wettbewerbsfähig zu bleiben, netzdienliche Verhalten von Erzeugungsanlagen zu prüfen und der Pionierarbeit der Vergangenheit gerecht zu werden. Darüber hinaus können die Ergebnisse des Projekts einen umfassenden Einblick in das Verhalten von Netzen und Erzeugungsanlagen in Überspannungssituationen verschaffen. Diese Erkenntnisse werden von der FGH-G unter Einbeziehung der FGH-eV als An-Institut der RWTH Aachen weiterhin direkt für wissenschaftliche Zwecke genutzt und in das eigenständige Seminarprogramm eingebunden. Referenten der FGH-G halten in diesem Zusammenhang regelmäßig Vorträge und Präsentationen zu Ausbildungszwecken. Zudem fließen die Projektergebnisse in die Erarbeitung von technischen Anforderungen für die EU-Network-Codes und technischen Netzanschlussrichtlinien (VDE FNN) und technische Regelwerke (FGW-TR) ein. Dies wurde bzw. wird durch die aktive Gremienarbeit sowie die relevanten abgeleiteten Handlungsempfehlungen für diese Gremien eingebracht. Dadurch können die technischen Anforderungen aber auch insbesondere die Verfahren zur Nachweisführung (Zertifizierung) angepasst werden, was zu einer sachbezogenen Verbesserung der Bewertung führt.

2.4 Relevante Ergebnisse von dritter Seite

Während der Projektlaufzeit und bis zum heutigen Tage sind keine Projekte oder Vorhaben bekannt, die Untersuchungen im ähnlichen Umfang wie OVRTuere durchführen. Das Thema der Überspannungen wird aber zunehmend relevant aber was die Vielzahl an Veröffentlichungen dazu bestätigt. Die folgenden Arbeiten beschäftigen sich intensiv mit Überspannungen und zugehörigen Normen, fokussieren sich aber, im Gegensatz zu OVRTuere, auf die Regelalgorithmen oder die Zusammenfassung von gültigen Normen. Eine umfassende Studie zu den Ursachen von Überspannungen zusammen mit Netzsimulationen von vollständigen Verbundnetzen sowie die Analyse von Prüfeinrichtungen und technologieübergreifenden Erzeugungsanlagen ist nicht bekannt.

In der Arbeit von J. Fu (Fu, Yan, Wang, Liu, & Cheng, 2022) wird die neue chinesische Norm für Netzfehler vorgestellt. Interessant hier ist, dass in China bereits im Jahr 2021 die vom Projektkonsortium vorgeschlagenen Unter- und Überspannungskombinationsfehler eingeführt worden sind. Das unterstreicht die Relevanz der Empfehlungen des Konsortiums für die Einführung einer solchen Prüfsequenz in Europa. Des Weiteren werden simulative Untersuchungen zu Netzfehlern an Windkraftanlagen durchgeführt und vorgestellt.

Eine weitere Studie untersuchte simulativ den Einfluss einer Statcom Anlage zur Begrenzung der Überspannung in einem Windpark (Huang, Chang, Li, Wang, & Nguyen, 2021). In der Arbeit werden die lokalen Anforderungen bei einem OVRT vorgestellt, der Regler der Windturbinen sowie der Statcom erklärt und anschließend das Einhalten der Vorschriften überprüft. Auch hier zeigt sich, dass Kompensationsanlagen einen signifikanten Einfluss auf die Spannung haben.

Drei weitere Arbeiten beschäftigten sich mit jeweils gültigen FRT Anforderungen sowie der Optimierung der Regelstrategien (Yang, Liu, Zhang, Liu, & Liu, 2021) (Gireeshma & Chandramohan, 2022) (Gandoman, et al., 2018).

2.5 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Tabelle 32: Liste mit erfolgten Veröffentlichungen

Jahr	Konferenz	Titel	Autoren
2020	19. Wind Integration Workshop, Virtuell	Analysis of the overvoltage behavior in interconnected operation and determination of costs for an extended overvoltage capability of generation units	S. Eichner, Dr. A. Salman, Y. Chen, S. Shaid
2020	19. Wind Integration Workshop, Virtuell	Comparison of Different OVRT Test Benches in the Context of Realistic Over-Voltage Events	S. Eyhorn, S. Kaiser, S. Rogalla, R. Klosse
2021	CIRE2021, Virtuell	Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and Integration into a modular synthetic distribution grid generator	C. Wirtz, M. Murglat, J. Tran, S. Krahl, A. Moser
2021	CIRE2021, Virtuell	Implementation and parametrization of transformer with saturation effects for the simulation of temporary overvoltages	M. Murglat, C. Wirtz, M. Möller, A. Brauer, S. Krahl, A. Moser
2022	Tagung zukünftige Stromnetze 2022. Virtuell	Einfluss verschiedener FRT-Konzepte auf das Verhalten von Energieerzeugungsanlagen bei Netzfehlern	S. Kaiser, S. Eichner, S. Eyhorn
2022	Tagung zukünftige Stromnetze 2022. Virtuell	Modellierung einer FRT-Prüfeinrichtung und simulative Betrachtung der Netzurückwirkungen - Vergleich mit Labormessdaten	S. Kaiser, S. Eichner, A. Sufian
2022	17. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich	Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse	C. Wirtz, M. Murglat, S. Krahl, M. Brenner, C. Garcia, A. Moser
2022	21. Wind Integration Workshop, den Haag, Niederlande	Temporary overvoltages and their impact on safe grid operation - Final Results from the Joint Research Project OVRTuere	S. Kaiser, S. Eichner, C. Wirtz, M. Brenner, P. Lilje, J. Döll, E. Bosch
2022	21. Wind Integration Workshop, den Haag, Niederlande	Over Voltage Ride Through – Requirements, Testing and Dynamic Grid Support of Power Park Modules	M. Ali, B. Schowe-von der Brellie, Y. Ayadi, J. Döll

Tabelle 33: Liste mit geplanten Veröffentlichungen

Jahr	Konferenz	Titel	Autoren
2023	CIREC 2023, Rom	Analysis and Modelling of Temporary Overvoltage Events and Comparison with OVRT Requirements	C. Wirtz, M. Murglat, S. Krahl, A. Moser
2023	FGW-TR3 GC0155 WG FRT Modell Validation ENTSO-E HCn	Vorstellung Projektergebnisse Mitarbeit an Normen und Regeln	M. Ali, B. Schowe-von der Brelie, Y. Ayadi, J. Döll

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2019). *Bewertung Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019.*
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (Juli 2020). *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes.*
- Agora Energiewende. (2014). *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.*
- Arnold, H. (2017). *elektroniknet.de*. Von SVC-Anlagen stabilisieren Indiens Netz: <https://www.elektroniknet.de/power/svc-anlagen-stabilisieren-indiens-netz.139390.html> abgerufen
- Benysek, G. (2007). *Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics.*
- BMWK. (2022). *Eröffnungsbilanz Klimaschutz.*
- Boricic, A., Torres, J., & Popov, M. (2020). Impact of Modelling Assumptions on the Voltage Stability Assessment of Active Distribution Grids. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*; pp. 1040-1044.
- Brenner, M. (2020). *Untersuchung und Bewertung zeitweiliger Überspannungen im zukünftigen deutschen Übertragungsnetz*. Masterarbeit, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik.
- Bundesnetzagentur. (2018). *NEP 2017-2030.*
- Bundesnetzagentur. (2019). *Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom.*
- Bundesregierung. (2009). *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV).*
- Campos, R. C., Lacerda, D. O., & Alves, M. F. (2010). Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN) - Engineering aspects of application, design and protection. *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, (S. 316-322). São Paulo.

- dena, D. E.-A. (2012). *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.*
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2016). *Momentanreserve. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030.* . Berlin.
- Eichner, S., Salman, A., Cheng, Y., & Shahid, S. (2020). Analysis of the overvoltage behavior in interconnected operation and determination of costs for an extended overvoltage capability of generation units. *19th Wind Integration Workshop.*
- Elsner, P., Fishedick, M., & Sauer, D. U. (2015). *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge.* München.
- Energetische Gesellschaft (ETG). (2015). *VDE-Studie - Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene.*
- ENTSO-E. (2009). Operation Handbook: Policy 3: Operational Security.
- Erlinghagen, P. (2019). *Elektromechanische Modellierung aktiver Verteilungsnetze zur Analyse der transienten Systemstabilität* . Aachen: Dissertation RWTH Aachen University Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik .
- FfE. (2015). *Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen.*
- FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016). *MONA 2030 - Teilbericht Maßnahmeklassifizierung - Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030.*
- Figgenger, J., Haberschusz, D., Kairies, K. P., Wessels, O., Tepe, B., & Sauer, D. U. (2018). *Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht.* ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen.
- Fu, J., Yan, X., Wang, D., Liu, H., & Cheng, D. (2022). L/HVRT scheme of offshore permanent magnet synchronous wind turbine. Institution of Engineering and Technology.
- Gandoman, F. H., Ahmadi, A., Sharaf, A. M., Siano, P., Pou, J., Hredzak, B., & Agelidis, V. G. (2018). Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 502-514.
- Gireeshma, K., & Chandramohan, S. (2022). A Review on LVRT and HVRT requirements and enhancement methods for DFIG wind turbines in INDIA. IEEE.
- Habur, K., & O'Leary, D. (2004). *FACTS-flexible alternating current transmission systems: for cost effective and reliable transmission of electrical energy.* Erlangen.
- Huang, Z.-W., Chang, G. W., Li, I., Wang, P.-G., & Nguyen, T. K. (2021). A Study of Voltage Ride-through Capability of an Offshore Wind Farm During Grid Fault Considering STATCOM Enhancement. IEEE.
- ICS Investigation Expert Panel. (2022). *Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021.* The Expert Panel on the separation of the Continental Europe Synchronous Area of 24 July 2021.
- Issam Athamna, Marko Muehlberg, & Sören Laurus. (kein Datum). Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen. 25, 333.

- Joint NERC and Texas RE Staff. (kein Datum). Odessa Disturbance. 61. (North American Electric Reliability Corporation, Hrsg.)
- Khederzadeh, M., & Sidhu, T. S. (2006). Impact of TCSC on the protection of transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 1, (S. 80-87).
- Kirkeluten, J. (2016). *Stability of Synchronous Generators*. Department of Electric Power Engineering. Norwegian University of Science and Technology.
- Kochems, J. (2016). Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem: Technische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten. 14. *Symposium Energieinnovation*. Graz.
- Langstädtler, J., Brelie, B. S.-v., Schellschmidt, M., Schrobsdorff, S., Scheffer, J., & Kahlen, C. (2015). RELEVANCE OF HIGH-VOLTAGE-RIDE-THROUGH CAPABILITY AND TESTING. *23rd International Conference on Electricity Distribution*.
- Lijie, D., Yang, L., & Yiqun, M. (2010). Comparison of High Capacity SVC and STATCOM in Real Power Grid. *2010 International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation*, (S. 993-997).
- Lilje, P., Lümmer, J., Pöller, M., Uber, D., Stornowski, R., & Weidner, J. (2015). Overvoltages in Transmission System following Integration of Offshore Wind Farms. *14th Wind Integration Workshop*.
- Martinez, E., & al., e. (2008). Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 14.
- Migliavacca, G. (2013). *Advanced Technologies for Future Transmission Grids*. Springer London.
- Mirz, M., Vogel, S., Reinke, G., & Monti, A. (2019). DPsim—A dynamic phasor real-time simulator for power systems. *SoftwareX*, Volume 10, 100253.
- Mohseni, M., & Islam, S. M. (2011). Comparing technical connection requirements for large wind power plants. Piscataway, NJ: IEEE.
- Murglat, M., Wirtz, C., Möller, M., Brauer, A., Krahl, S., & Moser, A. (2021). Implementation and parametrization of transformer with saturation effects for the simulation of temporary overvoltages. *26th CIGRE Geneva*, (S. p. 458 - 462).
- Preuß, A. (2012). *amprion.net*. Von Generator wird zum Motor: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_2667.html abgerufen
- ront.info*. (2018). Von Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren: <http://ront.info/methodik-des-systemvergleichs/> abgerufen
- Sanseverino, E. R., Tran, Q., Roose, L. R., Sadoyama, S. T., Tran, T., Doan, B., & Nguyen, N. (2018). Optimal Placements of SVC Devices in Low Voltage Grids with High Penetration of PV Systems. *2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, (S. 1-6).
- Schöblier, T. (2019). *Kritische Betrachtung der aktuellen High Voltage Ride Through (HVRT)-Anforderungen an Erzeuger im derzeitigen und zukünftigen Stromnetz*. Masterarbeit, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik.

- Schwab, A. J. (2020). *Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*.
- Stenzel, P. (2016). *Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher*.
- Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., & Bauer, F. (2015). *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung - Kurzstudie*.
- Sybille, G., Gavrilovic, M., Belanger, J., & Do, V. (1985). Transformer saturation effects on EHV system overvoltages. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 3, 671-680.
- Technische Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100). (kein Datum).
- Tran, J., Wirtz, C., Pfeifer, P., Wursthorn, D., Vennegeerts, H., & Moser, A. (2019). Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. *25th CIRED Madrid/Spain*, S. Paper No. 2107.
- Übertragungsnetzbetreiber. (2015). *Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015 - Kostenschätzungen (zu Kapitel 4.2)*.
- Übertragungsnetzbetreiber. (2019). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Kostenschätzungen (zu Kapitel 5.3.1 und 5.3.6)*.
- VDE eV. (2018). VDE-AR-N 4110 - Technical Connection Rules for Medium Voltage.
- VDE eV. (2018). VDE-AR-N 4120 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz. 209.
- VDE eV. (2018). VDE-AR-N 4105 - Technical Connection Rules for Low Voltage. 96.
- VDE|FNN. (2018). *Technische Anschlussregel Hochspannung (VDE-AR-N 4120)*.
- VDE-AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung). (kein Datum).
- VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03 Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ). (kein Datum).
- Wang, H., Sun, Y., Wu, L., Liu, H., & Li, Y. (2015). Research on the reactive power control of wind turbines and dynamic reactive compensation equipment in high-voltage trip-off accident. *International Conference on Renewable Power Generation*.
- Weckbrodt, H. (2015). *oiger.de*. Von Größter Batteriespeicher Sachsens in Dresden gestartet: <https://oiger.de/2015/03/17/groesster-batteriespeicher-sachsens-in-dresden-gestartet/68204> abgerufen
- Wirtz, C., Murglat, M., Krahl, S., Brenner, M., Garcia, C., & A., M. (2022). Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungseignisse. *EnInnov 2022*, 17. *Symposium Energieinnovation*. Graz / Österreich.
- Wirtz, C., Murglat, M., Tran, J., Krahl, S., & Moser, A. (2021). Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator. *26th CIRED Geneva*.
- Yang, K., Liu, Z., Zhang, P., Liu, C., & Liu, H. (2021). RESEARCH ON OVER VOLTAGE RIDE THROUGH ADAPTABILITY AND CONTROL OPTIMIZATION OF WIND FARM. Institution of Engineering and Technology.

	Deutschland	Europa	Italien	Italien	Italien	Italien	Italien	Italien	Südafrika	Tunesien
Spannung (verkettet) (größte ULL)	Fehlerdauer nach AR-N-4110 [ms]	CLC/7550549-2 [ms]	CEI 0-16; V1 [ms] Speichersysteme	CEI 0-16; V2 [ms] Synchronen.	CEI 0-16; V2 [ms] Asynchronen.	CEI 0-16; V2 [ms] stat. PV-Gen.	CEI 0-16; V2 [ms] Voll-UR-WKA	Grid Connection Code for RPP1 [ms] Kategorie A3, B und C	Société tunisienne de l'électricité et du gaz [ms] erneuerbare Erzeuger	
1,10 pu	Stützung der Netzspannung mittels geeigneter Einspeisung Blindstrom									10000 -> bis 1,07 pu
$x \leq 1,15$ pu	60000	60000	2300			500	500			
$x \geq 1,15$ pu							100			
$x \leq 1,2$ pu	5000	5000	500			500 -> bis 1,15 pu		2000 -> bis 1,1 pu		3000
$x \geq 1,2$ pu						100				
$x \leq 1,25$ pu	100	100	100							
$x \leq 1,3$ pu				600	600					
$x \geq 1,3$ pu				100	100					
Anschwingzeit	3000 (GuD: 6000)		400							
Verstärkungsfaktor	1000 2									

Abbildung 102: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Mittelspannung

Spannung (verketteter) (größte ULL)	Fehlerart	Fehlerdauer nach AR-N-4120 [ms]	CEI 0-16; V1 Speichersysteme [ms]	CEI 0-16; V2 Synchrongen. [ms]	CEI 0-16; V2 Asynchrongen. [ms]	CEI 0-16; V2 stat. PVC-Gen. [ms]	CEI 0-16; V2 Voll-LIB-WKA [ms]	Grid Connection Code for RPP1 Kategorie A,3, B und C [ms]	Schottland [ms]	Australien [ms]	Spanien [ms]	MECC [ms]	Dänemark	„Société tunisienne de l'électricité et du gaz erneuable Erzeuger [ms]
1,10 pu		Stützung der Netzspannung mittels geeigneter Erspaisung Blindstrom												10000 -> bis 1,07 pu
x ≤ 1,15 pu	zweiphasig		2300				500					1200		
x ≥ 1,15 pu	dreiphasig						100							
x ≥ 1,15 pu	zweiphasig													
x ≤ 1,2 pu	dreiphasig		500			500 -> bis 1,15 pu		2000 -> bis 1,1 pu	900000 -> bis 1,1 pu	1000 -> bis 1,1 pu	1000 -> bis 1,1 pu	1000 -> demnach Schrittweise	200 -> bis 1,1 pu	3000
x ≥ 1,2 pu	zweiphasig					100								
x ≥ 1,2 pu	dreiphasig													
x ≤ 1,25 pu	zweiphasig	60000 -> bis 1,15 pu	100											
x ≤ 1,3 pu	dreiphasig	100		600 -> bis 1,2 pu	600 -> bis 1,2 pu					60 -> stetige Senkung auf 1,2	500 -> bis 1,2 pu			
x ≥ 1,3 pu	zweiphasig			100 -> bis 1,2 pu	100									
x ≥ 1,3 pu	dreiphasig													
Anschwingzeit	Typ 1	3000 (GuD: 6000)	400											
Verstärkungsfaktor	Typ 2	1000												
	Typ 2	5												

Abbildung 103: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Hochspannung

Spannung (weitere) größte (UL)	Fehlerart	Deutschland	Deutschland	HGÜ-Systeme (Entwurf)	HGÜ-Systeme (Entwurf)	HGÜ-Systeme (Entwurf)	Italien	Italien	Italien	Italien	Italien	Schottland	Australien	Spanien	WECC	Dänemark	Tunesien
x ≤ 1,10 pu	Fehlerdauer nach AR-N-4130 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130/2018-02 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130/2018-02 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130/2018-02 [ms]	Fehlerdauer nach AR-N-4130/2018-02 [ms]	CEI 0-18 V1 [ms]	CEI 0-18 V2 [ms]	CEI 0-18 V2 [ms]	CEI 0-18 V2 [ms]	CEI 0-18 V2 [ms]	Schottland [ms]	Australien [ms]	Spanien [ms]	WECC1 [ms]	Dänemark	Tunesien Spezif. hinsichtlich Fehlertoleranz und erneuerbare Erzeuger
x ≤ 1,15 pu	Störung der Netzleistung mittels geeigneter Einspeisung Blindstrom 2,29 pu	Störung der Netzleistung mittels geeigneter Einspeisung Blindstrom 400 pu	Störung der Netzleistung mittels geeigneter Einspeisung Blindstrom 400 pu	2,29 pu	400 pu	Über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen	2300	500	2000	2000	2000	500000 -> bis 1,2 pu	3000 -> bis 1,2 pu	1000 -> bis 1,2 pu	1000 -> bis 1,2 pu	200 -> bis 1,2 pu	3000
x ≤ 1,15 pu	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig
x ≤ 1,2 pu	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig
x ≤ 1,2 pu	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig
x ≤ 1,3 pu	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig
x ≤ 1,3 pu	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig	zweiphasig dreiphasig
Anscheinend Verstärkungsfaktor	Typ 1 Typ 2	3000 (Guld; 6000) 1000	3000 (Guld; 6000) 1000	3000 (Guld; 6000) 1000	3000 (Guld; 6000) 1000	3000 (Guld; 6000) 1000	400	100	100	100	100	100	60 -> starke Senkung auf 1,2	500 -> bis 1,2 pu	1000 -> bis 1,2 pu	200 -> bis 1,2 pu	3000
Verstärkungsfaktor	Typ 2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Abbildung 104: Übersicht über nationale und internationale OVRT-Anforderungen nach Spannungsebene geordnet: Höchstspannung