

Konzept zur SF₆-freien Übertragung und Verteilung elektrischer Energie

Zwischenbericht



Konzept zur SF₆-freien Übertragung und Verteilung elektrischer Energie

Zwischenbericht

Von:

Ecofys: Dr.-Ing. Karsten Burges, Michael Döring, Charlotte Hussy, Jan-Martin Rhiemeier

ETH: Prof. Dr. Christian Franck, Mohamed Rabie

Datum: 14. Juli 2017

Projekt-Nummer: ESMDE16264

Projektnummer BMUB: 2015/S 173-315135

© Ecofys 2017 beauftragt durch: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Inhaltsverzeichnis

1	Einordnung des vorliegenden Zwischenberichts	9
2	Einleitung und Anliegen	10
3	Eigenschaften und Klimarelevanz von SF₆	13
4	Grundlagen zu elektrischen Betriebsmitteln und deren technischen Eigenschaften	16
4.1	Aufgaben von Isolier- und Schaltmedien	16
4.2	Allgemeine Eigenschaften von Isolations- und Schaltmedien	18
4.3	Betriebsmittel nach Spannungsebenen	26
4.3.1	Betriebsmittel der Mittelspannung	27
4.3.2	Betriebsmittel der Hochspannung	33
4.3.3	Weitere Betriebsmittel	38
4.4	Anwendungsspezifische Anforderungen an Schaltanlagen	39
5	Abschätzung der Anlagenpopulation, Trends und Entwicklungen	43
5.1	Abschätzung des Betriebsmittelbestands in der Mittel- und Hochspannung	43
5.2	Abschätzung des anteiligen Einsatzes von SF ₆ als Isolier- und Schaltmedium im Anlagenbestand	46
5.3	Abschätzung der installierten SF ₆ -Mengen und Emissionen	48
5.4	Einordnung der Anlagenpopulation und Emissionen in den internationalen Kontext	53
6	Gegenüberstellung von SF₆ und SF₆-freien Technologien	56
6.1	Technologien der Mittelspannung	58
6.2	Technologien der Hochspannung	64
7	Aktueller regulatorischer Rahmen zum Einsatz von SF₆ in elektrischen Betriebsmitteln	70
7.1	Internationale und europaweite Vorgaben	70
7.1.1	Gesetze, Verordnungen und Richtlinien	70
7.1.2	Technische Normen und Standards	71
7.1.3	Marktprägende Rahmenbedingungen	72

7.2	Länderspezifische regulatorische Rahmenbedingungen	72
7.2.1	Freiwillige Vereinbarungen und Verpflichtungen	73
7.2.2	Steuern und Abgaben	73
8	Stimmungsbild der Hersteller und Anwender	75
8.1	Stimmungsbild aus den Experteninterviews	75
8.2	Konsolidierte Standpunkte relevanter Branchenverbände	81
8.3	Stimmungsbild aus dem Fachgespräch vom 6.3.2017	82
8.3.1	Allgemeine Ergebnisse	83
8.3.2	Block A: elektrische Betriebsmittel in der Mittelspannung	83
8.3.3	Block B: elektrische Betriebsmittel in der Hoch- und Höchstspannung	85
8.3.4	Block C: Fragen der Marktakzeptanz	87
9	Anhang	89
9.1	Thesaurus zur Erläuterung der Fachbegriffe (Deutsch-Englisch)	89
9.1.1	Allgemeine elektrische Bezeichnungen	89
9.1.2	Technische Fachbegriffe für elektrische Betriebsmittel	89
9.1.3	Elektrische Kenngrößen	97
9.1.4	Umweltbegriffe	99
9.1.5	Die wichtigsten Gase	100
9.1.6	Organisationen	100
9.2	Übersicht geführter explorativer Interviews	102
9.3	Teilnehmer des Fachgesprächs am 6. März 2017	103
9.4	Produktblätter	104
9.5	Abbildungen von Komponenten	111
9.6	LCA - Life Cycle Assessment von gasisolierten Schaltanlagen	113
10	Quellenverzeichnis	115

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dampfdruckkurve von SF ₆	13
Abbildung 2: Links: globaler Mittelwert von atmosphärischen SF ₆ -Konzentration, Rechts: Auch dargestellt sind die berichteten SF ₆ -Emissionen der Annex I-Parteien aus der UNFCCC-Datenbank. Aufgrund der Langlebigkeit von SF ₆ ist der jährliche Anstieg der SF ₆ -Konzentration ein direktes Maß für die jährlichen SF ₆ -Emissionen.	14
Abbildung 3: Abnehmergruppen von SF ₆ nach Verwendungsbereichen in % im Jahr 2015 Quelle: [DESTATIS, 2016]	15
Abbildung 4: Vereinfachte Darstellung der drei Positionen eines Schalters und der Funktionen von Isolier- und Schaltmedien	17
Abbildung 5: Qualitativer Vergleich von verschiedenen Isoliermedien: Durchschlagsspannung in Abhängigkeit der typischen Dimensionen eines elektrischen Gerätes	20
Abbildung 6: Schematischer Überblick über die konstruktive Unterteilung von Schaltanlagen.	24
Abbildung 7: Exemplarische Mittelspannungsschaltanlagen in Primärverteilung (links) und Sekundärverteilung (rechts) im Größenvergleich (Bemessungsspannung: 24 kV)	28
Abbildung 8: Exemplarische Netztopologie für Primär- (orange) und Sekundärverteilung (schwarz)	29
Abbildung 9: Exemplarische Mittelspannungsschaltanlagen (Betriebsspannung: 24 kV)	30
Abbildung 10 Stromwandler (links) und Spannungswandler (rechts) für die Mittelspannung	32
Abbildung 11: Gasisolierter Generatorleistungsschalter (Alstom)	33
Abbildung 12: Umspannwerk in der Hochspannung für ein Wasserkraftwerk	34
Abbildung 13: Links: 10-feldrige 110 kV gasisolierte Schaltanlage (GIS). Rechts: Querschnitt einer 72,5 kV gasisolierten Schaltanlage (GIS) (GE)	34
Abbildung 14: Links: Hochspannung SF ₆ Live-Tank Leistungsschalter (72,5-170 kV, ABB), Rechts: Hochspannung Dead-Tank SF ₆ Leistungsschalter (145 kV, Siemens).	36
Abbildung 15: Hochspannungsmesswandler	37
Abbildung 16: Querschnitt einer mit SF ₆ gefüllten Durchführung (GE)	37
Abbildung 17: Gasisolierte Leitungen	38
Abbildung 18: Übersicht über Anwendungsorte für Schaltanlagen, in denen potentiell SF ₆ zum Einsatz kommt.	40
Abbildung 19: SF ₆ -Emissionen während der Herstellung und im laufenden Betrieb, Emissionen in der Entsorgung sind zu vernachlässigen (2015).	52

Abbildung 20: SF ₆ -Produktions-, Betriebs- und Außerbetriebnahmeemissionen in Tonnen für Schaltanlagen in der Mittel- und Hochspannung sowie für sonstige Betriebsmittel	53
Abbildung 21: Entwicklung der SF ₆ -Emissionen der Elektroindustrie (2.F.8) drei europäischer Herstellerländer sowie der Europäischen Union gesamt im Vergleich mit den Emissionen der Türkei.	55
Abbildung 22: Entwicklung der SF ₆ Emissionen der Elektroindustrie (2.F.8) in den Vereinigten Staaten im Vergleich zur Europäischen Union.	55
Abbildung 23: Leistungsschalter	111
Abbildung 24: Lastschalter	111
Abbildung 25: Trennschalter	111
Abbildung 26: Lasttrennschalter	112
Abbildung 27: Erdungsschalter	112

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verwendete Einteilung der Spannungsbereiche für Betriebsmittel und Netzebenen	26
Tabelle 2: Übersicht der Betriebsmittel und der betrachteten Komponenten	27
Tabelle 3: Einsatz von Schaltgeräten in Schaltanlagen der Mittelspannung	31
Tabelle 4: Komponenten in gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und luftisolierten Schaltanlagen (AIS), welche SF ₆ als Lösch- oder Isoliergas enthalten können. SF ₆ -Alternativen werden in Kapitel 6 angegeben	35
Tabelle 5: Einsatzbereiche von Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung. Eigene Darstellung.	40
Tabelle 6: Abschätzung der Verteilung des Anlagenbestands von Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannung in Deutschland nach Anwendungsgruppen, Bestand Ende 2015	44
Tabelle 7: Anteil der Betriebsmittel und Komponenten, die SF ₆ als Isoliermedium verwenden. Anlagenbestand in Deutschland	47
Tabelle 8: Anteil der Komponenten von Schaltanlagen, die SF ₆ als Schalt- und Isoliermedium verwenden. Anlagenbestand in Deutschland	48
Tabelle 9: Über die Spannungsebene gemittelte SF ₆ -Menge je Betriebsmittel	50
Tabelle 10: Von den Verbänden ZVEI und FNN gemeldete SF ₆ -Mengen im Bestand	51
Tabelle 11: Übersicht der Eigenschaften von SF ₆ und Alternativgasen,	57
Tabelle 12: Varianten von neuen metallgekapselten bzw. metallgeschotteten Schaltanlagen für die Primärverteilung und Sekundärverteilung	59
Tabelle 13: Gegenüberstellung verschiedener MS-Schaltanlagen für die Primärverteilung (Leistungsschalterfeld) beispielhaft ausgewählter europäischer Hersteller	61
Tabelle 14: Gegenüberstellung verschiedener modularer MS-Schaltanlagen (Leistungsschalterfeld) für die Sekundärverteilung europäischer Hersteller	62
Tabelle 15: Gegenüberstellung verschiedener MS-Ringkabelschaltanlagen (bestehend aus 1 Leistungsschalterfeld und 2 Ringkabelfeldern) für die Sekundärverteilung europäischer Hersteller	63
Tabelle 16: Übersicht von SF ₆ -freien Betriebsmitteln für die Mittelspannung, in welchen Isolier- und Schaltmedien benötigt werden	64
Tabelle 17: Gegenüberstellung verschiedener SF ₆ - und Alternativgas-gasisolierter Schaltanlagen (GIS) europäischer Hersteller für die Hochspannung.	66
Tabelle 18: Gegenüberstellung verschiedener SF ₆ - und SF ₆ -freier Live-Tank-Leistungsschalter europäischer Hersteller für Freiluft-Schaltanlagen in der Hochspannung (> 52 kV)	67

Tabelle 19: Gegenüberstellung verschiedener gasisolierter Leitungen (GIL) europäischer Hersteller	68
Tabelle 20: Übersicht von SF ₆ -freien Betriebsmitteln für die Hochspannung, in welchen Isolier- und Schaltmedien benötigt werden	68
Tabelle 21: Übersicht von SF ₆ -freien Betriebsmitteln für die Hochspannung, in welchen nur ein Isoliermedium benötigt wird	69
Tabelle 22: Relevante internationale Standards für elektrische Betriebsmittel mit SF ₆ ,	72
Tabelle 23: Überblick freiwilliger Verpflichtungen zwischen der Industrie und den nationalen Regierungen	73
Tabelle 24: Übersicht des Stimmungsbildes bzgl. ausgewählter Aspekte für Betriebsmittel in der Mittelspannung (Schwerpunkt lag auf Betriebsmittel mit bis zu 36 kV)	76
Tabelle 25: Übersicht des Stimmungsbildes ausgewählter Aspekte für Betriebsmittel in der Hochspannung	79
Tabelle 26: Übersicht relevanter Standpunkte, Veröffentlichungen und Stellungnahmen der interviewten Gremien und Verbände	81
Tabelle 27: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen	83
Tabelle 28: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen	85
Tabelle 29: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen	87
Tabelle 30: Allgemeine elektrische Bezeichnungen	89
Tabelle 31: Technische Fachbegriffe für elektrische Betriebsmittel	89
Tabelle 32: Elektrische Kenngrößen	97
Tabelle 33: Umweltbegriffe	99
Tabelle 34: Die wichtigsten Gase	100
Tabelle 35: Organisationen	100
Tabelle 36: Übersicht geführter Interviews	102
Tabelle 37: Produktblätter im Text ausgewerteter Betriebsmittel. Abgerufen im Oktober 2016.	104
Tabelle 38 Gegenüberstellung ausgewählter Annahmen- und Eingangsgrößen für LCAs verschiedener SF ₆ - und Alternativgasisolierter Schaltanlagen europäischer Hersteller für die Hochspannung.	114
Tabelle 39: Einfluss von Gasemission, Wärmeverlust und Material auf das gesamte CO ₂ -Äquivalent einer Schaltanlage.	114

1 Einordnung des vorliegenden Zwischenberichts

Dieser Zwischenbericht stellt den aktuellen Arbeitsstand des Projekts „Konzept zur SF₆-freien Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“ für das Bundesumweltministerium dar. Alle Interessenträger haben die Gelegenheit zur Kommentierung bis zum 31.08.2017. Bitte senden Sie uns Ihre Stellungnahmen beziehungsweise kommentierten pdf-Versionen per E-Mail an secretariat-germany@ecofys.com.

Seit Anfang 2016 bearbeitet das Konsortium aus Ecofys und der ETH Zürich das Projekt. Der vorliegende Zwischenbericht legt den Schwerpunkt auf der Beschreibung des aktuellen Wissensstand zu elektrischen Betriebsmitteln in der Mittel- und Hochspannung, in denen potentiell SF₆ zum Einsatz kommt. Der Endbericht ist für Anfang 2018 geplant. Die Struktur des vorliegenden Zwischenberichts folgt dabei bereits der Struktur des Endberichts. Weitere Analysen zur Konzepterstellung befinden sich in Bearbeitung und werden zu einem späteren Zeitpunkt ergänzt.

2 Einleitung und Anliegen

Hintergrund und Bedeutung von Schwefelhexafluorid

In der elektrischen Energietechnik hat das Gas Schwefelhexafluorid (SF_6) derzeit eine zentrale Bedeutung als Isolier- und Löschmedium, insbesondere in Schaltanlagen. Neben den vielfältigen Vorteilen hinsichtlich seiner technischen Eigenschaften hat SF_6 den Nachteil eines sehr hohen Treibhauspotentials (Global Warming Potential, GWP). Mit einem GWP_{100} von 23.500¹ als Vergleichsmaß ist es das stärkste bekannte Treibhausgas. Zudem ist es mit einer atmosphärischen Lebensdauer von rund 3.200 Jahren extrem langlebig [IPCC, 2013]. Die Kategorisierung von SF_6 als eines der sechs Treibhausgase im Kyoto Protokoll von 1997 [UN, 2014b] war der Anlass, emissionsreduzierende Maßnahmen auch in der Anwendung als Isolier- und Löschgas in elektrischen Betriebsmitteln zu diskutieren. In Deutschland mündete dies in einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Industrie (erstmalig 1997, erneuert 2005) [SOLVAY et al., 2005]. Diese verfolgt das Ziel, SF_6 Emissionen in der Energieversorgung durch Technologieverbesserungen und Mitarbeiterschulungen zu reduzieren.

Auf europäischer Ebene vollzog sich parallel dazu ein fortschreitender Prozess zur Regulierung des Einsatzes und der Nutzungsbedingungen klimarelevanter fluorierte Treibhausgase (F-Gase). Als Ergebnis veröffentlichte die Europäische Union im Jahr 2014 eine neue Verordnung über fluorierte Treibhausgase, um einen Beitrag zur weiteren Emissionsreduzierung von F-Gasen zu leisten. Im konkreten Fall von SF_6 diskutierte das Parlament im Rahmen der Erstellung zuerst ein Verbot für bestimmte Anwendungsfälle in der Energieversorgung. In der finalen Verordnung wurde vom Verbot aber wieder Abstand genommen [EU, 2014; Energy Networks Association Limited, 2013a, 2013b; T&D Europe, 2013a]. Schließlich sieht die aktuelle F-Gase-Verordnung (EU, Nr. 517/2014) für das Jahr 2020 die Überprüfung der Verfügbarkeit von technisch realisierbaren, zuverlässigen und kostenwirksamen Alternativen für SF_6 in neuen sekundären Mittelspannungsschaltanlagen vor (Artikel 21, § 4). Des Weiteren sieht sie für das Jahr 2022 „eine Überprüfung der Verfügbarkeit von technisch realisierbaren und kostenwirksamen Alternativen zu Erzeugnissen und Einrichtungen, die fluorierte Treibhausgase enthalten“ vor (Artikel 21, § 2d), worunter alle weiteren Anwendungsfälle in der Energieversorgung fallen.

Verschiedene Untersuchungen und Veröffentlichungen, die die Möglichkeiten und Grenzen eines SF_6 -Ersatzes untersuchten, begleiteten den teilweise kontroversen Diskussionsprozess der letzten Jahre [T&D Europe, 2015b; Smeets et al., 2014; Benner et al., 2012; T&D Europe, 2013b]. Mit der Präsentation alternativer Isoliergase und neuer SF_6 -freier Betriebsmittel durch einzelne Hersteller in ausgewählten Anwendungen bekam die Diskussion um den zukünftigen Einsatz von SF_6 in den zurückliegenden Jahren eine zusätzliche Dynamik.

Vor diesem Hintergrund unterstützt dieser Bericht das Bundesumweltministerium (BMUB) und das Umweltbundesamt (UBA) bei der Einordnung aktueller technischer Entwicklungen im Bereich SF_6 . Der

¹ Wir beziehen uns auf den aktuellsten GWP Wert laut Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Ältere Studien beziehen sich noch auf einen Wert von 23 900.

Schwerpunkt liegt auf der detaillierten Erstellung eines aktuellen Überblicks zum Stand der Technik für Anlagen mit und ohne SF₆-Nutzung. Weiterhin untersuchen wir, welche abgestimmten politischen, gesetzlichen, regulativen und wirtschaftlichen Maßnahmenpakete geeignet sind, eine wirksame Reduktion des SF₆-Einsatzes in Neuanlagen zu erzielen.

Einordnung des vorliegenden Zwischenberichts

Seit Anfang 2016 bearbeitet das Konsortium aus Ecofys und der ETH Zürich das Projekt. Der vorliegende Zwischenbericht bietet einen Überblick zum aktuellen Arbeitstand und legt den Schwerpunkt auf der Beschreibung des aktuellen Wissensstandes. Des Weiteren umfasst der aktuelle Zwischenbericht im Anhang einen Thesaurus zur Erläuterung von Fachbegriffen sowie eine Übersicht der geführten explorativen Experteninterviews. Der Endbericht ist für Anfang 2018 geplant. Die Struktur des vorliegenden Zwischenberichts folgt dabei bereits der Struktur des Endberichts. In den weiteren Berichten vervollständigen wir sukzessiv die Inhalte in enger Abstimmung mit dem BMUB und UBA.

Untersuchungsschwerpunkt

Den Betrachtungsschwerpunkt bilden elektrische Betriebsmittel in der Mittel- (MS) und Hochspannung (HS), in denen potentiell SF₆ zum Einsatz kommt. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung verwenden wir in Anlehnung an die IEC Norm IEC 62271-200 folgende Einteilung: Mittelspannung gilt bis 52 kV und Hochspannung bei mehr als 52 kV. Dabei ist zu beachten, dass in der Praxis in der Mittelspannung primär Betriebsmittel im Bereich 10 bis 36 kV zum Einsatz kommen. Weiterhin bezieht sich diese Einteilung auf die Bemessungsspannung. Im Gegensatz dazu erfolgt die Angabe der Spannung der Netzebene in der Regel in Form der Nennspannung, die rund 20 % unter der Bemessungsspannung liegt. Beispielsweise ist eine 24 kV Schaltanlage in einem Mittelspannungsnetz mit 20 kV verbaut.

Vorgehen

Die Ziele des Berichts liegen in dem Aufzeigen des aktuellen Sachstandes zum Einsatz von SF₆ und SF₆-freien Alternativen in elektrischen Betriebsmitteln und der vergleichenden Bewertung potentieller regulatorischer Mechanismen für den Ersatz von SF₆ in Neuanlagen. Dabei liegt der Fokus auf der Einordnung und Bewertung der technischen Realisierbarkeit von Alternativen zu SF₆ in der Mittel- und Hochspannung.

Eine ausführliche Recherche bildet das Fundament des Berichts. Folgende Quellen haben wir einbezogen:

- aktuelle wissenschaftliche Veröffentlichungen von Universitäten, Forschungsinstituten, internationalen technisch-wissenschaftlichen Organisationen (Cigré, IEEE) und Fachberatungen (Ecofys, CE Delft) sowie öffentlich verfügbare Produktblätter der Hersteller (Anhang 9.4) für die Beschreibung und vergleichende Bewertung der technischen Eigenschaften aktueller Technologien;
- nationale und internationale Richtlinien und technische Normen, Verordnungen und Gesetzestexte für den regulatorischen Rahmen;

- 23 explorative Experteninterviews und weitere Telefoninterviews mit Herstellern und Anwendern sowie Stellungnahmen deutscher und europäischer Verbände für das Stimmungsbild.

Darüber hinaus führen wir im Jahr 2017 zwei Fachgespräche durch, in denen wir unsere Zwischenergebnisse zur Diskussion stellen und erste Schlussfolgerungen in Form von Thesen prüfen. Das erste Fachgespräch fand im März 2017 statt. Die Diskussionsergebnisse sind in Kapitel 8.3 dargestellt. Das zweite Fachgespräch wird im Herbst des gleichen Jahres stattfinden.

Gliederung

Die beiden folgenden Kapitel 3 und 4 dienen der allgemeinen Einordnung und Charakterisierung des Untersuchungsgegenstands. Kapitel 3 liefert eine Einordnung der Bedeutung von SF₆ für elektrische Betriebsmittel und das Klima. Kapitel 4 legt technische Grundlagen zum Verständnis des Nutzens und der Funktion elektrischer Betriebsmittel, die potentiell SF₆ nutzen. Weiterhin ordnen wir die Betriebsmittel Anwendungsfällen im Stromsystem zu.

Anschließend folgen zwei Kapitel, in denen wir spezifisch auf den Einsatz von SF₆ und alternativen Technologien eingehen. Dabei ordnet Kapitel 5 die betroffene Anlagenpopulation quantitativ ein. Kapitel 6 stellt den aktuellen Stand der Technik beim Einsatz von SF₆ und alternativen Technologien gegenüber.

Nach der rein technischen Betrachtung im ersten Teil des Berichtes inventarisieren und beschreiben wir in Kapitel 7 den regulatorischen Rahmen. Dieses Kapitel bietet einen Überblick zu aktuellen Rahmenbedingungen in Europa und zu dessen Erfahrungen.

Abschließend skizzieren wir in Kapitel 8 das aktuelle Stimmungsbild der Hersteller und Anwender auf der Basis der geführten Gespräche. Hierzu stellen wir die unterschiedlichen Positionen zu SF₆ und alternativen Lösungen vergleichend gegenüber. Erste Diskussionsergebnisse des 1. Fachgesprächs werden ebenfalls dargestellt.

Weitere Analysen zur Konzepterstellung befinden sich in Bearbeitung und werden in enger Abstimmung mit der Auftraggeberin zu einem späteren Zeitpunkt ergänzt und veröffentlicht.

3 Eigenschaften und Klimarelevanz von SF₆

Schwefelhexafluorid (SF₆) ist eine anorganische Verbindung, welche aus elementarem Schwefel und Fluor synthetisiert wird. Unter Normalbedingungen ist SF₆ chemisch inert, nicht entflammbar, ungiftig und bei Temperaturen über -64 °C gasförmig [NIST, 2016]. Selbst bei Drücken, wie sie in elektrischen Betriebsmitteln verwendet werden (bis zu 7 bar = 0,7 MPa), liegt SF₆ auch bei tiefen Temperaturen gasförmig vor, wie die Dampfdruckkurve zeigt (siehe Abbildung 1). SF₆ ist fünfmal so schwer wie Luft, hat eine geringe Wärmeleitfähigkeit, gute Schalldämpfung und ein hohes elektrisches Isolationsvermögen. Das kritische elektrische Feld (jene Feldstärke, ab der ein Gas seine Isolationsfähigkeit verliert) beträgt bei 1 bar ca. 88 kV/cm und ist somit mehr als dreimal so hoch wie jenes von Luft (24 kV/cm) [Küchler, 2009].

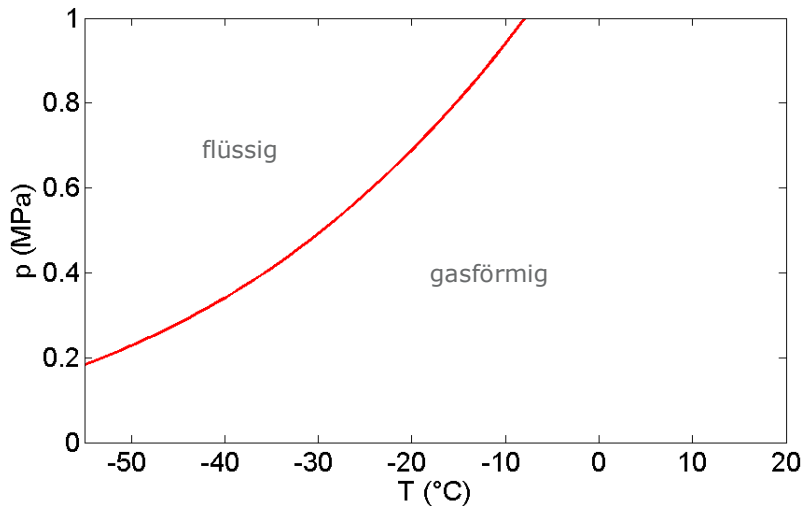


Abbildung 1: Dampfdruckkurve von SF₆

Quelle: [Guder und Wagner, 2009]

Das SF₆-Molekül absorbiert die Infrarotstrahlung der Erde sehr effektiv in einem Frequenzbereich, in welchem die Atmosphäre relativ transparent ist. Damit trägt das Molekül erheblich zum Treibhauseffekt und der Erwärmung der Erde bei. Gleichzeitig ist SF₆ mit einer Lebensdauer von ca. 3.200 Jahren extrem langlebig. Abbildung 2 (linkes Diagramm) zeigt den fortlaufenden globalen Konzentrationsanstieg von SF₆ durch globale SF₆-Emissionen. Aufgrund seiner langen Verweildauer in der Atmosphäre akkumuliert sich SF₆ irreversibel auf einer Zeitskala von Jahrtausenden. Eisprobenmessungen belegen, dass im vorindustriellen Zeitalter SF₆-Konzentrationen um drei Größenordnungen kleiner als heute waren. Seit den 1990er Jahren werden zusätzlich durch verschiedene Messprogramme [NOAA, 2014; Prinn et al., 2000] SF₆-Konzentrationen in der Atmosphäre mittels Gaschromatographie an ca. 15 Messstationen global gemessen. Im ersten Quartal 2016 beliefen sich SF₆-Konzentrationen auf ca. 9 ppt (*parts per trillion*). Im Vergleich dazu liegen CO₂-Konzentrationen gegenwärtig bei ca. 400 ppm (*parts per million*). Der SF₆-Anstieg in der Atmosphäre ist ein direktes Maß für die globalen SF₆-Emissionen der letzten Jahre, welche in Abbildung 2 (rechts) dargestellt sind. Aus den präzisen atmosphärischen Messungen können außerdem mit Hilfe von atmosphärischen

Transportmodellen regionale SF₆-Emissionen bestimmt werden. Für China stimmen die so erhaltenen SF₆-Emissionen [Fang et al., 2013b] relativ gut mit Inventarisierungsmethoden [Fang et al., 2013a] und [EDGAR project team, 2010] überein. Der Anstieg der globalen Emissionen seit 2000 kann jedoch nur teilweise durch steigende Emissionen aus China erklärt werden. Es muss davon ausgegangen werden, dass die gemeldeten SF₆-Emissionswerte in entwickelten Ländern deutlich unter den tatsächlichen Emissionen [IPCC, 2013; Rigby et al., 2010; Levin et al., 2010] liegen.

Im Jahr 2010 wurden ca. 38 Gt CO₂ [IPCC, 2013] und ca. 7400 t SF₆ [Rigby et al., 2014] emittiert. Die SF₆-Emissionen entsprechen 0,17 Gt CO₂-Äquivalenten, also ca. 0,5 % der globalen CO₂-Emissionen von 2010. In diesem Vergleich ist jedoch die lange Verweildauer von SF₆ im Vergleich zu CO₂ in der Atmosphäre nicht vollständig berücksichtigt, da das GWP über einen Zeithorizont von 100 Jahren definiert ist. Der langfristige Beitrag zum Treibhauseffekt liegt daher aufgrund der geringen Abbaurrate sehr viel höher.

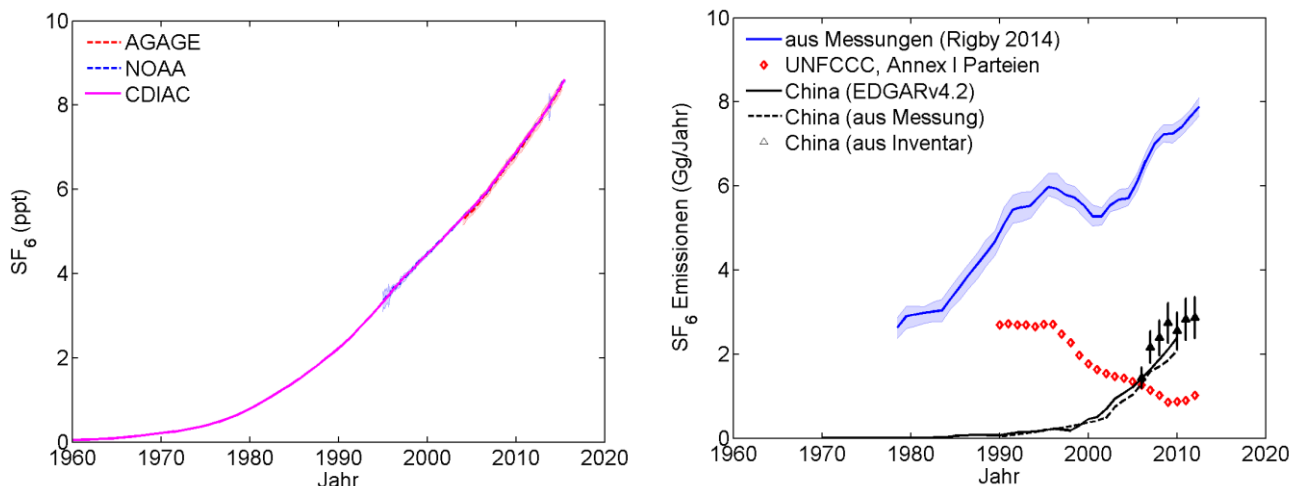


Abbildung 2: Links: globaler Mittelwert von atmosphärischen SF₆-Konzentration, Rechts: Auch dargestellt sind die berichteten SF₆-Emissionen der Annex I-Parteien aus der UNFCCC-Datenbank.

Aufgrund der Langlebigkeit von SF₆ ist der jährliche Anstieg der SF₆-Konzentration ein direktes Maß für die jährlichen SF₆-Emissionen.

Quelle: Bild links: AGAGE [Prinn et al., 2000], NOAA/ESRL [NOAA, 2014] und CDIAC [CDIAC, 2015]. Bild rechts: Für China sind Emissionsdaten aus der EDGARv4.2-Datenbank [EDGAR project team, 2010] dargestellt sowie Abschätzungen aus Messungen [Rigby et al., 2014; Fang et al., 2013b].

Die anfangs erwähnten physikalischen und chemischen Eigenschaften von SF₆ sind für zahlreiche technische Anwendungen vorteilhaft. SF₆ wird in verschiedenen Industriezweigen eingesetzt und global werden jährlich mehrere tausend Tonnen großindustriell produziert [Smythe, 2000]. Global betrachtet und auch in Deutschland ist gegenwärtig die Elektroindustrie mit Abstand der größte SF₆-Abnehmer (etwa 85 %, Vgl. Abbildung 3). Darüber hinaus ist SF₆ unter anderem in der Magnesium- und Aluminiumindustrie sowie der Halbleiterindustrie in Verwendung. Die Abnehmermengen dieser Anwendungen entsprechen zusammen weniger als 10 % der insgesamt in Deutschland berichteter SF₆-Verwendungsmengen (Vgl. Abbildung 3). In der Vergangenheit diente SF₆ auch als Füllgas in Autoreifen, Sportschuhen und Schallschutzfenstern. Dieser Einsatz wurde in der EU verboten und

auch in den meisten anderen Industriezweigen wird aktiv nach Ersatzstoffen geforscht. [Statistisches Bundesamt, 2015]

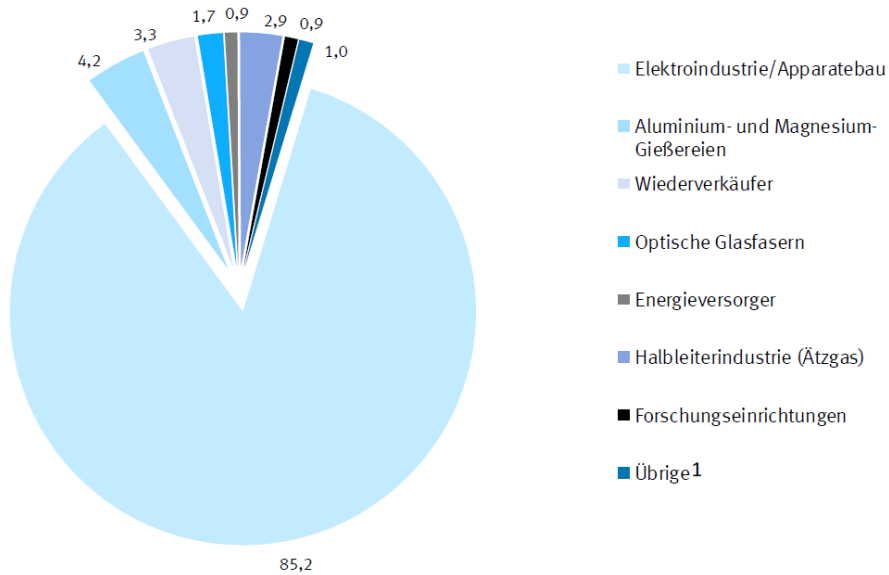


Abbildung 3: Abnehmergruppen von SF₆ nach Verwendungsbereichen in % im Jahr 2015

Quelle: [DESTATIS, 2016]

Während des Lebenszyklusses eines elektrischen Betriebsmittels wird SF₆ nur teilweise bzw. verzögert über Leckage, Handhabungsverluste und bei Störfällen emittiert. Die Leckraten hängen von der Produktionsweise der Gehäuse, Qualität der Dichtungen und dem Alter der Betriebsmittel ab. Kapitel 5.3 betrachtet die Emissionen in Herstellung und Betrieb elektrischer Betriebsmittel ausführlich und setzt diese gegeneinander ins Verhältnis.

4 Grundlagen zu elektrischen Betriebsmitteln und deren technischen Eigenschaften

Für den sicheren und effizienten Systembetrieb des europäischen Stromsystems kommt eine Vielzahl an elektrischen Betriebsmitteln zum Einsatz. Im Rahmen dieser Studie liegt der Schwerpunkt auf Schaltanlagen, Messwandlern und Leitungen, für die SF₆ als Isolier- oder Schaltmedium potentiell zum Einsatz kommt. Gasisolierte Transformatoren liegen außerhalb des Betrachtungsschwerpunkts, da diese in Europa kaum Verwendung finden.

In den folgenden Abschnitten beschreiben wir zuerst technische Eigenschaften und Funktionen der dargestellten Betriebsmittel und verwendeten Komponenten. Da sich aus der gewählten Betriebsspannung der betrachteten elektrischen Betriebsmittel und deren Komponenten wesentliche technische Anforderungen sowie Designaspekte ableiten, verwenden wir ab Abschnitt 4.3 die Spannungsebenen als Unterscheidungskriterium. Spezielle Einsatzgebiete stellen spezifische Anforderungen an Schaltanlagen und weiteren Betriebsmitteln. Diese definieren wir in Abschnitt 4.4.

Allgemeine Anforderungen setzen den Rahmen für die Eigenschaften der Betriebsmittel

Ein wesentliches Kriterium beim Entwurf elektrischer Betriebsmittel ist eine kompakte Ausführung. Oftmals wird die Installation von Betriebsmitteln in urbanen Räumen erst durch eine platzsparende Bauweise ermöglicht.

Darüber hinaus ist der Kostendruck vor allem in den niedrigeren Spannungsebenen sehr hoch. Das gilt gleichermaßen für die Anlagenkosten und die bauseitigen Kosten, die nicht zuletzt durch die Abmessungen der Anlagen bestimmt werden.

Schließlich leiten sich aus den erforderlichen Leistungsanforderungen im jeweiligen Anwendungsfall (Bemessungsspannung und -strom) wesentliche Spezifikationen für das Design der Betriebsmittel ab.

4.1 Aufgaben von Isolier- und Schaltmedien

Abbildung 4 zeigt schematisch und technisch vereinfacht anhand eines Schaltvorganges die drei wesentlichen Funktionen von Isolier- und Schaltmedien:

- Kühlen
- Löschen
- Isolieren

Die Unterscheidung der Funktionen ist wichtig, um in den nachfolgenden Kapiteln Einsatzbereiche etwaiger SF₆-Alternativen für bestimmte Komponenten klar voneinander abzugrenzen.

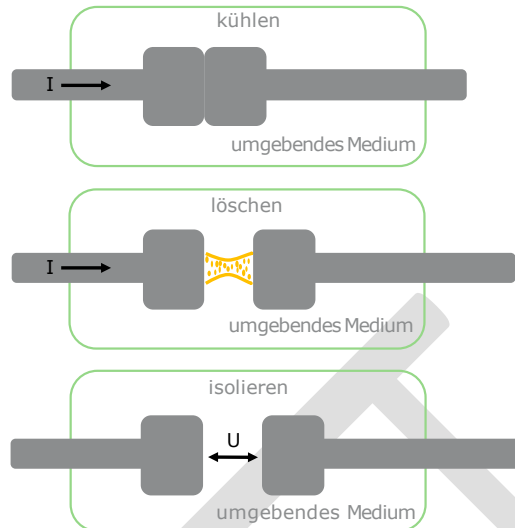


Abbildung 4: Vereinfachte Darstellung der drei Positionen eines Schalters und der Funktionen von Isolier- und Schaltmedien

- 1) In geschlossener Stellung erzeugt der Betriebsstrom (I) Wärme, welche durch das umgebende Medium abgeführt wird.
- 2) Beim Öffnen entsteht ein Lichtbogen, der gelöscht wird.
- 3) In offener Stellung wird die Betriebsspannung (U) in der Isolierstrecke gehalten

Quelle: Eigene Darstellung

- **Kühlen unter Normallast:** Im geschlossenen Zustand muss die Verlustwärme des stromführenden Leiters effektiv nach außen hin abgegeben werden, um die thermische Belastung der Komponenten zu begrenzen. In Gasen erhöhen eine hohe Gasdichte, eine hohe Wärmekapazität und eine geringe Viskosität die Kühlung durch Konvektion.
- **Löschen von Lichtbögen bei Schaltvorgängen:** Beim Öffnen des Schalters muss der entstehende Lichtbogen innerhalb von Sekundenbruchteilen gelöscht werden. Das Schalterdesign und die Eigenschaften des heißen Gases bzw. Plasmas bestimmen das Schaltverhalten. Effizientes Löschen wird unter anderem durch eine niedrige Schallgeschwindigkeit, tiefe Dissoziationsenergie, hohe Wärmeleitfähigkeit und die komplette Rekombination der Gasmoleküle nach der Abkühlung des Plasmas begünstigt.
- **Isolieren von hohen elektrischen Feldstärken:** Im offenen Zustand muss die Schaltstrecke bzw. der Leiter gegen die anliegende Betriebsspannung und transiente Überspannungen isoliert werden. Bei einem Gas ist dies umso besser möglich, je höher der Gasdruck und die Distanz zwischen spannungsführenden und geerdeten Teilen ist. Bei konstantem Druck und Abstand ist die sogenannte kritische Feldstärke jene Größe, welche das Isolationsvermögen eines bestimmten Gases quantifiziert. Zusätzlich zu einer hohen kritischen Feldstärke ist ein niedriger Siedepunkt des Gases ein notwendiges Kriterium, da die Kondensation bei tiefen Temperaturen den Gasdruck und somit das Isolationsvermögen herabsetzt.

Die Isolation spannungsführender Teile gegenüber geerdeten Teilen sowie die Wärmeabfuhr von stromführenden Teilen sind in allen betrachteten Betriebsmitteln erforderlich. Die Löscheigenschaften

sind lediglich relevant, wenn die Komponenten eine Schaltfunktion erfüllen, wie z.B. Leistungsschalter und Lasttrennschalter.

4.2 Allgemeine Eigenschaften von Isolations- und Schaltmedien

Aus den drei genannten Aufgaben leiten sich unterschiedliche physikalische Anforderungen an das umgebende Medium ab. Die aktuell zur Verfügung stehenden Lösch- und Isoliermedien lassen sich nach ihrem Phasenzustand im Normalbetrieb wie folgt unterteilen:

- Vakuum
- Gase oder Gasmischungen (z. B. SF₆, SF₆/N₂, SF₆/CF₄, Luft)
- Flüssigkeiten (z. B. Ester oder Öl)
- Festkörper (z. B. Polyethylen)

Das Isoliermedium Vakuum kann thermodynamisch als ein stark druckreduziertes Gas betrachtet werden. Als Dielektrikum unterscheidet sich Vakuum jedoch von einem Gas grundsätzlich und wird deshalb in der Literatur separat betrachtet. Die verschiedenen Isoliermedien werden nicht nur getrennt eingesetzt, sondern werden in vielen Betriebsmitteln miteinander kombiniert, wie etwa Pressspanbarrieren in Transformatoröl, Epoxidharz in gasisolierten Schaltanlagen, oder Stützisolatoren in einer gasisolierten Leitung (GIL). Historisch wurden in der MS und HS die verschiedensten Isolier- und Löschmedien verwendet. Die Wahl des besten Isolations- oder Schaltmediums unterliegt einigen Kriterien und hängt vom jeweiligen Anwendungsbereich ab. Es müssen immer gewisse Kompromisse in Bezug auf Gewicht, Größe, Wärmetransporteigenschaften, Lebensdauer, Flexibilität, Produktionsaufwand, Wartungsaufwand, Umwelteinflüsse, Giftigkeit und Personensicherheit eingegangen werden.

Bei geringen Feldstärken ist atmosphärische Luft das technisch einfachste und kostengünstigste Isoliermedium und kommt etwa in Freileitungen und luftisolierten Schaltanlagen (AIS) zum Einsatz. Die Erhöhung des Gasdrucks verbessert die Isolations- und Löscheigenschaften jedes Gases beträchtlich, was jedoch eine gasdichte und stabile Einhausung der spannungsführenden Teile erfordert. Dies ist das Konzept einer gasisolierten Schaltanlage (GIS). In den 1930er Jahren wurden erstmals statt Luft synthetische Verbindungen eingesetzt, die elektronegative Elemente wie Chlor und/oder Fluor enthielten. Die Isolations- und Schalteigenschaften konnten mit solchen Gasen – darunter SF₆ – wesentlich verbessert werden. Seit den 1970er Jahren wurde zunehmend SF₆ als Schaltgas eingesetzt. Um die Anwendung von Gasen bis hin zu sehr tiefen Temperaturen (z.B. -50 °C) zu ermöglichen, werden auch Mischungen, wie etwa SF₆/N₂ oder SF₆/CF₄ verwendet. In Kanada sind seit dem Jahr 2000 und länger mehr als 100 AIS-Leistungsschalter mit einem SF₆/CF₄ Gemisch in Betrieb [Middleton, 2000]. Als Löschgas in Leistungsschaltern wird seit einigen Jahren auch reines CO₂ verwendet. Seit kurzem sind ein perfluoriertes Keton (C5-PFK) und ein perfluoriertes Nitril (C4-PFN) als Isolier- und Schaltgas zur Anwendung gekommen, welche sich als reine Gase (vor allem bei erhöhtem Druck) bei zu hohen Temperaturen verflüssigen, als dass sie für die Anwendung in Frage kämen. Um die Verflüssigung zu verhindern, werden diese Stoffe in geringen Mengen zu Gasen wie CO₂, N₂ oder O₂ hinzugefügt (siehe Tabelle 11).

Die Verwendung von Vakuum als Isoliermedium ist naheliegend, da hier kein elektrisch leitendes Material existiert. Es dauerte jedoch bis in die 1960er Jahre, bis die Produktion vakuumdichter Teile möglich wurde und in Leistungsschaltern eingesetzt wurde. Heute sind Vakuum-Leistungsschalter in der MS dominierend. Als reines Isoliermedium wird Vakuum hingegen nicht eingesetzt, da es technisch sehr aufwendig wäre, die Vakuumdichtheit größerer Betriebsmittel, wie etwa einer GIS, zu gewährleisten.

Feste Isolierstoffe sind unter anderem Epoxidharz, Polyethylen, Hartpapier, Silikon und Porzellan. Ein grundlegender Nachteil der Feststoffisolation gegenüber Vakuum, Gasen und Flüssigkeiten ist die irreversible Beschädigung der Isolation durch einen Durchschlag. Feststoff-Leistungsschalter verwenden Halbleiterbauelemente, haben im Vergleich zu Vakuumschaltern relativ hohe Leitungsverluste und geringe Haltbarkeit und werden in AC-Schaltern bisher nicht eingesetzt. Feststoffisolation wird in den MS-Schaltanlagen verbreitet eingesetzt. Die „klassische“ Feststoffisolation ist meist die Kombination aus Feststoff und Luft, in welcher die relativ dünne Feststoffisolation das elektrische Feld in die angrenzende Luft verschiebt. Zusätzlich kann diese Grenzfläche der Feststoffisolation mit einem leitfähigen Material beschichtet und geerdet werden. Somit wird eine elektrische Beanspruchung der umgebenden Luft vermieden und nur der Feststoff ist der Spannung ausgesetzt. In diesem Fall spricht man von einer „abgeschirmten“ Feststoffisolation.

Gegenüber Gasen und Flüssigkeiten sind die Herstellungsprozesse von feststoffisolierten Komponenten aufwendiger und mit größerer Sorgfalt durchzuführen. Selbst kleinste Lufteinschlüsse müssen unbedingt vermieden werden, da diese die Alterung beschleunigen und zu einem Ausfall des Betriebsmittels nach einigen Monaten bis Jahren im Betrieb führt. Zudem muss die thermische Expansion der Komponenten berücksichtigt werden. In den Anfängen der Feststoffisolation hatten Kunden deshalb aufgrund von Fehlstellen teilweise schlechte Betriebserfahrungen gemacht. Die Produktionsprozesse haben sich bei den etablierten Herstellern zwar stark verbessert, die Feststoffverarbeitung ist aber im Vergleich zu gasförmigen und flüssigen Stoffen immer noch aufwendiger. Seit einigen Jahren steht außerdem die Priorisierung von Härtern für Epoxidharze (Anhydride MHPA und HHPA) im Rahmen des REACH-Zulassungsverfahrens im Raum. Die Bewertung kann unter anderem ein Beschränkungs- oder Zulassungsverfahren dieser besonders besorgniserregenden Stoffe nach sich ziehen, mit Folgen für Hersteller elektrischer Anlagen [ZVEI, 2016].

Flüssige Isolierstoffe sind vor allem Mineralöle, Silikonöle und natürliche und synthetische Ester. Vorteile sind die guten Imprägniereigenschaften und der effektive Wärmetransport durch Konvektion. Am Anfang des 20. Jahrhunderts wurde Wasser als Schaltmedium verwendet. Destilliertes Wasser hat zwar eine relativ hohe Durchschlagsfestigkeit, jedoch gleichzeitig eine relativ hohe Leitfähigkeit und wird deshalb in Betriebsmitteln nicht eingesetzt. Des Weiteren ist der Einsatz von Ölen bei geeigneter Wahl über einen viel weiteren Temperaturbereich möglich. Mineralöl wurde bis in die 1970er auch als Löschmedium in Leistungsschaltern eingesetzt und wurde durch SF₆- und Vakuum-Schalter abgelöst. Heute werden Öle oder Ester vor allem in Transformatoren und vereinzelt in MS-Schaltanlagen eingesetzt. Nachteile von Mineralölen sind deren hohe Entflammbarkeit und die Umweltproblematik bei Ölverlusten. Synthetische Öle bzw. Ester können hingegen die Entflammbarkeit und die negativen Umwelteinflüsse stark reduzieren.

Isolation

Alle Isoliermedien besitzen elektrische Festigkeiten, die mit zunehmenden Isolationsstrecken hohe Betriebsspannungen in Komponenten ermöglichen. Die elektrische Festigkeit reagiert empfindlich auf diverse Parameter wie die Zusammensetzung, Fertigungsbedingungen, Verunreinigung oder Alterung des Materials sowie die Homogenität des elektrischen Feldes und die Spannungsbeanspruchung (DC, AC, Schaltstoß oder Blitzstoß). Für alle Isoliermedien gilt, dass mit der Isolationsstrecke auch die Durchschlagsspannung und somit die maximal mögliche Betriebsspannung zunimmt, wie in Abbildung 5 dargestellt. Dies ist der Grund dafür, dass die Anlagengröße von Betriebsmitteln mit der Betriebsspannung steigt. Gase folgen dabei über einen großen Bereich einem nahezu linearen Anstieg, während in Feststoffen, Flüssigkeiten und Vakuum die Durchschlagsspannung nicht direkt proportional zur Isolationsstrecke ansteigt, sondern mit zunehmender Isolationsstrecke sättigt.

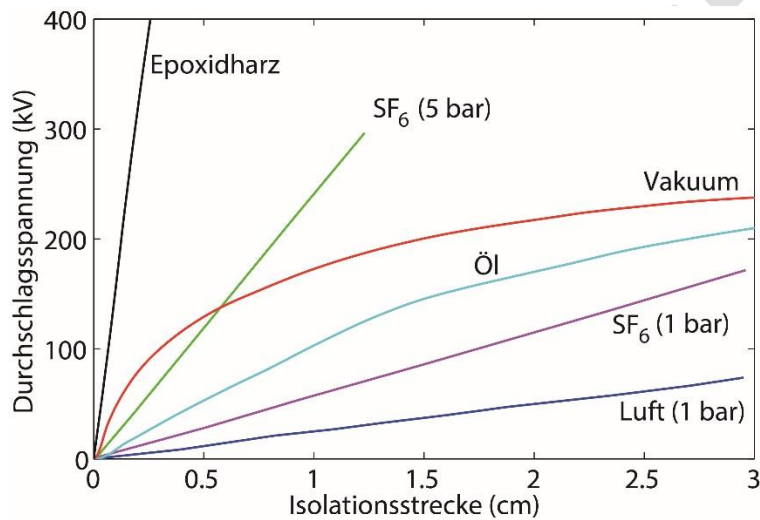


Abbildung 5: Qualitativer Vergleich von verschiedenen Isoliermedien: Durchschlagsspannung in Abhängigkeit der typischen Dimensionen eines elektrischen Gerätes

Quelle: [Müller, 2009; Kahle, 1988]

Die elektrische Festigkeit eines Gases hängt stark von dessen Komponenten und Druck ab. So hat SF₆ eine mehr als drei Mal so hohe kritische Feldstärke wie Luft. Da die Durchschlagsspannung eines Gases über den technisch relevanten Druckbereich meistens linear mit der Isolationsstrecke und dem Druck zunimmt, sind ein höherer Gasdruck und größere Isolationsstrecken somit eine Möglichkeit, die Durchschlagsfestigkeit eines Systems zu erhöhen. Sowohl die Vergrößerung als auch Druckerhöhung (zunehmende Druckdifferenz zwischen dem eingekapselten Gasvolumen und der Umgebungsluft erfordern dickere Gefäßwände) führen zu einem höheren Materialverbrauch. Bei dem Design eines gasisolierten Betriebsmittels ist somit eine Abwägung von Abmessungen und Betriebsdruck zugunsten maximaler Durchschlagsfestigkeit und minimaler Materialkosten erforderlich. In elektrischen Betriebsmitteln der MS werden Drücke meistens knapp über 1 bar und in der HS Drücke bis zu ca. 8 bar eingesetzt. Für Gase wie N₂ oder O₂ wären prinzipiell auch weit höhere Drücke möglich. Für SF₆ und andere synthetische Gase bzw. Gasmischungen sind höhere Drücke vor allem durch die Verflüssigung des Gases hin zu hohen Drücken und tiefen Temperaturen beschränkt, was durch deren Dampfdruckkurve (siehe Abbildung 1 für SF₆) bestimmt wird.

Der Durchschlag in Vakuum ist durch einen Oberflächeneffekt bestimmt, daher hängt die elektrische Festigkeit vor allem von der Form und dem Material der Elektroden ab. Im Gegensatz zu Gasen steigt in Vakuum die Durchschlagsspannung nicht linear mit der Isolationsstrecke (siehe Abbildung 5). Um hohe Durchschlagsspannungen zu erzielen, müssen deshalb entweder die Isolationsstrecken überproportional vergrößert oder mehrere in Serie geschaltete Einheiten verwendet werden, einhergehend mit größeren Dimensionen und höheren Produktionskosten. Beides führt außerdem zu einem höheren Energiebedarf des Öffnungsmechanismus (meist Federspeicher) des Schalters. Die Gewährleistung einer gleichmäßigen Spannungaufteilung zwischen in Serie geschalteten Einheiten ist hierbei schwierig, was vor allem bei hohen Kurzschlussströmen beachtet werden muss. Auf Grund dessen wird Vakuum heute in MS-Leistungsschaltern und in der HS bis ca. 145 kV eingesetzt. HS-Leistungsschalter für Betriebsspannungen über 145 kV sind prinzipiell möglich und Gegenstand der Forschung und Entwicklung [Smeets et al., 2014].

In Flüssigkeiten und vor allem in Feststoffen nimmt die Wahrscheinlichkeit von Fehlstellen im Isolationsystem/-material, welche einen Durchschlag initiieren, mit zunehmendem Isolationsvolumen zu und somit nimmt die kritische Feldstärke mit zunehmender Isolationsstrecke ab. Dies resultiert in dem „Abknicken“ der Durchschlagsspannung. In Feststoffen kommt es mit einer Wahrscheinlichkeit, welche stark vom Produktionsprozess abhängt, zu Fehlstellen wie kleinen kugelförmigen Lufteinschlüssen, Spalte bei der Schichtung von Isolierstoffen, Risse durch langjährige thermische und mechanische Beanspruchung. Die elektrische Feldstärke in solchen Lufteinschlüssen wird durch den Effekt der „Feldverdrängung“ im Vergleich zur Feldstärke im Feststoff stark erhöht. Da die elektrische Festigkeit von Gasen in der Regel deutlich kleiner ist als jene von Feststoffen, kann dies zu Teilentladungen in den Lufteinschlüssen führen. Dies führt zwar nicht direkt zu einem Versagen der Gesamtionisation, jedoch zu einer stark beschleunigten Degradierung des Feststoffes. Teilentladungsmessungen sind eine wichtige Prüfmethode, um solche Fehlstellen, vor allem nach der Produktion und nach langjährigem Betrieb, zu erkennen. Regelmäßige Teilentladungsmessungen sind gleichbedeutend mit einem höheren Wartungsaufwand.

Wärmetransport

Medien, die stromdurchflossene Leiter elektrisch isolieren, müssen nicht nur eine hohe elektrische Festigkeit aufweisen, sondern auch die Stromwärme des Leiters effektiv an die Umgebung abführen (siehe Abschnitt 4.1), um eine Schädigung des Betriebsmittels zu verhindern. Bei den Mechanismen des Wärmeabtransportes gibt es grundsätzliche Unterschiede zwischen den Isolierstoffen. Während die Kühlung durch Wärmeleitung und Wärmestrahlung in gasförmigen, flüssigen und festen Medien auftritt, ist Konvektion in Feststoffen aufgrund ihrer Starrheit nicht möglich. Wärmetransport über Wärmeleitung ist in Gasen etwa eine Größenordnung kleiner als in Flüssigkeiten und zwei Größenordnungen kleiner als in Feststoffen. Jedoch ist der Wärmetransport über Konvektion in Gasen und Flüssigkeiten proportional zur charakteristischen Länge der Strömung und somit proportional zur Isolationsstrecke. Dies hat eine zunehmende Konvektionskühlung mit zunehmender Isolationsstrecke zur Folge. Daher stellt Konvektion für technisch relevante Abmessungen von Isolationsstrecken in der HS (SF_6 einer GIS/GIL, Öl im Transformator) den dominanten Kühlmechanismus dar. Dies ist die Basis für die hohen Übertragungsleistungen und die Überlastbarkeit von SF_6 - oder fluid-isolierten Sammelschienen. Im Gegensatz dazu nimmt bei einer Feststoffisolation die Wärmeleitfähigkeit mit zuneh-

mentem Isolationsvolumen ab und die Temperaturdifferenz zwischen Innenleiter und Außenseite zu, und somit die Gefahr von Überhitzung und Spannungsrisen in der Isolation. In Flüssigkeiten und in Feststoffen tritt zusätzlich zu der Erwärmung des stromführenden Leiters die sogenannte dielektrische Erwärmung auf, welche von der Leitfähigkeit (bei AC und DC) und der Polarisierung der Isolation (nur bei AC) herrührt. Eine anliegende AC-Spannung erzwingt eine sich periodisch ändernde Polarisierung des Materials, ein Prozess, der mit einem Energieverlust und damit der Erwärmung des Materials einhergeht. Die dielektrische Erwärmung steigt in der Regel zusätzlich mit der Temperatur. Vor allem im Feststoff kann – aufgrund der Abwesenheit von konvektiver Kühlung und der relativ hohen dielektrischen Verluste – diese zusätzliche Verstärkung der Erwärmung zum thermischen Durchgehen führen. Deshalb kommt die Feststoffisolation vor allem in der MS zur Anwendung, und eine vollständige Feststoffisolation z.B. einer HS-Sammelschiene gilt als technisch schwierig.

Schalten

Schaltmedien erfordern gleichzeitig hohes elektrisches Isolationsvermögen, effektiven Wärmetransport und schnelles Lichtbogenlöschen.

In Betriebsmitteln in der Mittelspannung kommen aufgrund der hohen Zuverlässigkeit und guten Schaltleistungen heute überwiegend Vakuumschalter als Schaltmedium zum Einsatz (siehe Abschnitt 5.1). Beim Schaltvorgang entsteht in Vakuumschaltern ein Metaldampf-Lichtbogen, der aufgrund der starken Diffusion im Vakuum in sehr kurzer Zeit gelöscht wird und somit schnelles Schalten ermöglicht. Auch die Anzahl der möglichen Schalthandlungen (mehrere zehntausend) innerhalb der gesamten Lebenszeit von Vakuumschaltern ist höher als für SF₆-Schalter aufgrund der höheren Stabilität der Schalterkontakte, der geringeren Lichtbogen Spannungen und der kürzeren Lichtbogenlöschung. Das Schalten hoher Ströme stellt für einen Vakuumschalter kein Problem dar, jedoch sind hohe Betriebsströme wegen der Wärmeentwicklung an den Kontaktflächen und des begrenzten Wärmetransports technisch herausfordernd. In SF₆-Schaltern ist das Erreichen hoher Betriebsströme einfacher, da im Gegensatz zu Vakuumschaltern der Wärmetransport nicht nur entlang des Leiters, sondern in alle Richtungen und zusätzlich über Konvektion erfolgt.

Beim Schalten mit Gasen ist die Dissoziation der synthetischen Gasmoleküle unter den extremen Bedingungen eines Lichtbogens unvermeidbar. Die Langzeit-Stabilität eines Gases ist nötig, um viele Schalthandlungen vollziehen zu können. SF₆ ist bekannt für seine relativ gute Rekombination nach einem Schaltvorgang. Vor allem in Gasmischungen von Alternativgasen (C5-PFK, C4-PFN) mit natürlichen Gasen (CO₂, N₂, O₂) ist dieses Rekombinationsvermögen der fluorierten organischen Moleküle aufgrund der geringen Betriebserfahrungen nicht eindeutig gezeigt bzw. fraglich. In allen Medien, auch in SF₆, führt Schalten zu toxischen Produkten, wobei die Quantität von der Gasart abhängt und mit der Anzahl der Schalthandlungen steigt [Chu, 1986; Dervos und Vassiliou, 2000; Powell, 2002; Preve et al., 2016; T&D Europe, 2015b]. Vor allem in Zusammenhang mit Feuchtigkeit (Wasser) und festen Abbrandprodukten, Kupfer, Wolfram oder Teflon kommt es zu giftigen Stoffen. Da es sich bei einem Schalter um ein geschlossenes System handelt und nur im äußerst seltenen Störlichtbogenfall zum Austritt der Gase inklusive Zerfallsprodukte kommt, wird ein gewisser Grad an Toxizität generell akzeptiert. Dazu kommt die relativ rasche Verdünnung des austretenden Gases durch Diffusion und Konvektion und die daraus resultierenden geringen Konzentrationen. Personenschäden durch SF₆-

Zerfallsprodukte aus Schaltanlagen sind nicht bekannt. HS-Schaltanlagen sind zumeist im Freien aufgebaut und für entsprechende Innenraum-Schaltanlagen kann eine geeignete Gasdetektion installiert werden. In der MS-Ebene ist dies schwieriger, da die Schaltanlagen sehr zahlreich und nahe an öffentlichen Räumen installiert sind. In Gebäuden kann diesem Risiko durch ausreichende Belüftung und allgemein durch entsprechende Sicherheitsstandards für das Fachpersonal entgegengewirkt werden.

Spezifikationen

Die Isolations-, Wärmetransport- und Schalteigenschaften der einzelnen Medien bestimmen maßgeblich den Anwendungsbereich von elektrischen Betriebsmitteln. Dabei sind die maximalen Spannungen und Ströme unter Normalbetrieb und unter transienten Bedingungen von wesentlicher Bedeutung. Die wichtigsten Kenngrößen sind:

- Bemessungsspannung und -strom: maximale Betriebsspannung und -strom, bis zu welchem die Verwendung eines Gerätes vorgesehen ist;
- Ausschaltstrom (für Schalter): maximale Strom, für den ein Schalter beim Abschalten des Stromes spezifiziert ist.

Andere Kenngrößen werden durch bestimmte Normen festgelegt, welche Produkte am Markt erfüllen müssen. Die Normen differenzieren deshalb zwischen verschiedenen Spannungsformen und häufig zwischen verschiedenen Komponenten. In Europa werden üblicherweise die IEC-Normen (in Nordamerika die ANSI-Normen) herangezogen. Für spezielle Anwendungsfälle, meistens, wenn sehr hohe Zuverlässigkeit verlangt wird, fordern Konsumenten von Herstellern gelegentlich Anforderungen über diese Normen hinaus. Die wichtigsten Parameter sind:

- Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannung: Effektivwert der AC-Spannung, dem die Isolation eines Gerätes während einer Zeitdauer von einer Minute standhalten muss.
- Bemessungs-Stehblitzstoßspannung: Scheitelwert einer normierten Stoßspannungswelle, dem die Isolation eines Gerätes standhalten muss. Ein hoher Wert dieser Größe ist wichtig, um die kurzzeitigen Überspannungen, die durch Blitzeinschläge in Betriebsmitteln verursacht werden können, ohne Schäden zu überstehen.
- Bemessungs-Schaltstoßspannung: Scheitelwert einer normierten Stoßspannungswelle, dem die Isolation eines Gerätes mit Bemessungsspannung standhalten muss. Ein hoher Wert dieser Größe ist wichtig, um die durch Schaltvorgänge im Netz ausgelösten impulsförmigen Überspannungen ohne Schäden zu überstehen.
- Bemessungs-Kurzzeitstrom: Strom, den ein Gerät während einer festgelegten kurzen Zeit führen kann.

Unterteilung von Schaltanlagen und Begriffserklärung

Die Unterteilung von Schaltanlagen erfolgt häufig in Innenraum- und Außenanwendung (Indoor/Outdoor), Mittel- und Hochspannung oder in die verschiedenen Bau- bzw. Ausführungsarten von Anlagen. Abbildung 6 illustriert diese Unterteilung und erklärt die wichtigsten Ausführungsarten von Schaltanlagen. Die detaillierten Begriffserklärungen finden sich auch im Thesaurus (Anhang 9.1) wieder.

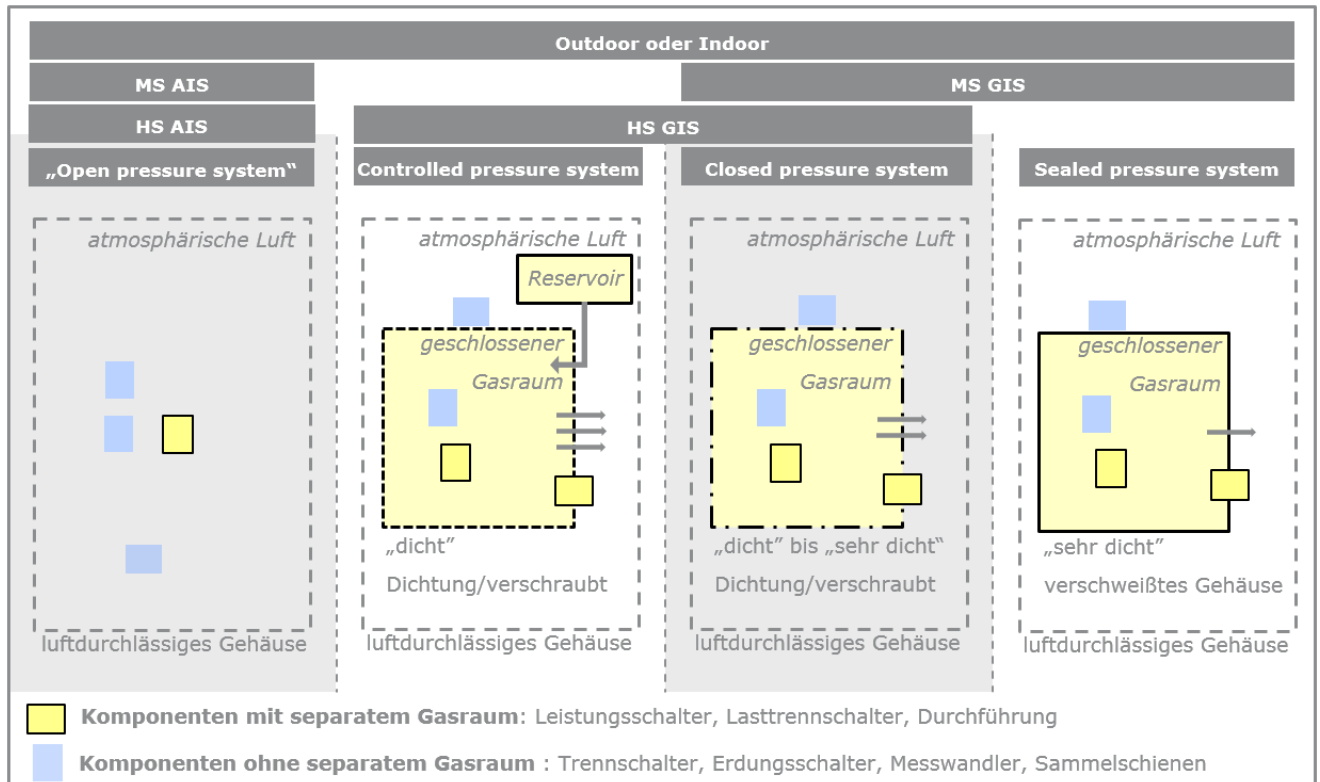


Abbildung 6: Schematischer Überblick über die konstruktive Unterteilung von Schaltanlagen.

Alle modernen MS Schaltanlagen (luft-, gas-, fluid- und feststoffisoliert) besitzen ein geerdetes Gehäuse (siehe z.B. Abbildung 7), welches die in Tabelle 4 gelisteten Komponenten umgibt. Diese Ausführung wird als metallgekapselt (im Englischen ‚metal-enclosed‘) bzw. metallgeschottet (im Englischen ‚metal-clad‘) bezeichnet. Das Gehäuse kann berührt werden und somit können MS-Schaltanlagen sicher in engen Räumen und unter hoher Personensicherheit betrieben werden. HS AIS sind offene Freiluftanwendungen (siehe Abbildung 12, links) und haben in dem Sinn kein Gehäuse (zur Anschauung könnte der Zaun um die Freiluftanlage als „Gehäuse“ angesehen werden). Eine Anlage wird als AIS bezeichnet, wenn sich alle Komponenten in atmosphärischer Luft befinden und somit den Einflüssen aus der Umgebung direkt ausgesetzt sind. In einer GIS sind hingegen alle Schaltkomponenten separiert in einem geschlossenen und luftdichten Gasraum. Der Gasdruck einer MS-GIS ist dabei leicht erhöht (ca. 1,3 bar) und der einer HS-GIS erheblich erhöht (bis zu ca. 8 bar). Somit unterscheiden sich der Gasdruck und folglich die Spannungsfestigkeit² einer in alpinen Lagen installierten AIS von jener einer auf Meereshöhe installierten AIS, während eine GIS unabhängig vom Luftdruck dieselbe Spannungsfestigkeit aufweist. Des Weiteren ist bei einer GIS der Schutz vor diversen Umwelteinflüssen (Staub, Baumwurzeln, Schlangen, etc.) gewährleistet. Sowohl in GIS, als auch in

²Zwischen Meereshöhe und einer hochalpinen (2000 m ü. M.) AIS Installation ergibt sich eine Druckdifferenz von ca. 20 % (abgeschätzt über die barometrische Höhenformel). Die Spannungsfestigkeit skaliert in der Regel linear mit dem Luftdruck und entsprechend nimmt diese ebenfalls um 20 % ab.

AIS können einzelne Komponenten wie Leistungsschalter einen separaten (z.B. mit SF₆ gefüllten) Gasraum besitzen.

GIS unterteilen sich in drei unterschiedlich Konzepte: „controlled“, „closed“ und „sealed pressure systems“. In controlled und closed pressure systems entweicht Gas mit Leckraten, welche ein regelmäßiges Nachfüllen der Anlage erfordern. Dies kann selbständig aus einer äußeren oder inneren Gasversorgung nachgefüllt werden (controlled) oder in regelmäßigen Zeitabständen durch Anschluss an eine externe Gasversorgung von Hand erfolgen (closed). Die Kammer, welche den geschlossenen Gasraum umgibt, besteht in controlled und closed pressure system üblicherweise aus mit Dichtungen verschraubten Teilen. Kleinere Leckraten können insbesondere mit einer hermetisch verschweißten Kammer erzielt werden, wodurch keine weitere Gaszufuhr während der erwarteten Betriebslebensdauer einer solchen Anlage erforderlich ist (sealed). Die Mehrheit heutiger gas-, fluid- und feststoffisolierter MS-Schaltanlagen entsprechen sealed pressure systems. Die Fertigung von sealed HS-GIS wäre technisch zu aufwendig und deshalb folgen HS-GIS größtenteils dem closed pressure system. In diesem Bericht wird zur Unterscheidung der verschiedenen Technologien der Begriff MS-GIS nur für Schaltanlagen, welche SF₆ oder Alternativgase (vgl. Tabelle 11) enthalten, verwendet. Insbesondere werden Anlagen, welche trockene Luft bei erhöhtem Druck als Isoliermedium verwenden, auch als GIS bezeichnet. Die Bezeichnung Indoor und Outdoor für Schaltanlagen ist primär mit der minimalen Betriebstemperatur verknüpft, unter welcher ihr Betrieb noch möglich ist. Für Indoor-Anlagen wird nach IEC 62271 eine untere Betriebstemperatur von -5 °C und für Outdoor-Anlagen -25 °C vorgeschrieben, während Anwender häufig sogar eine untere Betriebstemperatur von bis zu -15 °C für Indoor-Anlagen fordern.

4.3 Betriebsmittel nach Spannungsebenen

Das Stromsystem gliedert sich sowohl in Deutschland als auch in Europa in zwei Systemebenen mit mehreren Spannungsebenen. Das Übertragungsnetz übernimmt die Rolle, große Leistungen in der Höchstspannung über weite Strecken zu transportieren. Die Verteilernetze wiederum dienen zur Weiterleitung der Energie zu den Verbrauchern und zum ‚Einsammeln‘ der Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Verteilernetze selbst gliedern sich in Hochspannungsnetze zur überregionalen Stromverteilung, in Mittelspannungsnetze zur regionalen Stromverteilung sowie in Niederspannungsnetze zur lokalen Stromverteilung.

Der Untersuchungsschwerpunkt in diesem Bericht liegt auf der **Hoch- und Mittelspannung**. Wegen der geringen Feldstärken in der Niederspannung werden SF₆ oder andere Gase in elektrischen Betriebsmitteln hier grundsätzlich nicht eingesetzt. In diesem Bericht erübrigt sich deshalb die Betrachtung der Niederspannung.

Die Gepflogenheiten für die Zuordnung der Nennspannungen zu den jeweiligen Spannungsebenen unterscheiden sich in Europa historisch bedingt sehr stark. Dies gilt insbesondere für die Mittelspannung und die Abgrenzung zur Hochspannung. Einen weltweit gültigen Standard gibt es nicht. In dem vorliegenden Bericht beziehen wir uns in Anlehnung an die IEC Norm IEC 62271-200 auf eine Einteilung, die sich an der Bemessungsspannung der Betriebsmittel orientiert (Vgl.

Tabelle 1). Diese Einteilung entspricht dem Großteil der in Europa vorhandenen Stromsysteme [Euroelectric, 2013].

Die Einteilung der Betriebsmittel ist von der Einteilung der Netzebenen zu unterscheiden. In der Regel erfolgt im Sprachgebrauch die Einteilung der Netzebenen anhand der Nennspannung. Darüber hinaus wird zusätzlich in Hoch- und Höchstspannung unterteilt.

Das folgende Beispiel veranschaulicht die differenzierte Einteilung: Eine 24 kV Schaltanlage (Bemessungsspannung) ist demnach in einem Mittelspannungsnetz mit 20 kV (Nennspannung) verbaut.

Tabelle 1: Verwendete Einteilung der Spannungsbereiche für Betriebsmittel und Netzebenen

Quelle: Eigene Darstellung

Einteilung der Betriebsmittel		Einteilung der Netzebene	
Spannungsebene	Bemessungsspannung	Spannungsebene	Nennspannung
Mittelspannung	≤ 52 kV	Mittelspannung	10, 20, 30, 35 kV
Hochspannung	> 52 kV	Hochspannung	bis 110 kV
		Höchstspannung	größer als 110 kV

Da sich aus der gewählten Betriebsspannung der Schaltanlagen und deren Komponenten wesentliche technische Anforderungen sowie Designaspekte ableiten, verwenden wir in diesem Bericht die **Span-**

nungsebene, definiert über die Bemessungsspannung elektrischer Betriebsmittel, **als kapitelüberschreitendes Unterscheidungsmerkmal**. Tabelle 2 bietet eine Übersicht der relevanten Betriebsmittel für die jeweiligen Spannungsebenen.

Tabelle 2: Übersicht der Betriebsmittel und der betrachteten Komponenten

Quelle: Eigene Darstellung

Spannungsebene	Betriebsmittel	betrachtete Komponenten
Mittelspannung (MS)	Schaltanlagen in der Primär- und Sekundärverteilung	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter • Trennschalter • Lasttrennschalter • Messwandler • Durchführungen
	Schaltanlagen für Generatoren	<ul style="list-style-type: none"> • Generatorleistungsschalter
Hochspannung (HS)	Schaltanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter • Trennschalter • Lasttrennschalter • Messwandler • Durchführungen
	Leitungen	<ul style="list-style-type: none"> • Gasisolierte Leitung

4.3.1 Betriebsmittel der Mittelspannung

Im Folgenden beschreiben wir die betrachteten Betriebsmittel in der Mittelspannung (≤ 52 kV) hinsichtlich ihrer Funktion und Bauweise. Sie befinden sich überwiegend in Umspannwerken und Ortsnetzstationen. Letztere dienen als „Knoten des Energienetzes“ vor allem der Verteilung elektrischer Energie und dem Freischalten von Betriebsmitteln in Störfällen (Lastabwurf). Eine Übersicht der Anwendungsfälle erfolgt in Abschnitt 4.4.

Schaltanlagen in der Primär- und Sekundärverteilung

Eine Schaltanlage umfasst generell Schaltgeräte zum Freischalten von Betriebsmitteln für Reparatur- und Servicearbeiten, die nicht unter Spannung stehen, und zum Ein- und Ausschalten im regulären Betrieb sowie bei Störungen. Die betrachteten Komponenten im Untersuchungsschwerpunkt sind in Tabelle 2 aufgelistet. Des Weiteren besteht eine Schaltanlage aus Kontroll-, Mess-, Schutz- und Regelgeräten.

In der Mittelspannung kommen zwei verschiedene Formen von Mittelspannungsschaltanlagen vor

- Schaltanlagen für die Primärverteilung (Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung) und
- Schaltanlagen für die Sekundärverteilung (Verteilung auf der Mittelspannung oder Umspannung von Mittel- auf Niederspannung).

Primärverteilung

Sekundärverteilung



Abbildung 7: Exemplarische Mittelspannungsschaltanlagen in Primärverteilung (links) und Sekundärverteilung (rechts) im Größenvergleich (Bemessungsspannung: 24 kV)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Herstellerabbildungen (siehe Produktblätter)

Schaltanlagen für die Primärverteilung (Vgl. Abbildung 8; orange) an den Mittelspannungsabgängen von Umspannwerken von Hoch- auf Mittelspannung, in den Kraftwerken oder Haupteinspeisungen großer Gebäudekomplexe bzw. Infrastruktureinrichtungen. Die Komponenten der Mittelspannungsanlagen für die Primärverteilung sind dafür ausgelegt, Betriebsströme von bis zu mehreren 1.000 Ampere zu führen. Abbildung 9 zeigt eine solche gasisolierte Mittelspannungsschaltanlage (GIS) der primären Verteilung. Die auf den nächsten Seiten folgende Tabelle 3 zeigt die typischerweise eingesetzten Komponenten in Schaltanlagen.

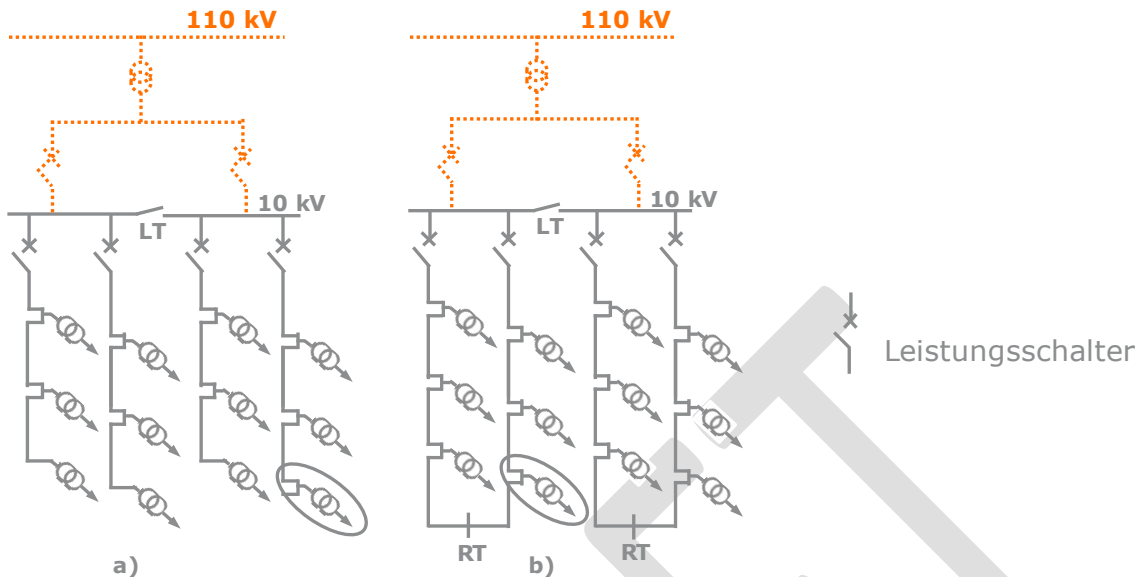


Abbildung 8: Exemplarische Netztopologie für Primär- (orange) und Sekundärverteilung (schwarz)

- a) Strahlennetz mit Stickleitungen
- b) Ringnetz mit Trennstelle

LT: Sammelschienen-Längstrennung; RT: Ringtrennstelle

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [Schwab, 2009]

Schaltanlagen für die Sekundärverteilung (Vgl. Abbildung 8; schwarz) verteilen die elektrische Energie entweder auf einer Mittelspannungsebene oder von der Mittel- auf Niederspannung weiter und sind vor allem in Ortsnetzstationen von Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerken installiert. In der Sekundärverteilung befinden sich überwiegend reine Schaltanlagen mit Lasttrennschalter, ergänzt um kombinierte Lasttrenn-/ Leistungsschalteranlagen bzw. Lasttrennschalter-Sicherungskombinationen. Die sogenannte Ringkabelschaltanlage (im Englischen *ring main unit*, RMU) stellt die häufigste Unterform von Mittelspannungsschaltanlagen der Sekundärverteilung dar. RMUs sind kompakte Schaltanlagen, die die Energieverteilung im Ortsnetzbereich ermöglichen. Sie bestehen meist aus drei Schaltfeldern: Kabeleingangs-, Kabelabgangs- und Transformatorfeld. Wenn sie dafür ausgelegt sind, können sie modular erweitert werden (s. auch Anwendungsfall 1: Ortsnetzstationen). Das Kabeleingangs- und Kabelabgangsfeld erfordern lediglich Lasttrennschalter zum Schalten von Nennströmen, da in der Regel keine Kurzschlussströme geschaltet werden (diese werden an der Schaltanlage der Primärverteilung geschaltet). Im Transformatorfeld kommt eine Kombination aus Sicherung und Lasttrennschalter (im Englischen *fused load-break* oder *switch-fuse combination*) oder alternativ ein Leistungsschalter zum Einsatz. Die Bemessungsbetriebsspannung von Mittelspannungsschaltanlagen der Sekundärverteilung ist typischerweise maximal 24 kV und der Bemessungs-Betriebsstrom ist maximal 630 A.



Abbildung 9: Exemplarische Mittelspannungsschaltanlagen (Betriebsspannung: 24 kV)

Von links nach rechts: Luftisolierte Schaltanlage (AIS) für Primärverteilung, gasisolierte Schaltanlage (GIS) für Primärverteilung, gasisolierte Schaltanlage (GIS) für Sekundärverteilung (Ringkabel), Querschnitt einer gasisolierten Schaltanlage (GIS) für Primärverteilung (SF₆ Gasvolumen in Grün)

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

Komponenten von Schaltanlagen (Schaltgeräte):

Schaltanlagen bestehen aus verschiedenen Schaltgeräten, wobei die konkrete Zusammenstellung vom Anwendungsfall und spezifischen Anforderungen seitens des Anwenders abhängig ist. Zur Veranschaulichung der Schaltgeräte befinden sich entsprechende Abbildungen im Anhang 9.5. Die gelisteten Schaltgeräte gelten ebenso für die Hochspannung (Vgl. Kapitel 4.3.2)

- **Leistungsschalter** sind nicht nur in der Lage, Betriebsströme zu schalten, sondern auch Stromkreise, die Fehlerströme tragen (z.B. im Fall von Kurzschlüssen), zu trennen und ggf. zu schließen. *Einsatzgebiet: Primär- als auch in der Sekundärverteilung.* In der Sekundärverteilung (z.B. in RMUs) wird alternativ auch eine Lasttrennschalter-Sicherungskombinationen verwendet.
- **Lastschalter** dienen zum Ein- und Ausschalten von Betriebsmitteln und Anlageteilen unter normaler Last. Kurzschlussströme können im Gegensatz zum Leistungsschalter nicht unterbrochen werden.
- **Trennschalter** sollen nachgeschaltete Betriebsmittel freischalten, d.h. Betriebsmittel, die nicht mehr unter Spannung stehen, von den spannungsführenden Teilen trennen. So bilden sie eine sichtbare, verlässliche Trennstrecke zu den nachgeschalteten Betriebsmitteln. Dies dient vor allem der Sicherheit bei Service- und Reparaturarbeiten. Trennschalter werden ausschließlich im stromlosen Zustand betätigt. Bei einem Trennvorgang unter Last würde ein Trennschalter im Gegensatz zum Leistungsschalter zerstört werden.
- Ein **Lasttrennschalter** ist ein Schalter, der sowohl die Anforderungen an einen Lastschalter als auch die Anforderungen an einen Trennschalter erfüllt. *Einsatzgebiet: vor allem Sekundärverteilung, aber auch Primärverteilung.*
- **Lasttrennschalter-Sicherungskombinationen** werden alternativ zu (teureren) Leistungsschaltern verwendet, um Kurzschlussströme zu schalten. Im Normalbetrieb wird lediglich der Lasttrennschalter eingesetzt. Im Kurzschlussfall, erfolgt das Ausschalten des Lasttrennschalters infolge des Durchbrennens einer Sicherung durch einen mechanischen Auslösemechanismus. *Einsatzgebiet: Sekundärverteilung, z.B. im Transformatorfeld einer RMU.*

Tabelle 3 zeigt die typischerweise eingesetzten Schaltgeräte in Schaltanlagen der Primär- und Sekundärverteilung.

Tabelle 3: Einsatz von Schaltgeräten in Schaltanlagen der Mittelspannung

Komponente	Primär	Sekundär (RMU)
Leistungsschalter	immer	entweder oder
Lasttrennschalter-Sicherungskombinationen	selten	
Lasttrennschalter	selten	immer
Trennschalter	Immer	immer

Weitere Komponenten von Schaltanlagen

Neben den eigentlichen Schaltgeräten bestehen Schaltanlagen aus weiteren Komponenten. Die Zusammenstellung ist vom jeweiligen Anwendungsfall abhängig. Für die nachfolgenden vier Komponenten sind ausschließlich die Isoliereigenschaft und Wärmeabfuhr des verwendeten Isoliermediums von Bedeutung, da es hier zu keinen Schaltvorgängen kommt.

- **Sammelschienen** sind Anordnungen von Leitern, in Form von Schienen/Barren, an die Stromkreise angeschlossen werden können. Sammelschienen können gas-, feststoff- oder flüssig-isoliert sein.
- **Messwandler** sind Geräte zur Messung von Strom oder Spannung (Abbildung 10). Stromwandler messen Wechselströme, während Spannungswandler Wechselspannungen messen. Messwandler werden direkt in Schaltanlagen der Mittelspannung eingebaut (Primär- und Sekundärverteilung). In der Mittelspannung sind Messwandler vor allem feststoffisoliert (Gießharz, Epoxidharz). Der Verguss der Isolierung von Messwandlern erfolgt üblicherweise bei Unterdruck, um Lufteinschlüsse beziehungsweise Teilentladungen im Betrieb zu vermeiden (Teilentladungsproblematik, siehe Abschnitt 4.2). Spannungswandler sind im Vergleich zu Stromwandlern auf der Hochspannungsseite mit sehr dünnen Drähten gewickelt, wodurch das Isolationsmaterial um die Drähte höheren Feldbeanspruchungen ausgesetzt ist. Um Lufteinschlüsse in diesem kritischen Bereich zu vermeiden, erfolgt die Produktion von Spannungswandlern teilweise auch unter SF₆-Atmosphäre.
- **Durchführungen** sind Bauteile, welche einen Leiter durch eine Wand (z.B. Gebäudewand, geerdetes Gehäuse eines Transformators) führen und diesen von ihr elektrisch isolieren. In der Mittelspannung werden in der Regel Feststoffisolationen, z. B. Epoxidharze, verwendet.
- **Überspannungsableiter** kommen für den Schutz von elektrischen Geräten vor Überspannungen, hervorgerufen durch Blitzeinschlag oder interne Schaltvorgänge, zum Einsatz. In der Mittelspannung wird zumeist Zinkoxid als Füllstoff sowie glasfaserverstärkter Kunststoff und Silikon zur äußeren Isolation eingesetzt.

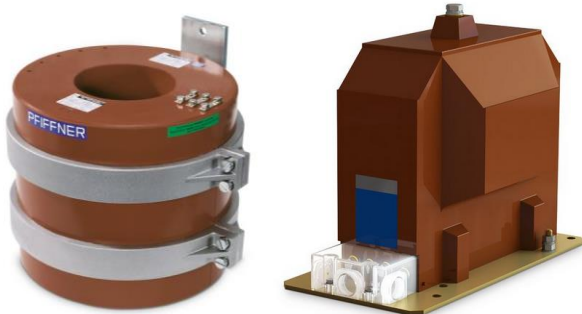


Abbildung 10 Stromwandler (links) und Spannungswandler (rechts) für die Mittelspannung

Quelle: [Piffner Messtechnik]

Schaltgeräte für Generatoren

Generatorleistungsschalter sind Schaltgeräte, die zwischen Generator und Transformator zu deren Schutz installiert sind (Abbildung 11). Die Funktionen des Generatorleistungsschalters sind das Zuschalten des Generators zum Netz (in Pumpspeicherkraftwerken auch umgekehrt das Zuschalten im Motorbetrieb) und das Unterbrechen von Betriebsströmen und Fehlerströmen. Die elektrischen Anforderungen an Generatorschalter sind aufgrund der sehr großen auftretenden Ströme nah am Generator weit höher als für Schalter im Netzeinsatz. Generatorleistungsschalter können als Gasschalter oder mit der Vakuumtechnologie ausgeführt sein. Die Druckluft-Technologie wurde bei Generatorleistungsschaltern weitgehend durch SF₆ und später Vakuum abgelöst.



Abbildung 11: Gasisolierter Generatorleistungsschalter (Alstom)

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

4.3.2 Betriebsmittel der Hochspannung

Schaltanlagen der Hochspannung (Abbildung 12 und Abbildung 13) umfassen alle Schaltanlagen mit einer Bemessungsspannung von > 52 kV. Sie befinden sich auf der Hochspannungsseite von Umspannwerken zwischen Mittelspannung und Hochspannung sowie zwischen Höchst- und Hochspannung. Außerdem befinden sie sich in Koppel-, Übergabe und Konverterstationen (siehe Abschnitt 4.4) in der Hoch- und Höchstspannung. Für Hochspannungsschaltanlagen unterscheiden sich die zwei Ausführungsarten AIS und GIS viel stärker in der Baugröße als im Mittelspannungsbereich (vgl. Abbildung 12, links und Abbildung 13).

Eine GIS kann aufgrund ihres geringen Platzbedarfs eine Installation in Ballungszentren ermöglichen. Darüber hinaus ist die Ausführung einer Schaltanlage als sogenannte Hybrid-Schaltanlage (Abbildung 12, rechts) möglich. Dies ist eine Kombination aus GIS und AIS, in der die luftisolierten Sammelschienen mit gasisolierten Komponenten verbunden sind. Hybrid-Schaltanlagen werden vor allem bei der Erweiterung von AIS eingesetzt, da Hybrid-Anlagen kleiner sind und die Installation wesentlich einfacher und schneller als bei AIS erfolgen kann, da die Komponenten (Leistungsschalter, Trennschalter, Erdungsschalter und Messwandler) bereits in der Fabrik zusammengebaut und getestet wurden. Eine luftisolierte Schaltanlage mit gasisolierendem Kesselleistungsschalter (siehe unten) ist eine Form einer Hybrid-Anlage und wird meistens als AIS bezeichnet.



Abbildung 12: Umspannwerk in der Hochspannung für ein Wasserkraftwerk
Links: vor Renovierung: Luftisolierte Schaltanlage (AIS). Rechts: nach Renovierung: Hybrid-Schaltanlage (ABB)
Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

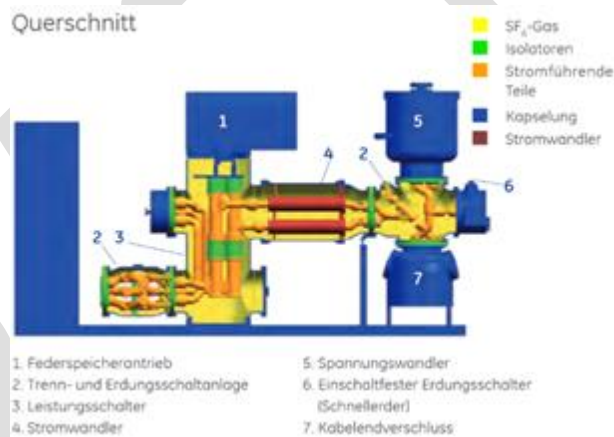


Abbildung 13: Links: 10-feldrige 110 kV gasisolierte Schaltanlage (GIS). Rechts: Querschnitt einer 72,5 kV gasisolier-
ten Schaltanlage (GIS) (GE)
Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

Komponenten von Schaltanlagen

Im Allgemeinen kommen die gleichen Komponenten wie bei Schaltanlagen in der Mittelspannung zum Einsatz (Abschnitt 4.3.1). Aufgrund der höheren Spannungsebene unterscheidet sich die spezifische Ausführung der Komponente aber hinsichtlich des verwendeten Schalt- und Isoliermediums. In GIS sind alle Komponenten gasisoliert (in einem geschlossenen Gasraum mit Überdruck), während in AIS einige Komponenten gas- und andere luftisoliert sein können (siehe Abbildung 6). Die nachfolgende Tabelle bietet eine Übersicht der möglichen gasisolierten Komponenten in Abhängigkeit der Ausführung der Schaltanlage.

Tabelle 4: Komponenten in gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und luftisolierten Schaltanlagen (AIS), welche SF₆ als Lösch- oder Isoliergas enthalten können. SF₆-Alternativen werden in Kapitel 6 angegeben

Quelle: eigene Darstellung

Komponente	Ausführung der Schaltanlage	
	GIS	AIS
Komponente ist gasisoliert		
Leistungsschalter und Durchführung	X	X
Lastschalter, Trennschalter, Lasttrennschalter, Erdungsschalter	X	
Messwandler	X	X
Überspannungsableiter	X	

Leistungsschalter übernehmen die Aufgabe, einen Betriebsstrom aber auch den auslegungsrelevanten Fehlerstrom (z.B. im Falle eines Kurzschlusses) schnell zu unterbrechen. Im Vergleich zur Mittelspannung müssen Leistungsschalter in der Hochspannung naturgemäß höhere Spannungen unterbrechen, dies macht Vakuumausführungen in der Regel schwieriger. Derzeit sind vor allem SF₆-Ausführungen im Einsatz. Seit einigen Jahren existieren auch Vakuum-Ausführungen bis 145 kV (Bemessungsgröße). In luftisolierten Hochspannungsanlagen werden zwei verschiedene Bauformen verwendet (Abbildung 14):

- *Schaltkammerleistungsschalter* (im Englischen ‚live tank‘): ein Leistungsschalter, in dem die Unterbrechereinheit in einem Gehäuse ist, das gegenüber dem Erdpotential isoliert ist.
- *Kesselleistungsschalter* (im Englischen ‚dead tank‘): ein Leistungsschalter, in dem die Unterbrechereinheit sich in einem geerdeten metallischen Gehäuse befindet. Daher kann ein Stromwandler direkt an der Durchführung montiert werden, wohingegen bei Schaltkammerleistungsschaltern ein Stromwandler (siehe Abbildung 15) separat montiert werden müsste. Dadurch sind Kesselleistungsschalter platzsparender. Jedoch benötigen Kesselleistungsschalter zur Isolierung der spannungsführenden Komponenten vom metallischen Gehäuse wesentlich größere Mengen an Isolationsgas. Außerdem sind am Gehäuse Durchführungen für den Hochspannungsanschluss nötig, die ebenfalls oft mit SF₆ gefüllt sind.



Abbildung 14: Links: Hochspannung SF₆ Live-Tank Leistungsschalter (72,5-170 kV, ABB), Rechts: Hochspannung Dead-Tank SF₆ Leistungsschalter (145 kV, Siemens).

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

Darüber hinaus sind weitere Komponenten zum Schalten und Trennen unter Normlast bzw. im strom- und spannungslosen Zustand in der Hochspannung im Einsatz. Diese umfassen **Trennschalter**, **Leistungsschalter mit Trennerfunktion**, und **Erdungsschalter**. Sie schalten oder trennen nachgeschaltete Betriebsmittel insbesondere bei Service und Reparaturarbeiten. Genaue Definitionen sind im Thesaurus (Anhang 9.1) zu finden. In der Hochspannung sind diese Komponenten luftisoliert (in AIS) oder im SF₆-Tank (in GIS) ausgeführt.

Messwandler werden zur Strommessung (Stromwandler), Spannungsmessung (Spannungswandler) und Strom- und Spannungsmessung (Kombiwandler) eingesetzt. In AIS werden für die unteren Spannungsniveaus der HS vor allem Öl-Papier und hin zu höheren Spannungen vermehrt SF₆ als Isoliermedium verwendet (Abbildung 15). Für Messwandler ist ausschließlich die Isoliereigenschaft und Wärmeabfuhr (nicht die Schalteigenschaften) des verwendeten Isoliermediums relevant.



Abbildung 15: Hochspannungsmesswandler

Links: Hochspannungsstromwandler in einer Umspannstation. Rechts: Hochspannungsspannungswandler (rot umrahmt) in einer gasisolierten Schaltanlage (Piffner Messwandler AG)

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

Auch **Durchführungen** werden in der Hochspannung teilweise gasisoliert ausgeführt, insbesondere ab einer bestimmten Baugröße (Abbildung 16). SF₆ als Isoliergas wird häufig auch in feststoffisolierten Durchführungen eingesetzt: der Spaltraum zwischen der Feststoffisolation und dem Flansch muss mit einer Zwischenisolation gefüllt werden, um Durchschläge und Teilentladungen zu vermeiden. Dazu kann ein mit SF₆ aufgeschäumter PU-Schaum (Polyurethan) verwendet werden. Ähnlich zu Messwandlern sind für Durchführungen lediglich Isoliereigenschaft und Wärmeabfuhr (nicht die Schalteigenschaften) des verwendeten Isoliermediums relevant.

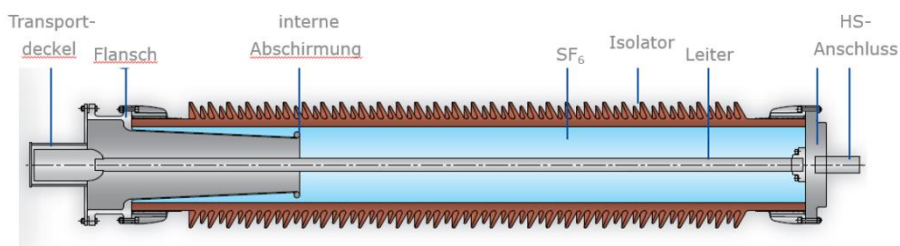


Abbildung 16: Querschnitt einer mit SF₆ gefüllten Durchführung (GE)

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

4.3.3 Weitere Betriebsmittel

Die weiteren Betriebsmittel in diesem Abschnitt bilden nicht den Schwerpunkt der Untersuchung. Sie sind in begrenzten Stückzahlen, nur in der Höchstspannung (> 110 kV) oder außerhalb von Europa verbaut. Bedeutung für diesen Bericht haben sie dennoch insofern, da stets Isoliergase, insbesondere SF₆, zum Einsatz kommen. Somit lassen sich ggf. Erkenntnisse im Zuge aktueller technologischer Entwicklungen bzw. bei der Markteinführung von Alternativgasen und dem Einsatz in der Hochspannung ableiten.

Gasisolierte Leitungen (GIL)

Eine gasisolierte Leitung (GIL, Abbildung 17) ist eine elektrische Höchstspannungsleitung, die aus einem Leiter besteht, der in einem Rohr zentriert ist, welches ein komprimiertes Isolationsgas (meist SF₆ oder SF₆/Stickstoff Mischungen mit einem SF₆-Anteil von ca. 20 %) enthält. In Umspannwerken dienen GILs (andere Bezeichnung: gasisolierte Sammelschienen) häufig dazu, den Transformator direkt mit einer GIS zu verbinden. Häufig werden GILs in diesem Anwendungsfall auch als gasisolierte Sammelschiene bezeichnet. In der Summe kann die Länge aller gasisolierten Sammelschienen in einem Umspannwerk mehrere Kilometer betragen.

Eine GIL hat gegenüber Kabeln oder Freileitungen gewisse Vorteile. Die Verlegung einer GIL kann sowohl ober- als auch unterirdisch erfolgen und benötigt im Vergleich zu Freileitungen weniger Platz, was den Einsatz etwa in Ballungszentren oder in unmittelbarer Flughafennähe sinnvoll macht. Eine GIL ermöglicht höhere Betriebsspannungen und Übertragungsleistungen und verursacht einen geringeren Blindleistungsbedarf als ein entsprechendes Höchstspannungskabel. Die Kosten einer GIL sind um ein Vielfaches höher als jene einer gleichwertigen Freileitung. Aufgrund der Akzeptanzproblematik von zusätzlichen Freileitungen erlangen GILs eine zunehmende Bedeutung als Alternative zu Übertragungsfreileitungen. Gegenwärtig sind GILs auch für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in der Entwicklung [Tenzer et al., 2015].

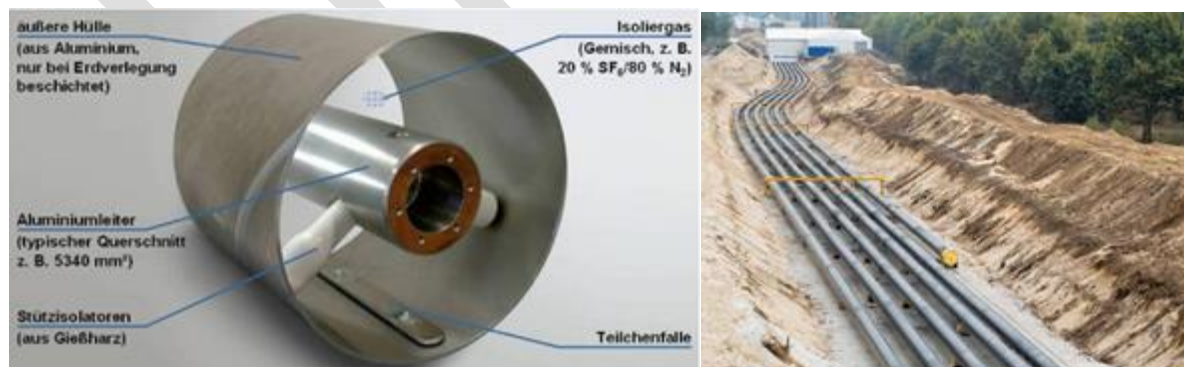


Abbildung 17: Gasisolierte Leitungen

Links: Aufbau einer gasisolierten Leitung (GIL). Rechts: Unterirdische Verlegung einer gasisolierten Leitung (GIL)

Quelle: Produktblätter (siehe Anhang)

Gasisolierte Transformatoren

Ein Transformator transformiert die Amplitude einer Spannung im Wechselstromsystem hin zu höheren oder niedrigeren Werten. Transformatoren kommen zwischen allen Spannungsebenen zum Einsatz (Nieder- bis Höchstspannung). In Europa sind vorwiegend ölisolierte Transformatoren im Einsatz. Gasisolierte Transformatoren werden praktisch nicht verwendet. Im Gegensatz zu ölisolierten Transformatoren ist die Brandgefahr bei gasisolierten Transformatoren reduziert und Ölauffangbecken sind nicht erforderlich. Im asiatischen Raum sind gasisolierte Transformatoren teilweise verbreitet, vereinzelte Installationen existieren auch in den USA.

4.4 Anwendungsspezifische Anforderungen an Schaltanlagen

Nachfolgend fassen wir die genannten Anwendungsfälle für die eingeführten Schaltanlagen und deren Komponenten in einer Übersicht zusammen. Dabei gehen wir auf anwendungsspezifische Anforderungen ein.

Grundsätzlich sind Schaltanlagen an verschiedenen Orten im Netz verbaut. Dabei gliedern wir deren Einsatz in drei Anwendungsgruppen:

- *Erzeugung*: Schaltanlagen zur Anbindung von Stromerzeugungsanlagen;
- *Öffentliches Netz*: Schaltanlagen an Netzknoten zur Verteilung innerhalb einer Netzebene oder der Umspannung zwischen zwei Netz-/Spannungsebenen;
- *Kundenanlagen*: Schaltanlagen zur Anbindung von Stromverbrauchern.

Die Mehrheit der Anlagen ist im öffentlichen Netz verbaut, dort befinden sie sich an Netzknoten zur Verteilung innerhalb einer Netzebene oder der Umspannung zwischen zwei Netz-/Spannungsebenen. Je nach Spannungsebene variieren die Aufgaben der Schaltanlagen, abhängig von Art und Ort der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Abbildung 18 und Tabelle 5 veranschaulichen die grundsätzlichen Einsatzbereiche im Stromsystem.

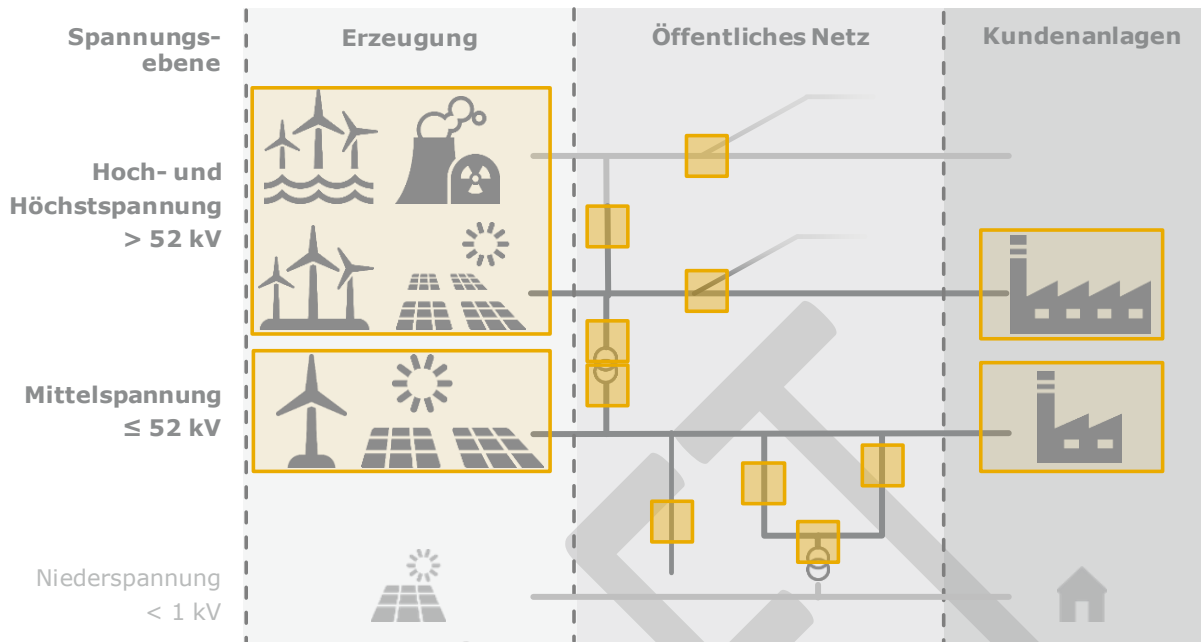


Abbildung 18: Übersicht über Anwendungsorte für Schaltanlagen, in denen potentiell SF₆ zum Einsatz kommt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 5: Einsatzbereiche von Schaltanlagen in der Hoch- und Mittelspannung. Eigene Darstellung.

Spannungsebene	Betriebsmittel	Einsatzbereich		
		Erzeugung	Öffentliches Netz	Kundenanlagen
Hoch- und Höchstspannung	Schaltanlagen	-	Umspannwerke	Industrielle Großverbraucher
Mittelspannung	Schaltanlagen primäre Verteilung	Übergabestation Wind-/ Solar-park	Umspannwerk	Industrienetze
	Schaltanlagen sekundäre Verteilung	Turmfuß	Ortsnetzstationen	Industrienetze
	Generatorschaltanlagen	Kraftwerksanbindung	-	-

Entsprechend der Auflistung ordnen wir die verschiedenen Einsatzbereiche und Spannungsebenen sechs wesentlichen Anwendungsfällen zu.

- 1. Ortsnetzstationen** (Schaltanlagen der sekundären Verteilung);
- 2. Schaltanlagen im Turmfuß von Windkraftanlagen On- und Offshore** (Schaltanlagen der sekundären Verteilung);

- 3. Umspannwerke oder Anbindung von Stromerzeugungsanlagen** (Schaltanlagen in der Primärverteilung);
- 4. Anbindung industrieller und gewerblicher Verbraucher;**
- 5. Anbindung von Generatoren in Kraftwerken** (Generatorleistungsschalter);
- 6. Umspannwerke und Schaltanlagen in der Hoch- und Höchstspannung.**

Die grundsätzlichen Anforderungen an Schaltanlagen in Umspannwerken (primär Anwendungsfall 3 und 6) haben wir ausführlich in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben. Darüber hinaus ergeben sich für einige Anwendungsfälle spezifische Anforderungen an Schaltanlagen. Diese werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Anwendungsfall 1: Ortsnetzstationen (Schaltanlagen der sekundären Verteilung)

Ortsnetzstationen verteilen die elektrische Energie auf der Mittelspannungsebene oder transformieren die Spannung zwischen der Mittel- und Niederspannung. In der Regel bestehen Ortsnetzstationen aus Komponenten der Primärtechnik (Transformator und Schaltanlage) und weiterer Sekundärtechnik (Mess- und Steuerungstechnik). Leistungsschalter sind in der Regel nicht verbaut, da Kurzschlussströme in Anlagen in der Primärverteilung geschaltet werden. Die häufigste Ausführung stellt die RMU dar. Aufgrund der hohen benötigten Anzahl an Ortsnetzstationen und ihrem Einsatz in Wohngebieten stellen Netzbetreiber, insbesondere in urbanen Regionen, hohe Anforderungen an kompakte Baugrößen, an geringe Kosten sowie an geringen Wartungsaufwand.

Anwendungsfall 2: Schaltanlagen im Turmfuß von Windkraftanlagen On- und Offshore

In der Vergangenheit wurden die Maschinentransformatoren und Schaltanlagen von Windkraftanlagen an Land neben dem Turm errichtet. Gegenwärtig befinden sich die Komponenten fast ausschließlich im Turmfuß. Wegen des begrenzten Raums erfordert der Einbau im Turmfuß eine sehr kompakte Bauweise. Meist werden hierfür gasisolierte Schaltanlagen der sekundären Verteilung (sowohl Stickleitungen mit zwei-, als auch Ringkabel mit drei Schaltfeldern) verwendet. Bestimmte Turmkonfigurationen (Betonhybriddürme) werden heute und zukünftig breiter gebaut als noch vor einigen Jahren. Damit sind die Platzbegrenzungen in diesen Turmfüßen weniger relevant. Die Abmessungen von Stahlrohrtürmen sind durch den Transport durch Brücken begrenzt. Hersteller von Windenergieanlagen kaufen und verbauen in der Regel Schaltanlagen, die serienmäßig für allgemeine Anwendungen gefertigt werden. Spezialanfertigungen gibt es praktisch nicht. Deshalb werden Produkte ausgewählt, die den Maximalanforderungen gerecht werden. Grundsätzlich besteht im Turmfuß die Möglichkeit, die Anlagenteile auf zwei Geschosse zu verteilen. Dies verursacht allerdings unvermeidlich zusätzliche Kosten.

In Schaltanlagen, die in Offshore-Windenergieanlagen verbaut werden, muss der Schutz gegen Umwelteinflüsse aufgrund der korrosiven und leitfähigen Umgebung sichergestellt werden. Auch starke Temperaturschwankungen dürfen einen zuverlässigen Betrieb nicht einschränken. Darüber hinaus ist Wartungsarmut ein entscheidendes Kriterium für den Einsatz in Offshore-Windenergieanlagen, da es nur wenig geschultes Wartungspersonal gibt und die Erreichbarkeit der Anlage einen kritischen Faktor darstellt.

Anwendungsfall 4: Anbindung industrieller und gewerblicher Verbraucher

Aus der Nähe der Schaltanlagen zu industriellen Prozessen und den daraus resultierenden Außenbedingungen (Verschmutzungsgrad, Temperaturen), der höheren Anzahl an Schalthandlungen und den gehobenen Sicherheitsanforderungen bezüglich Netzausfällen, ergeben sich verschärfte Anforderungen an die Langlebigkeit und Robustheit des Leistungsschalters und an die Verfügbarkeit und Betriebssicherheit der Anlage. Innerhalb von Industrienetzen finden insbesondere Schaltanlagen der primären Verteilung mit spezifischen Anforderungen an Bemessungsspannung und -strom Verwendung.

Anwendungsfall 5: Generatorleistungsschalter

Für den Generator von Kraftwerken sind zusätzlich sogenannte Generatorleistungsschalter verbaut. Diese werden zwar in der Mittelspannung betrieben, zeichnen sich aber durch sehr hohe Betriebsströme aus. Die Anforderung, sehr hohe Bemessungsströme von über 80 kA zu führen und zu schalten, stellt eine besondere Herausforderung an die Schaltanlage dar.

5 Abschätzung der Anlagenpopulation, Trends und Entwicklungen

Im folgenden Abschnitt ordnen wir den Einsatz und die Emissionen von SF₆ in der elektrischen Energieversorgung Deutschlands in den Kontext der weltweiten Klimarelevanz von SF₆ ein. Dabei stellen wir auch im Vergleich zu anderen Regionen dar, wieviel SF₆ in den verschiedenen Anwendungsfällen der elektrischen Energieversorgung eingesetzt und emittiert wird.

Der Fokus der Analyse liegt auf Schaltanlagen in der Mittel- und Hochspannung. Sonstige Betriebsmittel wie gasisolierte Leitungen, Messwandler und Durchführungen finden im Text qualitative Erwähnung.

5.1 Abschätzung des Betriebsmittelbestands in der Mittel- und Hochspannung

Die Anlagenpopulation von Schaltanlagen in Deutschland gliedert sich in Schaltanlagen für das öffentliche Netz, Schaltanlagen zur Anbindung von Erzeugung sowie Schaltanlagen in Kundenanlagen, vornehmlich in der Industrie. Ein vollständiges Anlagenregister für Schaltanlagen und weitere Komponenten mit SF₆ in Deutschland gibt es derzeit nicht.³ Für das öffentliche Netz und Erzeugungsanlagen gibt es in Deutschland aber verlässliche Abschätzungen zur Anzahl der Umspannwerke, Ortsnetzstationen und Erzeugungsanlagen, woraus sich die Population der Schaltanlagen abschätzen lässt. Die Verteilung des Betriebsmittelbestands in der Industrie wurde über Expertenbefragungen abgeschätzt. Eine verlässliche quantitative Abschätzung der Anzahl der eingesetzten weiteren Betriebsmittel, wie Messwandler oder Durchführungen, ist mit den derzeit öffentlich verfügbaren Informationen nicht möglich.

Abschätzung der Population der Schaltanlagen

Tabelle 6 zeigt die Abschätzung der Verteilung der Anlagenpopulation in Deutschland über die verschiedenen Spannungsebenen sowie eine Zuordnung der Schaltanlagen zu den Anwendungsgruppen. Die Werte der Verteilung basieren auf Herstellerangaben und Marktstudien und geben gewichtete Mittelwerte wieder. Die Zahlen und getroffenen Annahmen haben wir im Rahmen der Interviews und Fachgespräche mit den Anwendern und Herstellern validiert.

³ Das Monitoring der SF₆-Mengen und Emissionen wird auf Basis von Hochrechnungen und aggregierten Herstellerangaben erstellt. Da die anfallenden Gasmengen pro Betriebsmittel stark von der Technologie, dem Hersteller oder dem Inbetriebnahmejahr abhängig sind, ist eine valide Abschätzung der Anlagenpopulation auf Basis der aggregierten Mengenangaben nicht möglich. Vergleich Abschnitt 0.

Tabelle 6: Abschätzung der Verteilung des Anlagenbestands von Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannung in Deutschland nach Anwendungsgruppen, Bestand Ende 2015

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Experteninterviews und [ABB et al., 2003; E-Bridge et al., 2014; Market-sandMarkets, 2016; Neumann et al., 2004]

Spannungsebene	Betriebsmittel	Abschätzung des Anteils der Schaltanlagen im Bereich		
		Erzeugung	öffentliches Netz	Verbrauch / Industrienetze
Mittelspannung	Schaltanlagen primäre Verteilung	10 %	45 %	45 %
	Schaltanlagen sekundäre Verteilung	5 %	60 %	35 %
	Generatorleistungsschalter	100 %	-	-
Hochspannung	Schaltanlagen	-	95 %	5 %

In Deutschland sind derzeit etwa 4.500 Schaltanlagen in der Hochspannung (110 kV-Ebene) und etwa 800 Schaltanlagen in der Höchstspannung (> 110 kV-Ebene) des öffentlichen Netzes installiert [E-Bridge et al., 2014]. Nur wenige Verbraucher verfügen über eigene Schaltanlagen in der Hochspannung. Deren Anteil am Gesamtbestand in der Hochspannung liegt bei rund 5 %.

Von einem Umspannwerk in der Hochspannung gehen durchschnittlich acht Mittelspannungsringe ab. Diese Mittelspannungsabgänge verfügen in der Regel über eine Mittelspannungsschaltanlage der primären Verteilung. Insgesamt schätzen wir die Anlagenanzahl in der primären Verteilung im öffentlichen Netz auf mehr als 36.000 Anlagen. Hinzu kommen knapp 9.000 Anlagen zur Anbindung von Wind- und Solarparks [E-Bridge et al., 2014], [BWE, 2015]. In Industrienetzen liegt die Anzahl der installierten Schaltanlagen der primären Verteilung nach Aussagen der Hersteller in der Größenordnung wie im Bereich der öffentlichen Netze.

Die Mittelspannungsnetze sind in den meisten Fällen als Ringnetze ausgeführt. An einem solchen Mittelspannungsring befinden sich durchschnittlich 14 Ortsnetztransformatoren. Diese Anzahl schwankt signifikant zwischen urbanen und ländlichen Regionen. Insgesamt sind in Deutschland im öffentlichen Netz etwa 500.000 Schaltanlagen der sekundären Verteilung verbaut. Ein Großteil dieser Schaltanlagen (mehr als 90 %) sind RMUs. Die Hauptabnehmer für Schaltanlagen der sekundären Verteilung sind Netzbetreiber [E-Bridge et al., 2014]. Nach Abschätzung der Hersteller stellen auch die Industrie und das Großgewerbe einen signifikanten Abnehmermarkt von Schaltanlagen in der sekundären Verteilung dar. Im Bereich der Erzeugung werden Schaltanlagen der sekundären Verteilung in oder neben Turmfüßen von Windenergieanlagen (Onshore: etwa 26.000 Stück, Offshore: 1.000 Stück) oder zur Anbindung von Solarparks (rund 40.000 Stück) verbaut [BWE, 2015; PV Datenbank Ecofys 2016].

Die Gesamtanzahl der Generatorleistungsschalter schätzen die Hersteller mit rund 2.000 Stück ab.

In der Summe beläuft sich die Abschätzung der Bestandspopulation auf

- bis zu **80.000 Schaltanlagen in der primären Verteilung** der Mittelspannung,
- bis zu **900.000 Schaltanlagen in der sekundären Verteilung** der Mittelspannung und
- bis zu **5.000 Schaltanlagen in der Hochspannung**.

Abschätzung der Population der Schaltgeräte

Der Bestand an Schaltgeräten (Leistungsschalter und Lasttrennschalter) kann über die Anzahl der Schaltanlagen abgeschätzt werden. In der Hochspannung wird in der Regel je Abgang eine Schaltanlage mit jeweils einem Leistungsschalter eingesetzt. Somit sind in der Hochspannung etwa 5.000 Leistungsschalter verbaut. Auch in der primären Verteilung der Mittelspannung kommt auf ein Schaltfeld jeweils ein Leistungsschalter. In der sekundären Verteilung hingegen kommt ein Leistungsschalter nur aufgrund spezifischer Kundenwünsche zum Einsatz. Der Anteil der Leistungsschalter in der sekundären Verteilung liegt bei weniger als 10 %. Somit gibt es in Deutschland einen Bestand an Leistungsschaltern in der primären und sekundären Verteilung von etwa 100.000 Stück. Lasttrennschalter stellen die Hauptkomponente in der sekundären Verteilung dar. In der häufigsten Konfiguration als RMU wird je Ringkabelausgang bzw. -eingang ein Lasttrennschalter verwendet. Für das Schaltfeld zum Transformatorabgang wird in den meisten Fällen ein Lasttrennschalter mit Sicherung eingesetzt. Der Transformatorabgang kann in seltenen Fällen allerdings auch als Leistungsschalter ausgeführt sein. Mit der Annahme von ein bis drei Lasttrennschalter je Schaltanlage der sekundären Verteilung und einer signifikanten Häufung von RMUs mit drei Lasttrennschaltern kann die Größenordnung der Anzahl an Lasttrennschaltern mit rund 1 bis 3 Millionen Stück geschätzt werden.

Abschätzung der Population weiterer Betriebsmittel

Neben den Schaltanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen nehmen auch gasisolierte Leitungen eine relevante Position im Betriebsmittelbestand ein. Diese sind lediglich in der Höchstspannung verbaut. Nach einer Studie des VDE [Schöffner et al., 2006; Baer et al., 2002] wurden zwischen 1975 und 2002 50 km gasisolierte Leitungen in Deutschland verbaut. Die Studie differenziert allerdings nicht zwischen gasisolierten Kraftwerksausleitungen und gasisolierten Leitungen im öffentlichen Netz. Seitdem sind einige wenige relevante Großprojekte hinzugekommen. Beispiele sind die 5.400 m GIL am Frankfurter Flughafen und 2.610 m GIL durch die Stadtwerke München.

Eine belastbare quantitative Abschätzung der Anzahl der eingesetzten weiteren Betriebsmittel, wie Messwandler oder Durchführungen, ist mit den derzeit öffentlich verfügbaren Informationen nicht möglich.

Trends und Entwicklung des Betriebsmittelbestands

Der beschriebene Betriebsmittelbestand stellt das Bild zum heutigen Zeitpunkt dar. Darüber hinaus wurden in Experteninterviews Trends identifiziert, welche die Entwicklung des Anlagenbestands in Zukunft prägen werden.

Im Allgemeinen wird der Netzausbau vor allem die Mittelspannung betreffen [Büchner et al., 2014; Agricola et al., 2012]. Die identifizierten Treiber umfassen:

- Smart Grids bzw. IKT-Penetration im Verteilnetz,
- Elektromobilität,
- Landstromversorgung von Schiffen,
- Zubau von Windenergie (On- und Offshore).

Nach Expertenmeinungen werden durch den Einsatz intelligenter Systeme wie Smart Meter kein Zuwachs im Bereich Schaltanlagen erwartet. Jedoch werden Anpassungen der Schaltanlagen hin zu automatisierten, kontrollierbaren Einheiten notwendig werden.

Infolge der Entwicklung der Elektromobilität wird die Notwendigkeit von Netzverstärkungen erwartet. Auch der Trend der Landstromversorgung von Schiffen erfordert Netzverstärkung und damit teilweise Schaltanlagen mit höheren Bemessungsspannungen und -strömen.

Mit dem Ausbau der Windenergie in Deutschland durch sowohl Onshore- als auch Offshore-Windenergieanlagen wird der Einsatz von Schaltanlagen weiter steigen. Allerdings erwarten die Hersteller keine drastischen Steigerungen. In Schaltanlagen der sekundären Verteilung zum Einsatz im Turmfuß wird momentan ausschließlich SF₆ verwendet, da die Baugröße hier das ausschlaggebende Kriterium ist. Allerdings haben Alternativen im Bereich Offshore-Windenergie einen großen Vorteil. Die Wartung auf See ist eine große Herausforderung, da sowohl Wartungspersonal als auch Wartungsschiffe u.U. nur mit längerer Wartezeit zu beschaffen sind. Entstehen Leckagen bei Schaltanlagen auf See, tritt das SF₆-Gas über einen längeren Zeitraum ungestört aus. Bei umweltverträglichen Gasen wäre dies kein Problem.

Der Ausbau von Windenergieanlagen auf Land und auf See hat auch für den Netzausbau der Hochspannung Folgen. Die Anbindung an das öffentliche Netz erfordert einige zusätzliche Schaltanlagen. Die Auswirkungen sind hier allerdings geringer.

5.2 Abschätzung des anteiligen Einsatzes von SF₆ als Isolier- und Schaltmedium im Anlagenbestand

Nicht alle Schaltanlagen und deren Komponenten im Betriebsmittelbestand verwenden SF₆ als Isolier- oder Schaltmedium. Die folgenden Angaben beruhen auf Marktabschätzungen durch Hersteller und Netzbetreiber sowie Marktstudien.

Tabelle 7 stellt dar, wieviel Prozent der Schaltanlagen im Anlagenbestand SF₆ als Isoliermedium verwenden.

Tabelle 7: Anteil der Betriebsmittel und Komponenten, die SF₆ als Isoliermedium verwenden. Anlagenbestand in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Experteninterviews und [Balzer et al., 2004; MarketsandMarkets, 2016]

Spannungsebene	Schaltanlagen	Anteil SF ₆ als Isoliermedium
Mittelspannung	Schaltanlage primäre Verteilung	40 %
	Schaltanlage sekundäre Verteilung	80 %
	Generatorleistungsschalteranlage	60 %
Hochspannung	Schaltanlage	30 %

Für Mittelspannungsschaltanlagen der sekundären Verteilung ist der Anteil von SF₆ als Isoliermedium aufgrund der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Vorteile (z.B. geringer Platzbedarf, Wartungsarmut, Schutz vor äußeren Einflüssen, Kosten) besonders hoch.

In der primären Verteilungsebene ist häufiger eine individuelle Anfertigung bezüglich des Bemessungsstroms und der Anzahl der Schaltfelder notwendig. Des Weiteren ist der Platzbedarf in Umspannwerken in ländlichen Regionen kein kritisches Entscheidungskriterium. Auch aus historischen Gründen sind Mittelspannungsschaltanlagen der primären Verteilung häufig luftisoliert.

Der Anteil von Generatorleistungsschaltanlagen, die SF₆ als Schaltmedium verwenden, ist von der Größe des maximal auftretenden Fehlerstromes abhängig. Für Ströme bis zu 50 kA ist die Vakuumtechnologie Stand der Technik. Bei Schaltanlagen, die Fehlerströme bis zu 80 kA schalten können, ist das Verhältnis zwischen SF₆ und Vakuumtechnologie in etwa ausgeglichen. Ab 80 kA wird fast ausschließlich SF₆ verwendet. Bisher bietet nur ein Hersteller Vakuumschaltröhren für Generatorleistungsschalter mit möglichen Ausschaltströmen von bis zu 90 kA an.

Schaltanlagen der Hochspannung sind meist Freiluftschaltanlagen. Lediglich im innerstädtischen Bereich oder in Gebieten mit restriktiven Platzanforderungen haben sich gasisolierte Schaltanlagen durchgesetzt.

Leistungsschalter in der Mittelspannung werden sowohl als Vakuumschaltröhren als auch mit SF₆ als Schaltmedium ausgeführt, wobei der Trend hin zur Vakuumtechnologie geht. Öl- und ölarme Leistungsschalter wurden in der Mittelspannung fast vollständig ersetzt [Leonhardt et al., 2000]. Lasttrennschalter sind in gasisolierten Schaltanlagen der Mittelspannung fast ausschließlich mit SF₆ als Schaltmedium ausgeführt und mit im Gastank verbaut. In der Mittelspannung entspricht somit der Anteil der SF₆-Lasttrennschalter mindestens dem Anteil der gasisolierten Schaltanlagen.

Auch in der Hochspannung sind die Schaltgeräte gasisolierter Schaltanlagen als SF₆-Schalter ausgeführt. Bei Freiluftanlagen kommen größtenteils SF₆-Live-Tank-Leistungsschalter zum Einsatz (Vgl. Kapitel 4.3.2). Aus historischen Gründen sind allerdings auch weiterhin Ölleistungsschalter in Freiluftanlagen der Hochspannung verbaut [Balzer et al., 2004]. Vakuumleistungsschalter sind erst kürzlich für die Hochspannung weiterentwickelt worden. Insgesamt gehen wir davon aus, dass 75 % der Leis-

tungsschalter in Freiluftanlagen SF₆-Live-Tank-Produkte sind. Die restlichen 25 % sind Ölleistungsschalter. Das ergibt für den Gesamtbestand von Hochspannungsleistungsschaltern in AIS und GIS für 85 % der Anlagen SF₆ als Schaltmedium.

Messwandler in GIS sind ebenfalls SF₆-isoliert. In Freiluftanlagen wird in Deutschland meist Öl-Papier als Isoliermedium verwendet. Nur in Ausnahmefällen kommt SF₆ in Messwandlern für das 110 kV-Netz zum Einsatz.

Tabelle 8 gibt einen Überblick über die Anteile von Schaltgeräten, die SF₆ als Schaltmedium verwenden.

Tabelle 8: Anteil der Komponenten von Schaltanlagen, die SF₆ als Schalt- und Isoliermedium verwenden. Anlagenbestand in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Experteninterviews und [Balzer et al., 2004; MarketsandMarkets, 2016]

Spannungsebene	Komponenten von Schaltanlagen	Anteil Komponenten mit SF ₆ Ausführung
Mittelspannung	Leistungsschalter	30 %
	Lasttrennschalter	40 %
Hochspannung	Leistungsschalter	85 %
	Trennschalter	30 %
	Messwandler	35 %

5.3 Abschätzung der installierten SF₆-Mengen und Emissionen

Abschätzung der installierten SF₆-Mengen in Deutschland

Über die zuvor erfasste Anlagenpopulation und die SF₆-Menge je Betriebsmittel ist es möglich, Richtwerte für die insgesamt in Deutschland installierte SF₆-Menge abzuleiten. Die gesamte SF₆-Menge, die in Deutschland in Schaltanlagen installiert ist, wird über einen modellbasierten Ansatz vom Hersteller- und Betreibermonitoring erfasst. Die Ergebnisse dieser Abfrage sind in Tabelle 10 dargestellt.

Gewichtete SF₆-Menge je Betriebsmittel

Tabelle 9 zeigt Richtwerte für in elektrischen Betriebsmitteln zum Einsatz kommende SF₆-Mengen. Es wird deutlich, dass in der Mittelspannung geringe Mengen an SF₆ je Betriebsmittel zum Einsatz kommen. Aufgrund des hohen Gesamtbestands an Schaltanlagen, die SF₆ als Isoliermedium verwenden, ist die installierte SF₆-Menge in der deutschen Mittelspannung jedoch sehr hoch. Die verwendete SF₆-Menge hängt von dem Behälterdesign, der Isolierung der Sammelschienen (SF₆ oder Feststoff) und

Bemessungsspannung sowie dem Bemessungsstrom ab. Der für Schaltanlagen der sekundären Verteilung angegebene Wert bezieht sich auf ein Schaltfeld. Da in RMUs drei Felder zum Einsatz kommen, muss für die gesamte Schaltanlage der Einsatz von SF₆ verdreifacht werden. Die Schaltgeräte der Mittelspannung sind meist direkt im SF₆-Tank verbaut und sind deshalb in der Tabelle nicht separat gelistet. Es gibt einige wenige Fälle, in denen der Leistungsschalter mit SF₆ als Schaltmedium ausgeführt ist, als Isoliermedium hingegen ein Feststoff oder Luft verwendet wird. In diesen Ausnahmen wird etwa 0,3 kg SF₆ je Leistungsschalter eingesetzt.

Die spezifischen SF₆-Mengen, die in Betriebsmitteln der Hochspannung eingesetzt werden, übersteigen die Mengen gleichartiger Betriebsmittel der Mittelspannung um ein Vielfaches. Aufgrund des geringeren Anlagenbestands ist die Gesamtmenge an SF₆ in der Hochspannung jedoch etwas geringer als die Gesamtmenge in der Mittelspannung. In gasisolierten Schaltanlagen wird je nach Konfiguration zwischen 90 und 170 kg SF₆ je Schaltfeld verwendet. Die verwendete SF₆-Menge in Hochspannungsleistungsschaltern von Freiluftanlagen hängt von der verwendeten Technik ab. Dead-Tank-Leistungsschalter benötigen aufgrund der zusätzlichen Erdung ein Vielfaches an SF₆ im Vergleich zu Live-Tank-Leistungsschaltern. In Deutschland werden jedoch fast ausschließlich Live-Tank-Leistungsschalter eingesetzt, die etwa 7 bis 9 kg SF₆ verwenden.

Gasisolierte Leitungen in der Höchstspannung verwenden in der heute üblichen Ausführung von 20 % SF₆ und 80 % N₂ als Isoliergasgemisch zwischen 1,3 und 1,8 kg SF₆ je Meter und Phase. Wird reines SF₆ als Isoliermedium eingesetzt, sind bis zu 10 kg SF₆ je Meter und Phase installiert.

Tabelle 9: Über die Spannungsebene gemittelte SF₆-Menge je Betriebsmittel

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern, Experteninterviews und [Koch, 2003; Widger, 2014]

Betriebsmittel und Komponenten	Schaltanlagen und Komponenten	SF ₆ -Menge je Betriebsmittel (gemittelt) In kg
Betriebsmittel der Mittelspannung	Schaltanlage primäre Verteilung	2,5 - 3,5
	Schaltanlage sekundäre Verteilung	0,7 - 2,5 ⁴
	Generatorleistungs schalteranlage	4 - 6
Betriebsmittel der Hochspannung	Schaltanlage	90 - 170
Komponenten von Schaltanlagen der Hochspannung	Leistungsschalter	Dead-tank: 25 - 40 Live-tank: 7 - 9
	Messwandler	35 - 50

SF₆-Mengen im Betriebsmittelbestand

Die Werte, die der ZVEI und FNN im Rahmen der freiwilligen Selbstverpflichtung der Industrie über einen modellbasierten Ansatz erheben, zeigen ein ähnliches Bild bezüglich der SF₆-Gesamtmengen im Betriebsmittelbestand. Trotz der geringen spezifischen SF₆-Mengen je Betriebsmittel in der Mittelspannung liegen hier die höchsten Gesamtmengen vor. Tabelle 10 zeigt die von den Verbänden ZVEI und FNN gemeldete SF₆-Mengen im 2016 aufgenommenen Bestand.

⁴ Diese Angabe gilt je Schaltfeld. In RMUs gibt es drei Schaltfelder (Vgl. Kapitel 0). Dementsprechend kommen in RMUs durchschnittlich 3 x 0,7 kg SF₆ zum Einsatz.

Tabelle 10: Von den Verbänden ZVEI und FNN gemeldete SF₆-Mengen im Bestand

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [FNN, 2016]

Betriebsmittel und Komponenten	SF ₆ -Mengen im Bestand (ZVEI/FNN/VIK) In kg
Betriebsmittel der Mittelspannung	1.144.000
Gasisolierte Schaltanlagen Hochspannung (≥ 52 kV) (einschließlich darin enthaltener Leistungsschalter und Wandler)	836.000
Leistungsschalter Hochspannung (> 52 kV)	306.000
Messwandler Hochspannung (> 52 kV)	240.000

Abschätzung der Emissionen in Deutschland

Um die Klimarelevanz von elektrischen Betriebsmitteln in den Gesamtkontext einzuordnen, ist die reine Betrachtung der installierten SF₆-Mengen nicht ausreichend. Entscheidend ist der Anteil des vorhandenen SF₆, welches während der gesamten Produktlebensdauer (Herstellung, laufender Betrieb und Entsorgung) in die Atmosphäre freigesetzt wird. Abbildung 19 gibt einen Überblick der Emissionen in der Herstellung und im laufenden Betrieb für das Jahr 2015 [UBA, 2016]. Die Emissionen aus der Entsorgung sind mit rund 0,2 t im Jahr 2015 zu vernachlässigen. Die in Abbildung 19 und Abbildung 20 sowie in den folgenden Absätzen dargestellten Emissionen nehmen eine Analyse der durch den ZVEI und den FNN an das Umweltbundesamt berichteten Werte vor.

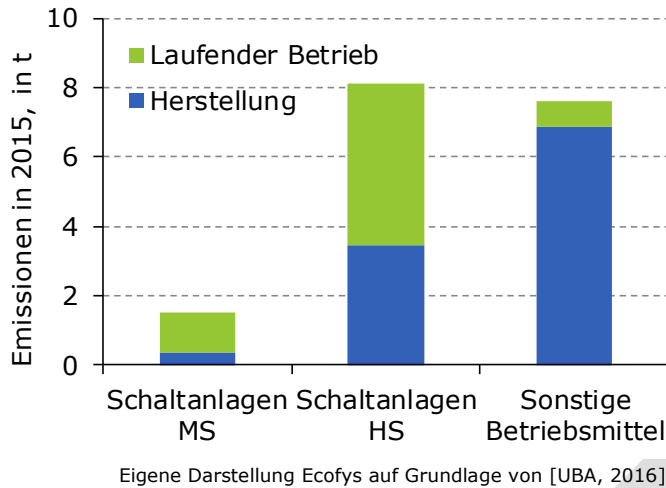


Abbildung 19: SF₆-Emissionen während der Herstellung und im laufenden Betrieb, Emissionen in der Entsorgung sind zu vernachlässigen (2015).

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [UBA, 2016].

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Bestandsemissionen in der Hochspannung (> 52 kV) sowie die Emissionen während der Herstellung die höchsten Werte aufweisen. Die Emissionen während der Außerbetriebnahme sind bisher in allen Anwendungen trotz des hohen Emissionsfaktors sehr gering. Dies ist darauf zurück zu führen, dass bisher noch nicht viele gasisolierte Schaltanlagen ihr Lebensende erreicht haben. In Zukunft ist ein Anstieg der Emissionen in dieser Kategorie zu erwarten.

Die hohen gemeldeten Emissionen in der Herstellung sonstiger Betriebsmittel sind vermutlich insbesondere auf den Einsatz von SF₆ in der Produktion von Messwandlern und Durchführungen zurückzuführen. Eine genaue Analyse und Validierung der gemeldeten Zahlen erfolgt derzeit durch die Verbände und den Arbeitskreis SF₆.

Die Bestandsemissionen der Hochspannung übersteigen die Emissionen der Mittelspannung um ein Vielfaches, obwohl in der Mittelspannung mehr SF₆ installiert ist. Der Emissionsfaktor ist höher, da in der Hochspannung höhere Drücke verwendet werden (6 bar anstatt 1,3 bar in der Mittelspannung), die Gesamtabmessungen größer sind und weil HS-GIS meist closed pressure systems während MS-GIS meist sealed pressure systems sind (siehe Abschnitte 4.2 und 3). In der Mittelspannung wird während der Betriebsdauer in der Regel kein Gas nachgefüllt [SOLVAY et al., 2005].

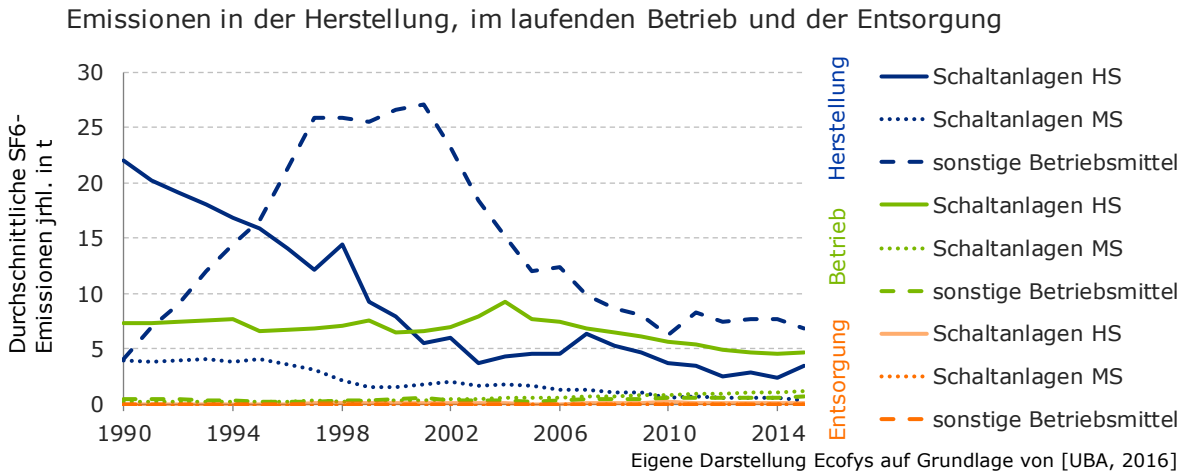


Abbildung 20: SF₆-Produktions-, Betriebs- und Außerbetriebnahmeemissionen in Tonnen für Schaltanlagen in der Mittel- und Hochspannung sowie für sonstige Betriebsmittel

In den letzten Jahren konnten Hersteller aufgrund von der technischen Weiterentwicklung der Herstellungsprozesse und des Anlagendesigns die Gesamtemissionen in der Energieversorgung stark verringern. Abbildung 20 zeigt, dass der Rückgang der Emissionen insbesondere auf die Verbesserungen in den Produktionsprozessen zurückzuführen ist. Verbesserungen im Hochspannungsbestand haben ebenfalls zu Reduktionen geführt. Die Bestandsemissionen der Schaltanlagen in der Mittelspannung sowie für sonstige Betriebsmittel sind steigend.

5.4 Einordnung der Anlagenpopulation und Emissionen in den internationalen Kontext

Die vorangegangenen Abschnitte betrachten den Betriebsmittelbestand, den Einsatz von SF₆ und die Emissionen in der elektrischen Energieversorgung in Deutschland. Im europäischen und weltweiten Vergleich gibt es erwähnenswerte Unterschiede, von denen exemplarisch einige hier aufgeführt werden.

Betriebsmittelbestand und Isoliermedien

Im Bereich der Mittelspannung werden in Deutschland fast ausschließlich 12 kV- und 24 kV-Anlagen (Bemessungsspannung) eingesetzt. In Österreich, Spanien und Großbritannien sind viele 36 kV-Schaltanlagen (Bemessungsspannung) im Einsatz. Für Windkraftanlagen neuerer Generation und Windparks findet, getrieben durch die steigende Anlagenleistung, auch in Deutschland zunehmend ein Wechsel von 24 kV-Schaltanlagen auf 36 kV-Schaltanlagen statt. Während Feststoffisolation in Mittelspannungsschaltanlagen in Deutschland wenig verwendet wird, ist der Anteil in Polen und anderen osteuropäischen Ländern höher.

In der Hochspannung wird in Deutschland für Messwandler fast ausschließlich Öl-Papier als Isoliermedium für Messwandler in Freiluftanlagen verwendet. In Osteuropa ist in dieser Anwendung SF₆ weit verbreitet.

Emissionsraten des Bestands

In der Literatur werden häufig Emissionsraten des Anlagenbestands als ländervergleichende Metrik verwendet. Diese werden üblicherweise als Prozent je Jahr der in den installierten Schaltanlagen vorhandenen SF₆-Menge angegeben. Dabei ist nicht sicher, ob in den verschiedenen Studien dieselbe Bezugsbasis verwendet wird. Trotzdem können sie als Richtwerte aufgefasst werden. Dabei gelten Japan und die Schweiz weltweit als Benchmark bezüglich geringer Emissionswerte mit 0,12 % in der Schweiz [SwissMem, 2016] und 0,14 % in Japan [Saida, 2014] für die gesamte Energieversorgung (Mittel über HS und MS). Der europaweite Durchschnitt wird von Herstellern auf 2,5 % in der HS sowie von 0,7 % in der MS geschätzt. Der IPCC rechnet mit ähnlichen Werten. Im Jahr 2006 werden 2,6 % in der Hochspannung und 0,2 % in der Mittelspannung angenommen [IPCC, 2006].

Emissionen während des Gesamtlebenszyklus von elektrischen Betriebsmitteln nach IPCC

Das IPCC veröffentlicht jährlich die von den nationalen Behörden gemeldeten Emissionsdaten über Herstellung, Bestand, Entsorgung und Wiedergewinnung. Diese werden in Abbildung 21 im europäischen Kontext (sowie Türkei) verglichen. Es wird deutlich, dass die Emissionen in den Ländern Europas mit den höchsten Emissionen sowie in der gesamten EU zurückgehen. Dagegen steigen die Gesamtemissionen elektrischer Betriebsmittel in der Türkei, seitdem sie seit 1995 von der UNFCCC erfasst werden, stark an. Ein Grund könnte die Verlagerung von Produktionskapazitäten europäischer Hersteller in die Türkei sein. Weiterhin sind die Annahmen und die Methodik des Monitorings der einzelnen Länder schwer vergleichbar.

Abbildung 22 stellt den Rückgang der Emissionen in den USA, Japan und der EU dar. Trotz signifikanter Einsparungen, insbesondere im Betrieb der Anlagen, liegen die Emissionen in den USA noch über den Emissionen Europas. Emissionsraten in den meisten asiatischen Ländern sind unbekannt. Nach Herstellermeinungen sind diese allerdings für etwa 40 % der weltweiten Emissionen verantwortlich (Vgl. auch [Fang et al., 2013a; Fang et al., 2013b]).

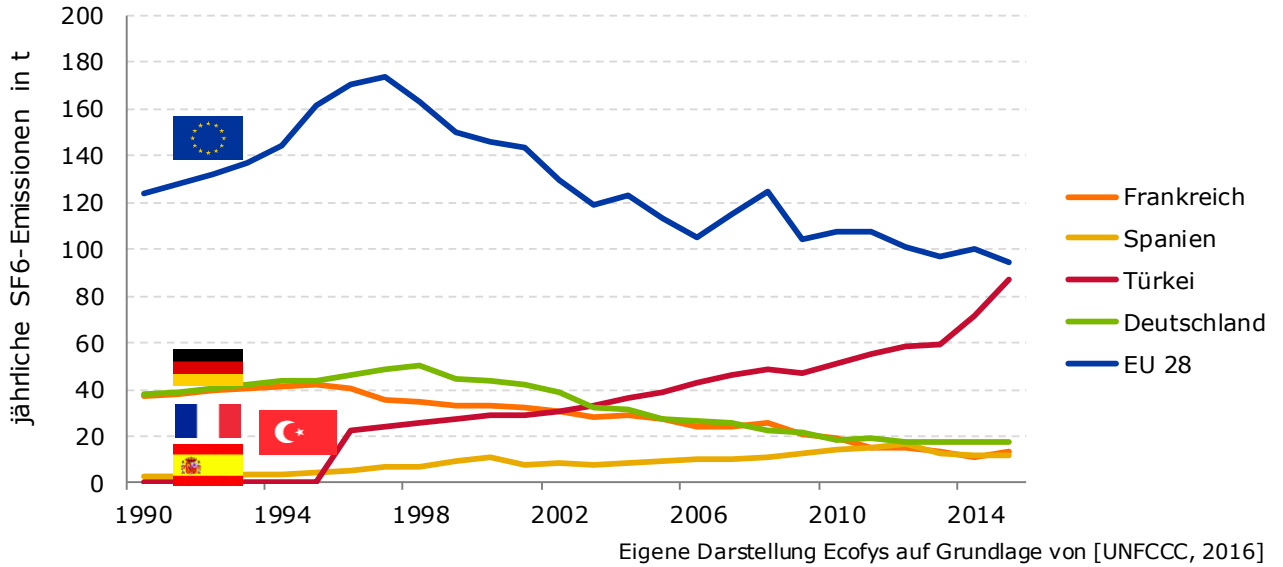


Abbildung 21: Entwicklung der SF₆-Emissionen der Elektroindustrie (2.F.8) drei europäischer Herstellerländer sowie der Europäischen Union gesamt im Vergleich mit den Emissionen der Türkei.

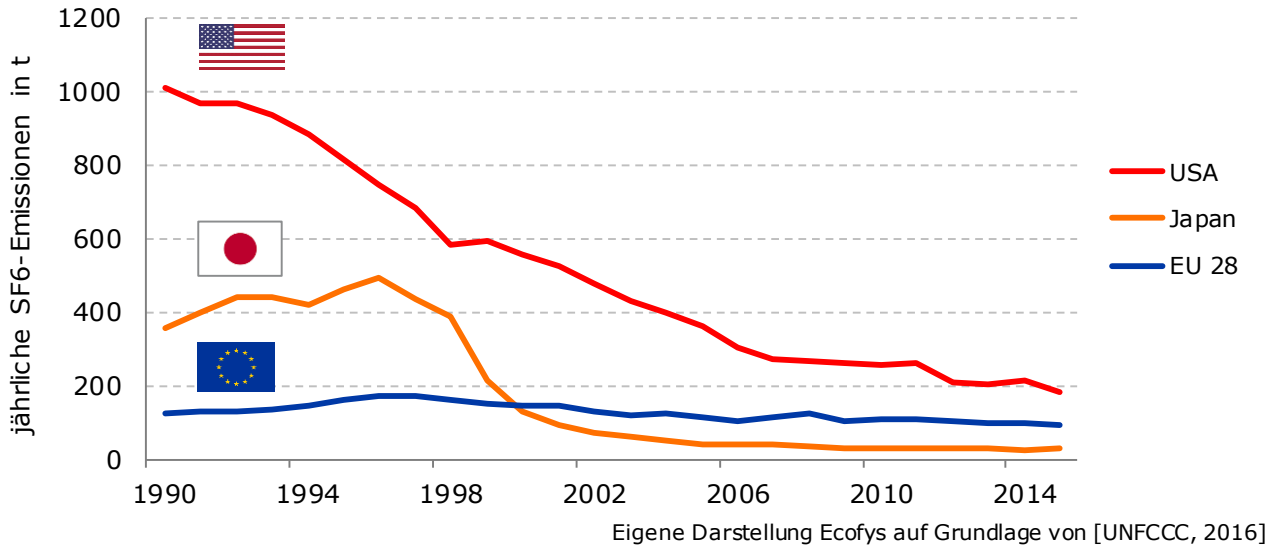


Abbildung 22: Entwicklung der SF₆ Emissionen der Elektroindustrie (2.F.8) in den Vereinigten Staaten im Vergleich zur Europäischen Union.

6 Gegenüberstellung von SF₆ und SF₆-freien Technologien

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Entwicklungen von SF₆ und SF₆-freien Systemen beschrieben. Dabei wird zunächst eine allgemeine technische Einführung zu den verschiedenen Optionen (Feststoffe, Flüssigkeiten, Gase, Vakuum) gegeben. Erst im nächsten Schritt werden die auf dem Markt erhältlichen SF₆-Produkte und SF₆-freien Technologien beschrieben und verglichen. Das Ziel des Kapitels ist es zu zeigen, welche Anwendungen und Spannungsebenen heute mit SF₆ abgedeckt werden und inwieweit Alternativen diese Rolle übernehmen könnten. Dazu werden zusätzlich zu den in Abschnitt 4.2 angegebenen Kenngrößen weitere Kriterien zur Bewertung der in Abschnitt 4.3 aufgezählten Betriebsmittel angegeben. Hinsichtlich dieser Kriterien erfolgt die Gegenüberstellung kommerziell erhältlicher SF₆-haltiger und SF₆-freier Produkte großer und kleiner europäischer Hersteller.

SF₆-Technologien haben gerade gegenüber neuen Alternativgasen einen Entwicklungsvorsprung von mehreren Jahrzehnten und SF₆-Produkte haben daher einen sehr weiten Marktbereich. In diesem Bericht wird der Begriff „trockene Luft“ (Isoliermedium in GIS bei > 1bar), wie in Tabelle 11 definiert, als Alternativgas verwendet, während atmosphärische Luft (Isoliermedium in AIS bei Atmosphärendruck) einfach als „Luft“ bezeichnet wird. Das GWP der Mischgase wurde auf Basis der Formel in der Verordnung (EU) 517/2014 (F-Gas Verordnung) berechnet und ist eine massenbezogene Größe (siehe Anhang 9.1.4). Beim Vergleich des GWPs verschiedener Isolieregase muss berücksichtigt werden, dass eine Anlage, welche mit einem leichten Gas befüllt ist, eine geringere Gasmasse beinhaltet als im Fall eines Gases mit höherer Molmasse (bei gleichem Fülldruck). So ist etwa das Mischgas g³ um einen Faktor ~2,5-2,9 leichter als SF₆ und daher beinhaltet eine Anlage bei gleichem Fülldruck eine um denselben Faktor geringere Gasmenge und emittiert entsprechend weniger Treibhausgase.

Die im Vergleich zu SF₆-Produkten gegenwärtig kleine Marktabdeckung (z.B. hin zu den höchsten Spannungslevels) von SF₆-freien Produkten ist nicht unbedingt technischer Natur und kann sich in naher Zukunft, abhängig von der Investitions- bzw. Marketing-Strategie von Herstellern als auch dem Kundenverhalten, verschieben.

Tabelle 11: Übersicht der Eigenschaften von SF₆ und Alternativgasen,

Quellen: *[NIST, 2016], **[IPCC, 2013], [EU, 2014], ***[3M, 2015a], [Middleton, 2000], [Sulbaek Andersen et al., 2017]

	Schwefelhexafluorid SF ₆	Perfluoriertes Keton C ₅ -PFK	Perfluoriertes Nitril C ₄ -PFN	Trockene Luft N ₂ /O ₂
Handelsname	SF ₆	Novac 5110	Novac 4710	Stickstoff/Sauerstoff
Summenformel	SF ₆	C ₅ F ₁₀ O	C ₄ F ₇ N	N ₂ , O ₂
Siedepunkt	-64 °C*	+27 °C [3M, 2015b]	-4,7 °C***	-196 °C, -183 °C*
CAS-Nummer	2551-62-4	756-12-7	42532-60-5	
Atmosphärische Lebensdauer	3.200 Jahre**	16 Tage [3M, 2015b]	22 Jahre***	
GWP	22.800	<1 [3M, 2015b]	1490***	0
Eigenschaften der Mischungen				
Handelsname/ Produktbezeichnung		AirPlus (ABB)	g ³ (GE)	Dry Air oder Clean Air (Siemens)
Gasmischungen in Anwendung	meistens pur (100 %) für kalte Regionen Mischungen: ~60/40 % N ₂ /SF ₆ ~50/50 % CF ₄ /SF ₆ GIL:20 % SF ₆ in N ₂	MS-GIS: ~7...14 % in Luft HS-GIS: ~6 % in O ₂ und CO ₂	~4 %...10 % in CO ₂	~20 % O ₂ in N ₂
Typische minimale Betriebstemperatur	pur: <-30 °C in N ₂ oder CF ₄ : <-50 °C	MS: -15 °C...-25 °C HS: +5 °C...-5 °C	-30 °C...-10 °C	<-50 °C
GWP der Mischung (berechnet gemäß [EU, 2014])	100 % SF ₆ : 22.800 20 % SF ₆ in N ₂ : 12.900 50 % SF ₆ in CF ₄ : 16.720 (GWP CF ₄ :6.630)	Für alle Mischungen ≤ 1	230...490	0
Mittlere Molmasse (g/mol)	100 % SF ₆ : 146 20 % SF ₆ in N ₂ : 52 50 % SF ₆ in CF ₄ : 117	MS-GIS: ~45...62 HS-GIS: ~57	50...59	29

6.1 Technologien der Mittelspannung

Schaltanlagen für die Primärverteilung und Sekundärverteilung

SF₆-Schaltanlagen für die Mittelspannung decken alle in Kapitel 4.4 beschriebenen Anwendungsfälle im europäischen Stromnetz ab. Tabelle 12 zeigt die wichtigsten Varianten von Isolations- und Schaltmedien am Markt verfügbarer Schaltanlagen bzw. Pilotprojekte für die Primär- und Sekundärverteilung. Tabelle 13,

DRAFT

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen beispielhaft Kennzahlen von Produkten europäischer Hersteller der markttechnisch wichtigen 24 kV-Kategorie.

Tabelle 12: Varianten von neuen metallgekapselten bzw. metallgeschotteten Schaltanlagen für die Primärverteilung und Sekundärverteilung

Quelle: Eigene Darstellung

Bezeichnung	Typ	Isolation	Lasttrennschalter	Leistungsschalter
GIS	closed/sealed	SF ₆	SF ₆	SF ₆
GIS	closed/sealed	SF ₆	SF ₆	Vakuum
GIS	closed/sealed	SF ₆	Vakuum	Vakuum
GIS	closed/sealed	~7-14 % C5-PFK in Luft	Vakuum	Vakuum
GIS	sealed	Trockene Luft	Trockene Luft	Vakuum
AIS	open	Luft	SF ₆	SF ₆
AIS	open	Luft	SF ₆	Vakuum
AIS	open	Luft	Luft	SF ₆
AIS	open	Luft	Luft	Vakuum
Feststoffisolierte Anlage	sealed	Feststoff (+Luft)	Vakuum	Vakuum
Fluidisolierte Anlage	sealed	Fluid	Vakuum	Vakuum

Im Gegensatz zur Primärverteilung bestehen Schaltanlagen der Sekundärverteilung (einschließlich RMUs) aus Abschnitten, in denen SF₆ in technisch relativ einfach aufgebauten Lasttrennschaltern lediglich zum Trennen, Erden und Schalten von Betriebsströmen eingesetzt wird, jedoch nicht zum Schalten von Kurzschlussströmen. Die Ausführung als Vakuum-Lasttrennschalter ist laut Angaben verschiedener Hersteller 30–100 % teurer als ein SF₆-Lasttrennschalter, welcher sehr einfach aufgebaut ist. Da die Schaltkammer und den Antrieb ca. 50 % der Produktionskosten einer Schaltanlage ausmachen, ergibt sich ein Kostenanstieg einer sekundären Schaltanlage von ca. 15–50 %. Dieser Kostenanstieg ist durch die im Zuge der vermehrten Netz-Automation zunehmende Sekundärtechnik (Elektronik für Steuerung, Überwachung, Messen, usw.), welche bei höherwertigen Schaltanlagen bis zu 50 % der Gesamtkosten ausmachen kann, zu relativieren.

AIS werden von den meisten Herstellern gebaut und sind eine gute Option, wenn minimale Platzanforderungen kein Hauptkriterium sind. Feststoffisolierte Schaltanlagen sind gleich oder sogar kompakter als ihre SF₆-Äquivalente. Zwei große Vertreter dieser Isolationstechnologie, Eaton und Schneider Electric, setzten dabei auf die in Abschnitt 4.2 erwähnten Varianten von „klassischer“ (Eatons Xiria) bzw. „abgeschirmter“ (Schneiders Premset) Feststoffisolation. Beide Hersteller sehen den Markt für Schaltanlagen hin zu höheren Bemessungsspannungen (>24 kV) und Strömen als zu klein an, als

dass sich die Investitionskosten für sie lohnen würden. Hingegen wäre laut denselben Herstellern die stärkere elektrische und thermische Beanspruchung bei höheren Spannungs- und Stromlevels mit Feststoffisolation technisch machbar. Zudem ist es häufig schwierig, mit den niedrigeren Herstellungskosten von in großen Stückzahlen produzierten SF₆-Anlagen zu konkurrieren. Dies liegt teilweise auch an den hohen Anschaffungskosten für die verschiedenen Gussformen, welche für die Herstellung der Gießharzkomponenten nötig sind. Durch höhere Produktionszahlen könnten diese teilweise kompensiert werden und somit die Herstellungskosten gesamtheitlich reduzieren.

Cellpack setzt den synthetischen Ester „Midel 7131“ als Isolationsfluid ein und ermöglicht damit sehr kompakte Anlagen. Historisch wurden ursprünglich Anlagen mit Isoliermedium Mineralöl gebaut, welches in Transformatoren bis heute beibehalten wurde und das dominante Isoliermedium darstellt. Statt Mineralöl kommt heute der Ester zum Einsatz, der technische, umwelttechnische und brandschutztechnische Vorteile bietet. Als relativ kleiner Hersteller fokussiert sich Cellpack demnach auf den großen Markt der Sekundärverteilung bis hin zu 24 kV, obwohl Schaltanlagen für die Primärverteilung und mit höheren Spannungslevels technisch möglich wären. Ähnlich wie bei der Feststoffisolation sind die höheren Produktionskosten der in relativ niedriger Stückzahl produzierten Schaltanlagen ein bestimmender Faktor, obwohl die Materialkosten für die äußere Isolation der Schaltkammer durch das Fluid höchstens ein paar Prozent der Gesamtkosten ausmacht.

Das Alternativgasgemisch Airplus kommt sowohl als Primär- als auch als Sekundäranlage zum Einsatz. Airplus wird lediglich zur Isolation verwendet, während das Schalten (auch Lastschaltungen) in Vakuum geschieht. Der Netzbetreiber EWZ hat in Zürich den ersten Piloten einer ZX2 AirPlus von ABB installiert (50 Felder, 22 kV, 1.600 A für das Speisefeld und 2.000 A für die Sammelschiene). 2016 hat NetzeBW in Baden-Württemberg den zweiten Piloten in Betrieb genommen. Die ZX2-Anlage wurde als Produkt Ende 2016 in den Markt eingeführt. Die Anlage ist eine reine Innenraumanlage, für die nach IEC 62271 eine untere Betriebstemperatur von -5 °C gilt, und kann laut Herstellerangaben bis -15 °C betrieben werden. Der Aufbau der Schaltanlage AirPlus basiert auf dem der SF₆-Schaltanlage ZX2, jedoch mussten geringfügige Modifikationen aufgrund von abweichenden Parametern wie dielektrischem Verhalten, Wärmeleitfähigkeit, Reaktionseigenschaften und Materialkompatibilität durchgeführt werden. Aufgrund der Anwesenheit von Sauerstoff mussten etwa die Oberflächen des Primärkreises versilbert werden, was zu signifikanten Mehrkosten führt. Das aktuelle Portfolio von ZX2 Airplus reicht bis zu Bemessungsspannungen von 36 kV und Bemessungsströmen von 2.000 A (vgl. 40 kV und 3.000 A für ZX2 mit SF₆). Ein Ausbau des Portfolios hin zu höheren Ratings über die nächsten ca. 3-4 Jahre wird laut Herstellerangaben angestrebt. Die 24 kV-RMU SafeRing Airplus basiert auf der SafeRing Air (mit Luft als Isoliergas), die auf 12 kV limitiert ist. Die minimale Betriebstemperatur dieser Anlage für die Sekundärverteilung ist -25 °C. Zu diesem Zeitpunkt können nicht alle Segmente durch AirPlus Produkte abgedeckt werden, wie etwa die höheren Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannungen, gefordert in den USA für 36 kV Anlagen (80 kV ANSI versus 70 kV IEC) oder in China/ehemaliger GUS (80 kV).

Tabelle 13: Gegenüberstellung verschiedener MS-Schaltanlagen für die Primärverteilung (Leistungsschalterfeld) beispielhaft ausgewählter europäischer Hersteller (24 kV Varianten oder Vergleichbare)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern










Name Schaltanlage	Eaton Power Xpert UX	Eaton Power Xpert FMX	Siemens NXAIR	Siemens 8DA10	ABB ZX2	ABB ZX2 Airplus	ABB Unigear ZS1	Schneider GMA	Ormazabal Cpg.0
Abbildung									
Isolation	Luft+Feststoff	Luft+Feststoff	Luft	SF ₆	SF ₆	AirPlus	Luft	SF ₆	SF ₆
Leistungsschalter	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum
Bemesungsspannung (kV)	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Bemesungsstrom (A)	2500	2000	2500	2500	2500	1600	2500	2500	2500
Breite (mm)	1000	1000	1000	600	600-800	600-800	800	800	600
Tiefe (mm)	1570	1450	1350-1650	1625	1860	1860	1700	1280-1400	1364
Höhe (mm)	2320	2100	2300	2350	2300	2300	2325	2200	2420

Tabelle 14: Gegenüberstellung verschiedener modularer MS-Schaltanlagen (Leistungsschalterfeld) für die Sekundärverteilung europäischer Hersteller (24 kV Varianten oder Vergleichbare)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern







Name Schaltanlage	Eaton Xiria E	Schneider Premset	Schneider SM6	Ormazabal gae	Siemens 8DJH	ABB UniSec
Abbildung						
Isolation	Luft+ Feststoff	Feststoff	Luft	SF ₆	SF ₆	Luft
Leistungsschalter	Vakuum	Vakuum	Vakuum oder SF ₆	Vakuum	Vakuum	SF ₆
Lasttrennschalter	Vakuum	Vakuum	Vakuum oder SF ₆	SF ₆	SF ₆	SF ₆
Bemessungs- spannung (kV)	24	17.5	24	24	24	24
Bemessungs- Strom (A)	630	1250	630-1250	630	630	630-1250
Breite (mm)	500	375	625-750	600	430	750
Tiefe (mm)	600	910	400-830	730-851	775	1070-1300

Tabelle 15: Gegenüberstellung verschiedener MS-Ringkabelschaltanlagen (bestehend aus 1 Leistungsschalterfeld und 2 Ringkabelfeldern) für die Sekundärverteilung europäischer Hersteller (24 kV Varianten oder Vergleichbare)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern








Name Schaltanlage	Eaton Xiria	Cellpack ECOS-C (-25°C)	ABB SafeRing AirPlus	ABB SafeRing	Ormazabal ga	Siemens 8DJH Compact	Schneider RM6
Abbildung							
Isolation	Luft+Feststoff	synth. Ester	AirPlus	SF ₆	SF ₆	SF ₆	SF ₆
Leistungsschalter	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	Vakuum	SF ₆
Lasttrennschalter	Vakuum	Vakuum	Vakuum	SF ₆	SF ₆	SF ₆	SF ₆
Bemessungsspannung (kV)	24	24	24	24	24	24	24
Bemessungsstrom (A)	630	630	630	630	630	630	630
Gesamtbreite (3-feldrig) (mm)	1110	890	1021	1021	980	700	1186
Tiefe in (mm)	600	1040	765	765	730-851	775	670

Tabelle 16 gibt einen Überblick, in welchen Anwendungsfeldern bereits Alternativen vorhanden sind, inwieweit die technische Entwicklung fortgeschritten ist und für welche Bereiche keine Alternativen denkbar/umgesetzt sind. Technologien mit mehrheitlich anerkannten technischen Nachteilen bzw. Sicherheits- und Umweltbedenken (z.B. Öl- oder Druckluft-Leistungsschalter) werden hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 16: Übersicht von SF₆-freien Betriebsmitteln für die Mittelspannung, in welchen Isolier- und Schaltmedien benötigt werden

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

Isoliermedium	Luft (AIS)	Alternativgas	Alternativgas	Feststoff	Fluid
Schaltmedium	Vakuum	Vakuum	Alternativgas	Vakuum	Vakuum
MS- Schaltanlage Primärverteilung	umgesetzt, >5 Jahre am Markt	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt	nicht umgesetzt	umgesetzt, >5 Jahre am Markt	nicht umgesetzt
MS- Schaltanlage Sekundärverteilung	umgesetzt, >5 Jahre am Markt	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt	nicht umgesetzt	umgesetzt, >5 Jahre am Markt	umgesetzt, >5 Jahre am Markt

Generatorleistungsschalter

Heutige SF₆-Generatorschalter reichen bis zu Betriebsspannungen von 31,5 kV und können Nennströme bis zu 28 kA und Kurzschlussströme bis zu 250 kA schalten [Cavaliere und Kreisel, 2013]. Wie bereits die Anlagenpopulation in Abschnitt 5.1 zeigt, existiert SF₆-freie Vakuumtechnologie bis zu 24 kV und 90 kA. Alternativgas-Produkte sind für Generatorleistungsschalter im Moment nicht verfügbar.

6.2 Technologien der Hochspannung

Gasisolierte Schaltanlagen

HS-GIS werden seit den 1970er weltweit mit SF₆ betrieben. Heute reichen SF₆-GIS bis hin zu Bemessungsspannungen von 1.100 kV und Strömen von 4.000 A (vor allem China). Der große Markt für HS-GIS liegt im unteren Spannungsbereich hin zu 170 kV⁵. Seit kurzem sind in diesem Marktsektor SF₆-freie GIS als Pilotanlagen (ABB GLK-14 mit AirPlus) und als Produkte (GE mit F35 g³ und Siemens 8VN1 mit Clean Air) verfügbar. Die Eigenschaften der verwendeten Gase bzw. Mischungen sind in

⁵ Betriebsmittel mit einer Bemessungsspannung von bis zu 170 kV werden ausschließlich in der Hochspannungsebene mit einer Nennspannung von 110 kV betrieben. Die Nennspannung in deutschen Übertragungsnetzen (Höchstspannung) liegt bei 220 kV und 380 kV.

Tabelle 11 angegeben. Tabelle 17 vergleicht wichtige Kenngrößen der am Markt verfügbaren SF₆-freien GIS mit den entsprechenden SF₆-Produkten.

Erste Erfahrungen mit einer 170 kV-GIS (Modell GLK-14 von ABB), die AirPlus enthält, werden seit 2015 in einer Pilotanlage, bestehend aus 8 Feldern, in Zürich (EWZ) gesammelt. Die elektrische Festigkeit des verwendeten Gemisches ist bei gleichem Druck niedriger als jene von SF₆. Deshalb erfolgt die Produktion der GLK-14 GIS über das mit SF₆ betriebene Modell ELK-14C, welches für höhere Spannungen (245 kV) und Ströme ausgelegt ist. Dementsprechend sind die Abmessungen der 170 kV Alternativgas-GIS signifikant größer als jene der 170 kV SF₆-GIS ELK-04 C. Aufgrund des relativ hohen Siedepunktes (Tabelle 11) des C5-PFK beginnt sich das Gasgemisch unter einer Umgebungstemperatur von -5 °C bis +5 °C zu verflüssigen, was eine Outdoor-Anwendung des verwendeten Gemisches ohne zusätzliche Beheizung ausschließt.

Die 145 kV g³-GIS ist ein Produkt von GE, basierend auf dem SF₆-Modell F35 und geht im Jahr 2017 an zwei Orten in Betrieb (Axpo Schweiz, ab 2017, und RTE Frankreich, ab 2017). Ein Überdruck von ca. 2 bar gegenüber der SF₆-Anlage ist nötig, um dieselbe elektrische Festigkeit wie von SF₆ zu erreichen und gleichzeitig für tiefe Umgebungstemperaturen geeignet zu sein. Der im Gegensatz zum C5-PFK niedrigere Siedepunkt des C4-PFN ermöglicht auch Outdoor-Anwendungen.

Die 145 kV GIS von Siemens verwendet im Gegensatz zu den anderen SF₆-freien Anlagen einen Vakuumleistungsschalter. Das Trenn- bzw. Erdungsschalten geschieht in Clean Air. Das Modell basiert auf der SF₆-Anlage 8DN8-6, welche für eine Bemessungsspannung von 170 kV konzipiert ist. Die Clean Air Anlage hat zudem einen geringeren Bemessungsstrom als SF₆-Anlage, was auf die besseren Kühleigenschaften von SF₆ zurückzuführen ist.

Tabelle 17: Gegenüberstellung verschiedener SF₆- und Alternativgas-gasisolierter Schaltanlagen (GIS) europäischer Hersteller für die Hochspannung (145 kV Varianten oder Vergleichbare).

Das Volumen ist definiert als Länge x Breite x Höhe eines standardisierten GIS Doppelsammelschienenfeldes

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

Name Schaltanlage	ABB ELK-14C	ABB GLK-14	ABB ELK-04	GE F35 g ³	GE F35	Siemens 8VN1	Siemens 8DN8-6
Abbildung							
Isolation	SF ₆	AirPlus	SF ₆	g ³	SF ₆	Clean Air	SF ₆
Leistungs-schalter	SF ₆	AirPlus	SF ₆	g ³	SF ₆	Vakuum	SF ₆
Bemessungs-spannung (kV)	253	170	170	145	145	145	170
Bemessungs-Strom (A)	3150	1250	4000	3150	3150	3150	4000
~Volumen (m3)	21	21	17-19	7	7	18	18
~Gewicht (Tonnen)	6	6	2,4-3,8	2,5	2,5	5	5
Minimale Temperatur (°C)	-25	-5 bis +5	-30	-25	-30	-50	-30

Hochspannungsleistungsschalter für luftisolierte Schaltanlagen

SF₆-freie Leistungsschalter von europäischen Herstellern gibt es nur als Live-Tank-Variante (siehe Abschnitt 4.3.2) und nur für eine Bemessungsspannung bis 72,5 kV (Vgl. Tabelle 18). Für höhere Spannungen gibt es zurzeit nur SF₆-Schalter.

Tabelle 18: Gegenüberstellung verschiedener SF₆- und SF₆-freier Live-Tank-Leistungsschalter europäischer Hersteller für Freiluft-Schaltanlagen in der Hochspannung (> 52 kV)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

	ABB LTA 72D1	ABB LTB D1/B	GE GL 309	GE VL 109 (Pilotanlage)	Siemens 3AV1 (Prototyp)
Isolation	CO ₂	SF ₆	SF ₆	Trockene Luft	N ₂
Leistungsschalter	CO ₂	SF ₆	SF ₆	Vakuum	Vakuum
Bemessungsspannung (kV)	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5
Bemessungsstrom (A)	2750	3150	3150	2000	2500
Minimale Temperatur (°C)	-50	-60	-40	<-30	-30

Hochspannungsmesswandler für luftisolierte Schaltanlagen

Traditionell sind HS-Messwandler SF₆, Öl oder Öl/Papier isoliert und sind mit diesen Isoliermedien bis zu den höchsten Spannungslevels vertreten. Für Stromwandler existieren auch Produkte (FOCS-FS von ABB, COSI von GE), dessen Strommessung nicht auf dem elektrischen Transformator-Prinzip beruht, sondern auf einem optischen Verfahren über Glasfaserverbindungen. Sie benötigen daher keine Öl- oder SF₆-Isolation und sind bis zu den höchsten Betriebsspannungen verfügbar. Das Gewicht von Öl oder Öl/Papier isolierten Messwandlern ist nicht unbedingt höher als jenes von SF₆-isolierten Messwandlern. Seit kurzen ist auch ein 245 kV-Stromwandler mit dem C4-PFN/CO₂ (g³ von GE) auf dem Markt, von welchem momentan sechs Stück in Deutschland in Betrieb sind (in Frankfurt Umgebung und Lehrte). Bei der Herstellung des g³-Stromwandler, der identisch mit einem 245 kV-Stromwandler mit SF₆-Isolation ist, waren keine großen Modifikationen notwendig. Lediglich die Dichtungen wurden durch ein kompatibles Material ersetzt, welches in anderen Bereichen verbreitet für CO₂ verwendet wird. Höhere Betriebsspannungen mit dem C4-PFN/CO₂ Gemisch erscheinen für die Zukunft möglich.

Gasisolierte Leitungen in der Hochspannung

Siemens, mit einer Mischung von 20 % SF₆ in N₂, sowie GE mit derselben Mischung und seit kurzer Zeit auch mit der g³ Alternative sind die einzigen europäischen Anbieter von GILs. GE bietet g³-GILs

bis zu den höchsten Spannungslevels an, siehe Tabelle 19. Es existieren zwei g³-GIL-Projekte (Sellindge UK, seit 2016 und Kilmarnock, Schottland ab 2017). Um eine Minimaltemperatur von -25 °C zu gewährleisten, muss im Vergleich zu einer SF₆-GIL ein geringer Überdruck verwendet werden. Dies hat einen Materialmehrverbrauch von 8 % zur Folge. In bereits installierten SF₆-GILs kann SF₆ nicht direkt durch die g³-Mischung ersetzt werden, da technische Modifikationen von Dichtungen, Absorbieren, Füllventilen und Überwachungseinrichtungen notwendig sind. In GILs ist das Einsparungspotential durch SF₆-freie Alternativen aufgrund der großen Mengen an eingesetzten SF₆ (für den 100 m langen GIL Abschnitt in Sellindge wäre eine Menge von 1,6 Tonnen SF₆ nötig) besonders groß.

Tabelle 19: Gegenüberstellung verschiedener gasisolierter Leitungen (GIL) europäischer Hersteller

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

	Siemens GIL	GE GIL SF ₆	GE GIL g ³
Isolation	SF ₆ /N ₂	SF ₆ /N ₂	g ³
Bemessungs-Spannung (KV)	bis 500	bis 800	bis 800
Bemessungs-Strom (A)	bis 4.500	bis 6.300	bis 6.300
Minimale Temperatur	-30 °C	-30 °C	-25 °C

Tabelle 20 und Tabelle 21 geben einen Überblick, in welchen Anwendungsfeldern bereits Alternativen vorhanden sind, inwieweit die technische Entwicklung fortgeschritten ist und für welche Bereiche keine Alternativen denkbar/umgesetzt sind. Technologien mit mehrheitlich anerkannten technischen Nachteilen bzw. Sicherheits- und Umweltbedenken (z.B. Öl- oder Druckluft-Leistungsschalter) werden hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 20: Übersicht von SF₆-freien Betriebsmitteln für die Hochspannung, in welchen Isolier- und Schaltmedien benötigt werden

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

Isoliermedium	Luft	Alternativgas	Alternativgas	Feststoff	Fluid
Schaltmedium	Vakuum	Vakuum	Alternativgas	Vakuum	Vakuum
HS-Schaltanlagen	nicht umgesetzt	umgesetzt, <5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, <5 Jahre am Markt ⁶	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt
HS-	nicht	bis 72,5 kV	bis 72,5 kV	nicht	nicht

⁶ Die Bezeichnung „am Markt“ umfasst Schaltanlagen, die typgeprüft sind und zu denen Produktinformationen auf den Herstellerwebseiten verfügbar sind. Diese Bezeichnung kann sowohl Pilotanlagen, Prototypen als auch Produkte umfassen.

Isoliermedium	Luft	Alternativgas	Alternativgas	Feststoff	Fluid
Schaltmedium	Vakuum	Vakuum	Alternativgas	Vakuum	Vakuum
Leistungsschalter, Live- Tank	umgesetzt	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt	umgesetzt
HS-Leistungsschalter, Dead Tank	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt

Tabelle 21: Übersicht von SF₆-freien Betriebsmitteln für die Hochspannung, in welchen nur ein Isoliermedium benötigt wird

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Produktblättern

Isoliermedium	Alternativgas	Feststoff	Fluid/Öl	Andere Technologie
HS-Spannungswandler	nicht umgesetzt	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	
HS-Stromwandler	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	Optisch
HS-Durchführungen	nicht umgesetzt	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	umgesetzt, >5 Jahre am Markt ⁶	
HS-GIL	umgesetzt, < 5 Jahre am Markt ⁶	nicht umgesetzt	nicht umgesetzt	Freileitung, Kabel

7 Aktueller regulatorischer Rahmen zum Einsatz von SF₆ in elektrischen Betriebsmitteln

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Betriebsmittel und Technologien unterliegen vielfältigen Vorgaben durch technische Normen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Neben der Einhaltung von Spezifikationen, Leistungsanforderungen und Sicherheitsmaßnahmen sollen Emissionen reduziert und Personal geschützt werden. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die heute geltende Regulierung in Europa. Dabei wird zwischen den für alle Mitgliedsländer geltenden Verpflichtungen (hierzu zählen EU-Verordnungen, international gültige Standards und das Europäische Emissionshandelssystem) sowie den Maßnahmen einzelner Mitgliedsländer differenziert. Die Verpflichtungen einzelner Länder unterscheiden sich stark bezüglich Ambitionen und Umfang. Anhand ausgewählter Länder werden die regulatorischen Besonderheiten und die Ergebnisse von freiwilligen Selbstverpflichtungen, Steuern und Verboten verglichen.

Der Überblick beschreibt den derzeitigen regulatorischen Kontext für Schaltanlagen und andere elektrische Betriebsmittel mit SF₆. Mit der Einführung neuer Gasgemische ist auch eine Anpassung der technischen Normen und der Regulierung zu erwarten. Standardisierungsgremien arbeiten aktuell bereits an einer Überarbeitung der Normen.

7.1 Internationale und europaweite Vorgaben

Im ersten Abschnitt betrachten wir Maßnahmen, die den regulatorischen Rahmen betreffen und für alle Mitgliedsländer der EU gleichermaßen gelten. Dabei werden EU-Verordnungen, international gültige Standards und das Europäische Emissionshandelssystem beschrieben und ausgewertet.

7.1.1 Gesetze, Verordnungen und Richtlinien

Europäische Verordnungen bilden den Gestaltungsrahmen für Hersteller und Anwender von gasisolierten elektrischen Betriebsmitteln in der Europäischen Union. Eine Verordnung hat nach ihrer Verabschiedung in den Mitgliedsstaaten unmittelbar rechtlich verbindliche Geltung. Folgende drei Verordnungen sind von besonderer Relevanz für Hersteller und Anwender.

EU-Verordnung Nr. 517/2014: Seit dem 1. Januar 2015 gilt in der EU die **Verordnung (EU) Nr. 517/2014** (F-Gas-Verordnung), welche den Einsatz der fluorierten Treibhausgase HFKW, FKW und SF₆ reguliert. Die Anforderungen der Verordnung an den Einsatz von F-Gasen umfassen Dichtheitskontrollen, notwendige Vorkehrungen der Hersteller zur bestmöglichen Begrenzung der Emissionen (z.B. Verbesserung der Behälterdichtheit), Kennzeichnung elektrischer Schaltanlagen und Rückgewinnungsanforderungen. Darüber hinaus sind Regelungen zur Zertifizierung sowie Berichterstattung enthalten.

Verwendungs- und Inverkehrbringungsverbote werden erlassen, wenn technisch machbare und klimafreundlichere Alternativen vorhanden sind. Speziell für neue sekundäre Mittelspannungsschaltanlagen wird bis spätestens zum 1. Juli 2020 geprüft, ob es wirtschaftliche, technisch realisierbare, energieeffiziente und zuverlässige Alternativen gibt [EU, 2014]. Bis 31.12.2022 sollen alle anderen Anwendungen hinsichtlich technisch realisierbarer und kostenwirksamer Alternativen überprüft werden.

EU-Verordnung 1907/2006 REACH: Diese Verordnung ist seit 2007 in Kraft und gilt für Hersteller oder Importeure, die Stoffe als Ganzes oder als Bestandteil eines Gemisches mit mehr als einer Tonne pro Jahr in der EU herstellen oder in die EU importieren [EU, 2012]. Jeder Hersteller oder Importeur benötigt für seine von REACH betroffenen Stoffe eine Registrierungsnummer sowie ein technisches Dossier [Umweltbundesamt, 2016]. Darüber hinaus sind die Hersteller des Gases verpflichtet, die physikalischen und chemischen Eigenschaften, Informationen zur Handhabung und mögliche Gefahren von SF₆ in einem Sicherheitsdatenblatt gemäß 1907/2006/EC (REACH), Annex II zusammenzufassen.

EU-Verordnung (EG) Nr. 166/2006 EPRTR: Diese Verordnung verpflichtet Betreiber bestimmter Industrieanlagen wie Produktionsstätten von Chemikalien und F-Gas-Vernichtungsanlagen zur Meldepflicht von Emissionen an die Europäische Kommission. Für SF₆ besteht die Meldepflicht ab einer Freisetzung von 50 kg pro Jahr.

Umweltstatistikgesetz (UStatG): Das Umweltstatistikgesetz enthält im § 10 Abs. 2 Berichtspflichten zu SF₆ und auch NF₃, die die Grundlage für die Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamts zu SF₆ sind. Die Erhebung erfasst die Menge sowie teilweise den vorgesehenen Verwendungszweck der Gase bei Unternehmen, die Schwefelhexafluorid oder Stickstofftrifluorid herstellen, einführen oder ausführen oder in Mengen von mehr als 200 Kilogramm pro Jahr im Inland abgeben. Die Erhebung nach § 10 Abs. 2 von SF₆ wurde erstmals 2006 durchgeführt. Die Erhebung von NF₃ begann mit dem Berichtsjahr 2015.

7.1.2 Technische Normen und Standards

Im Allgemeinen sind Normen und Standards der Selbstverwaltung der Wirtschaft zuzuordnen und haben keinen Gesetzescharakter. Dennoch fordern viele Regierungen und Industrieverbände mittelbar oder unmittelbar das Einhalten technischer Standards, wodurch Normkonformität faktisch ebenso wie durch Gesetze erzwungen wird.

Elektrische Betriebsmittel, die Schaltgase verwenden, unterliegen einer Vielzahl von internationalen, europäischen und nationalen Standards zu Spezifikationen, Leistungsanforderungen und Sicherheitsmaßnahmen. Die wichtigsten international gültigen Standards, die elektrische Betriebsmittel mit SF₆ betreffen, sind in Tabelle 22 aufgeführt.

Tabelle 22: Relevante internationale Standards für elektrische Betriebsmittel mit SF₆,

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der betrachteten Standards

Standard	Beschreibung
IEC 62271-1	Hochspannungsschaltgeräte und -schaltanlagen; allgemeine Bestimmungen, u.a. Leckraten
IEC 62271-203	Metallgekapselte Hochspannungsschaltanlagen; allgemeine Bestimmungen, u.a. Leckraten
IEC TR 62271-4	Hochspannungsschaltgeräte und -schaltanlagen; Handhabungsmethoden im Umgang mit SF ₆ und seinen Mischgasen
IEC 61869-1100	Messwandler; allgemeine Bestimmungen, u.a. Leckraten
IEC 60376	Spezifikationen zur technischen Qualität von SF ₆ zur Nutzung in elektrischen Betriebsmitteln
IEC 60480	Leitfaden zur Prüfung und Behandlung von SF ₆ aus elektrischen Betriebsmitteln und Spezifikationen zur Wiederbenutzung (Re-Use)

Mit der Einführung neuer Gasgemische wird auch eine Überprüfung der bestehenden Standards notwendig. Fraglich ist, inwieweit bestehende Standards auch auf alternative Gase erweiterbar sind oder ob ein neuer Standardisierungsprozess angestoßen muss. Die Arbeitsgruppe "AHG 5 - Alternative Gases" des IEC untersucht derzeit die Einführung von neuen Gasen und deren Auswirkungen auf Standards für Schaltanlagen [IEC, 2016]. Auch die Arbeitsgruppe "Gases for Switchgear" des T&D Europe bereitete mit einem technischen Leitfaden zur Validierung alternativer Gase in elektrischen Betriebsmitteln den Standardisierungsprozess vor [T&D Europe, 2015b].

7.1.3 Marktprägende Rahmenbedingungen

In Europa existiert seit 2005 das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS), das nach dem "cap and trade"-System funktioniert. Der Handel umfasst die drei Gase CO₂, N₂O und PFCs aus der energieintensiven Industrie, bezieht den Luftverkehr aus 31 Ländern (EU28 sowie Island, Liechtenstein und Norwegen) ein und spiegelt damit 45 % der gesamten Treibhausgasemissionen in diesen Ländern wider. Bis 2020 werden im EU-ETS andere F-Gase als PCFs und damit auch SF₆ und sonstige Emissionsquellen nicht berücksichtigt [EC, 2016]. In Emissionshandelssystemen anderer Länder ist SF₆ bereits enthalten. Beispiele dieser Emissionshandelssysteme sind in Korea, Kalifornien und Kanada (Ontario) umgesetzt [ICAP, 2016].

7.2 Länderspezifische regulatorische Rahmenbedingungen

Die übergeordneten europäischen Maßnahmen gelten für jeden EU-Mitgliedsstaat gleichermaßen. Die nationalen Ambitionen zur Emissionsreduzierung weichen allerdings voneinander ab. Infolgedessen gibt es innerhalb der EU durchaus diverse Rahmenbedingungen für den Einsatz von SF₆ in

elektrischen Betriebsmitteln. Anhand einiger ausgewählter Länder sollen unterschiedliche Rahmenbedingungen verglichen und die Auswirkungen ausgewertet werden.

7.2.1 Freiwillige Vereinbarungen und Verpflichtungen

In Deutschland, Frankreich, Norwegen, Spanien und der Schweiz haben die Regierungen mit der Industrie freiwillige Vereinbarungen zur Minimierung der SF₆-Emissionen getroffen. Dabei unterscheiden sich diese Vereinbarungen hinsichtlich des betrachteten Zeitraums und der gewählten Ambitionen. Tabelle 23 gibt einen Überblick der Ziele der freiwilligen Verpflichtungen sowie der Ergebnisse nach Angaben der Industrie.

Tabelle 23: Überblick freiwilliger Verpflichtungen zwischen der Industrie und den nationalen Regierungen

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [Benner et al., 2012; VDN et al., 2005; ABB et al., 2012; T&D Europe, 2011; SOLVAY et al., 2005, 2005]

Land	Deutschland	Frankreich	Spanien	Norwegen	Schweiz
Zeitpunkt der freiwilligen Selbstverpflichtung	Mai 2005	2004	März 2008	März 2002	April 2012
Zeitraum der Anwendung	2004–2020	1995–2010	2008–2012	2008–2010	-
Ziele	Begrenzung der Gesamtemissionen bis 2020 auf 17 t SF ₆ /a.	Rein qualitative Angaben	Emissionsreduktion um insgesamt 330.000 t CO ₂ -e zwischen 2006 und 2012	Emissionsreduktion um 30 % zwischen 2000 und 2010	Emissionen aus Herstellung und Betrieb von HS- und MS-Anlagen < 4 t SF ₆ /Jahr
Erfolge laut Industrie (T&D Europe)	46 % Gesamt-reduktion zwischen 2004 und 2014. 50 % Reduktion in der Produktion.	50 % Reduktion in der Produktion zwischen 1995 und 2009.	30 % Gesamt-reduktion zwischen 2006 und 2009.	50 % Gesamt-reduktion zwischen 2000 und 2010.	

7.2.2 Steuern und Abgaben

In einigen Ländern gibt und gab es Steuern auf SF₆ in elektrischen Betriebsmitteln. Die Steuerhöhe liegt bei bis zu 100 €/kg SF₆. Anhand der Länderbeispiele Dänemark, Slowenien, Spanien und Norwegen beschreiben und vergleichen wir die Pläne und Umsetzung von Steuern und die Auswirkungen.

In **Dänemark** ist eine Steuer auf den Import von fluorierenden Gasen seit 2001 in Kraft. Dabei haben Gase mit höchster Klimarelevanz auch den höchsten Steuersatz. Auf SF₆ fällt eine Steuer von 600 DKK/kg SF₆ (umgerechnet 80 €/kg SF₆) an. Die Steuer umfasst eine Vielzahl von Anwendungen; u.a. auch Isoliergas in elektrischen Anlagen. Eine Ausnahme bilden SF₆-isolierte Schaltanlagen ≤ 36 kV in der Energieverteilung [SKAT, 2016]. Augenscheinlich ist das Bewusstsein von Herstellern und Anwendern von elektrischen Betriebsmittel über die Folgen von SF₆ durch die Steuer gestiegen [Nordic Council of Ministers, 2007]. Außerdem wurde die Diskussion über Alternativgase angeregt und das Recycling verbessert. Nach UNFCCC sind die Emissionen in den Jahren seit der Einführung allerdings absolut gestiegen [UN, 2014a].

In **Slowenien** wurde 2009 eine Steuer auf die Produktion und den Import von SF₆- und sonstigen Betriebsmitteln mit fluorierenden Gasen eingeführt. Die Höhe des Steuersatzes richtet sich nach der Klimarelevanz des Gases sowie der Anwendung. Von 2009 bis 2013 wurde der Preis pro t CO₂-Äquivalent stetig erhöht. Im Jahr 2013 lag er bei 14 €/t CO₂-e bzw. 330.000 €/t SF₆. Dabei mussten bei Erstbefüllung der Anlagen mit SF₆ nur 5 % der Füllmenge besteuert werden. Bei Wartung und Nachbefüllung waren 100 % zu besteuern. Aufgrund von Beschwerden der Industrie wurde der Satz ab 2014 signifikant gesenkt. Im Jahr 2015 lag er lediglich bei 3,5 €/t CO₂-e. Seit April 2016 ist die Zahlung der Steuer nicht mehr fällig [Republic of Slovenia Ministry of Finance, 2016; Duncan Brack, 2015; Schwarz et al., 2011].

Seit Januar 2014 gibt es in **Spanien** eine Steuer auf F-Gase mit einem GWP >150 inklusive SF₆. Die Steuerhöhe beträgt 20 €/t CO₂-e, ist allerdings auf 100 €/kg gedeckelt [Boletín oficial del estado, 2013]. Die Steuer betrifft das Nachfüllen von SF₆ in Schaltanlagen und somit nur die Betreiber der Anlagen. Die Erstbefüllung bzw. Produktion und der Import von Schaltanlagen sind von der Steuer ausgeschlossen [AFBEL, 2013].

In **Norwegen** wurde im Vorlauf des freiwilligen Abkommens zwischen Umweltministerium und norwegischer Immissionsschutzbehörde eine Steuer auf SF₆ diskutiert. Diese wurde aufgrund von Wettbewerbsnachteilen auf dem Weltmarkt und Gesprächen mit der Elektroindustrie verworfen. Man einigte sich auf das freiwillige Abkommen [Schwarz et al., 2011].

8 Stimmungsbild der Hersteller und Anwender

Im Verlauf des Vorhabens wurden eine Reihe von Interviews mit Herstellern und Anwendern geführt. Außerdem gab es Gespräche mit Vertretern von Branchenverbänden. Das nachfolgende Kapitel gibt eine Übersicht der Bandbreite an Positionen und ordnet diese in ein Stimmungsbild der Branche ein. Anschließend leiten wir erste Schlussfolgerungen zum aktuellen Untersuchungsstand in Form von Thesen ab. Diese dienen als Grundlage für die Diskussion auf dem ersten Fachgespräch.

Nach den Fachgesprächen werden wir das Stimmungsbild ergänzen, um den Austausch zwischen verschiedenen Positionen und mögliche Entwicklungen im Untersuchungszeitraum zu reflektieren. Der **Schwerpunkt der Interviews und des Fachgesprächs** lag auf Betriebsmitteln der Mittel- und Hochspannung. Für die Mittelspannung konzentrierten sich die Gespräche auf Betriebsmittel mit einer Bemessungsspannung bis 24 kV bzw. 36 kV, da diese den Großteil der Population in dieser Spannungsebene stellen.

8.1 Stimmungsbild aus den Experteninterviews

Das nachfolgende Stimmungsbild setzt sich aus den verschiedenen Positionen einzelner Akteure zusammen. Für die Übersicht stellen wir kritische und befürwortende Stimmen zu alternativen Technologien zu SF₆ tabellarisch gegenüber. Dabei beziehen wir uns auf ausgewählte technische und ökonomische Aspekte, die ein sehr weites Spektrum an Positionen widerspiegeln. Tabelle 24 bietet einen Überblick zu Betriebsmitteln in der Mittelspannung und Tabelle 25 zu Betriebsmitteln in der Hochspannung.

Insbesondere zu Schaltanlagen in der Mittelspannung gab es seitens der Experten eine Vielzahl an konträren Positionen. Das Stimmungsbild für Betriebsmittel in der Hochspannung divergiert bei grundsätzlichen Aspekten weniger deutlich, obwohl die größeren Hersteller unterschiedliche Technologien einsetzen bzw. entwickeln.

Das Stimmungsbild stellt eine Inventarisierung der geäußerten Positionen dar. Eine Bewertung der Positionen durch die Gutachter ist an dieser Stelle ausdrücklich nicht beabsichtigt.

Die tabellarische Gegenüberstellung führt an dieser Stelle unweigerlich zu einer verkürzten, teils plakativen Formulierung der Positionen und Argumente. Für die sachrichtige Einordnung ist die Berücksichtigung von Kapitel 3, Kapitel 4 und Kapitel 6 unerlässlich.

Tabelle 24: Übersicht des Stimmungsbildes bzgl. ausgewählter Aspekte für Betriebsmittel in der Mittelspannung (Schwerpunkt lag auf Betriebsmittel mit bis zu 36 kV)

Aspekt	Kritische Stimmen gegenüber Alternativen	Befürwortende Stimmen gegenüber Alternativen
Bemessungsspannung und -strom	Aktuelle SF ₆ -Alternativen am Markt sind grundsätzlich nur im eingeschränkten Parameterbereich einsetzbar. Dies zeigt sich daran, dass Anlagen in der Regel nur bis 24 kV erhältlich sind.	Sowohl Feststoff- als auch Fluid-Lösungen sind für den Großteil der Anwendungsbereiche (24 kV-Anlagen) einsetzbar. Hersteller sehen keine technischen Grenzen, die Anlagen für andere Spezifikationen weiterzuentwickeln, zumindest nicht bis 36 kV. Das heute noch begrenzte Portfolio ist ausschließlich auf die Hauptmärkte der Firmen zurückzuführen.
	Vakuumschalter erfüllen nur teilweise die technischen Anforderungen, die Entwicklung steckt noch in den Anfängen.	Vakuumschalter sind Stand der Technik.
	Feststoffisolierungen weisen schlechte Eigenschaften bei der Stromtragfähigkeit („Wärmeabfuhr“) auf.	Feststoffisolierungen zeigen keine Probleme bei der Wärmeabfuhr und Stromtragfähigkeit.
Baugröße und Gewicht	Im Bereich Windenergie und in Gebäudeinstallationen sind erforderliche kompakte Dimensionen ohne SF ₆ nicht realisierbar.	Einzelne Alternativen mit Feststoff- oder Fluidisolierung sind genauso kompakt bzw. sogar kompakter als SF ₆ -isolierte Anlagen und sie sind somit auch für Windenergieanlagen und Gebäudeinstallationen verwendbar.
Lebensdauer und Langzeitstabilität	Der Effekt des „Verklebens“ in Vakuumschaltern verringert die Anzahl möglicher Schaltvorgänge.	Das Problem des „Verklebens“ konnte durch Anpassungen in der Antriebstechnik und Elektrodenwerkstoffe bereits vor vielen Jahren gelöst werden.
	Anwender haben schlechte Erfahrung mit Feststoffisolierungen und Fluiden (Öl) gesammelt. Für Betriebsmittel mit einer Lebensdauer von 20 bis 40 Jahren fehlen Erfahrungswerte in der Langzeitstabilität.	In der sekundären Verteilung gibt es Anwender mit langjähriger (bis zu 30 Jahre) und sehr positiver Erfahrung beim Einsatz von Alternativen, insbesondere Feststoffen und Fluiden (Estern). Dies betrifft insbesondere Akteure außerhalb von Deutschland.
	Feststoffisolationen haben mit Teilentladungsproblemen	Die Vorurteile gegenüber Feststoffisolationen stammen

Aspekt	Kritische Stimmen gegenüber Alternativen	Befürwortende Stimmen gegenüber Alternativen
	zu kämpfen und sind nicht zuverlässig genug („Langzeitbeständigkeit“).	aus einer Zeit von vor 30 Jahren, in denen Feststoffisolationen nicht zuverlässig waren. Teilentladungen sind heute kein Problem mehr, insbesondere bei geschirmten Feststoffisolationssystemen.
Umwelteinflüsse	Nur gasisolierte Anlagen sind vor verschiedenen Umwelteinflüssen (Druck, Schmutz) geschützt.	Alternativen verwenden spezifisches Design („enclosed“, „encapsulated“ und insbesondere „sealed“), um einen gleichwertigen Schutz zu gewährleisten. Geschirmte Feststoffisolationen und Fluid-Isoliersysteme sind ebenfalls vor Umwelteinflüssen geschützt.
	SF ₆ durch Fluide zu ersetzen verlagert das Problem zu anderen problematischen Isolierstoffen. Fluide sind nicht langzeitbeständig, wasserschädigend beim Austritt und haben Probleme wegen der Entzündbarkeit.	Moderne Fluide (Ester) sind weder wasserschädigend noch besonders entzündlich. Zudem sind die verwendeten Mengen sehr gering.
	Die gesamten SF ₆ -Emissionen der elektrischen Energiebranche sind vernachlässigbar im Vergleich zu den totalen weltweiten Treibhausgasemissionen und sollten daher eigentlich gar nicht diskutiert werden.	SF ₆ -freie Lösungen können einen deutlichen Beitrag zum Umweltschutz leisten.
Kosten	Verschiedene Alternativen sind grundsätzlich teurer als SF ₆ -Lösungen. Schaltanlagen in der sekundären Verteilung: 30 bis 50 % teurer. Primäre Verteilung: 10 bis 25 % teurer. Das weitere Kostenreduktionspotential ist aufgrund aufwendiger Produktionsverfahren eher gering.	Ein Großteil der Mehrkosten entsteht durch geringe Stückzahlen. Durch Skaleneffekte lassen sich die Mehrkosten auf unter 10 % drücken. Im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten (Primär- und Sekundärtechnik) einer Ortsnetzstation sind die Mehrkosten sehr gering. Sekundärtechnik macht über 50 % der Investitionskosten aus.
	Operative Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlagen sind bei allen Technologien gleich. Investitionskosten von Alternativen in der Sekundärverteilung sind im Vergleich zu SF ₆ -Lösungen höher.	SF ₆ -Anlagen haben im Vergleich zu Alternativen höhere operative Kosten über die Lebensdauer (Reporting, Gas-Handling). Bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung werden aber nur Investitionskosten herangezogen.

Aspekt	Kritische Stimmen gegenüber Alternativen	Befürwortende Stimmen gegenüber Alternativen
	Sobald ein komplexer Vakuumschalter anstelle eines einfachen SF ₆ -Trenners / Erders eingesetzt werden muss, explodieren die Kosten.	Vakuumschalter für die niedrigen Anforderungen eines Trenners können sehr kostengünstig hergestellt werden und sind preislich kaum teurer. Zudem beträgt der Kostenanteil der Primärtechnik (Schaltanlage) an den Gesamtprojektkosten weniger als 50 %, so dass dieser Mehrpreis in Relation gering ausfällt.
Marktakzeptanz	Teilweise schreiben Anwender nur spezifische Gase (SF ₆) oder gasisierte Anlagen aus. Teilweise werden für neue Projekte einfach die alten Ausschreibungsunterlagen verwendet. Dies verhindert neue Technologien.	Teilweise werden Umweltschutzaspekte in Ausschreibungen mit aufgenommen.
	Für Anwender sind die Investitionskosten das entscheidende Kriterium bei der Auswahl von Anlagen. Die betrifft insbesondere den Massenmarkt.	Einzelne Anwendergruppen sind auch für Mehrkosten bereit bzw. für sie hat das Image eine vergleichbare Bedeutung wie die Kosten.
	Kunden kaufen keine Alternativen, solange nur wenige Produkte oder Anbieter existieren.	Einzelne Anwender haben langjährige Erfahrung mit Alternativen, insbesondere im Bereich der sekundären Verteilung.

Tabelle 25: Übersicht des Stimmungsbildes ausgewählter Aspekte für Betriebsmittel in der Hochspannung

Aspekt	Kritische Stimmen gegenüber Alternativen	Befürwortende Stimmen gegenüber Alternativen
Bemessungsspannung und -strom	Eine spezifische Herausforderung in der HS ist, dass SF ₆ auch zum Schalten ersetzt werden müsste. Hier gibt es bisher nur Prototypen oder Forschungsgeräte.	Erste Produkte mit Vakuumschalter (Offshore-Wind, Umspannwerke) werden bereits angeboten.
	Alle bekannten Alternativgase können immer nur jeweils einen Teil der geforderten Parameterbereiche abdecken.	Mit einem Portfolio an Alternativtechniken ist mittelfristig eine Substitution denkbar.
Baugröße und Gewicht	Im Bereich Windenergie und in Gebäudeinstallationen sind erforderliche Dimensionen ohne SF ₆ nicht realisierbar.	In der HS bestehen mehr Freiheitsgrade bzgl. Baugröße, weshalb Alternativen mit größeren Dimensionen denkbar sind.
Umwelteinflüsse	Fluorierte Alternativgase sind keine „sauberen“ Lösungen. Das geringe GWP ist aufgrund der schnelleren Zersetzung in der Atmosphäre gegeben. Die Zersetzungsprodukte sind ebenfalls teilweise problematisch. ⁷	
	Das GWP einer Alternative sollte höchstens im Bereich von dem von CO ₂ liegen. Es werden FKW bereits im Bereich von 150 verboten, auch in der Energietechnik ist dies früher oder später zu erwarten.	Eine Reduktion von 98 % ist substantiell und ausreichend. Der Vergleich mit Kühlmitteln hinkt, da hier die Vergleichsbasis aktuelle Kühlmittel mit einem GWP von 230-490 sind, und nicht solche mit 23.500.
	Die Zersetzungsprodukte von einzelnen Alternativgasen sind teilweise hoch giftig und können die Gesundheit des Personals gefährden.	Auch die Zersetzungsprodukte von SF ₆ sind teilweise hoch giftig, durch die Kapselung hat das Personal aber keinen Kontakt dazu.

⁷ In der Diskussion wurde auf die aktuelle Publikation verwiesen [Pohlink et al., 2016].

Aspekt	Kritische Stimmen gegenüber Alternativen	Befürwortende Stimmen gegenüber Alternativen
	Die gesamten SF ₆ -Emissionen der elektrischen Energiebranche sind vernachlässigbar im Vergleich zu den totalen weltweiten Treibhausgasemissionen und sollten daher eigentlich gar nicht diskutiert werden.	SF ₆ -freie Lösungen können einen deutlichen Beitrag zum Umweltschutz leisten.
Lebensdauer und Langzeitstabilität	Die Alternativgase zersetzen sich im normalen Betrieb und damit ist die Lebensdauer einer Anlage geringer als die von SF ₆ bzw. die Frequenz der Wartungszyklen müssen erhöht werden.	Bisherige Untersuchungen haben keine kritischen Alterungsprozesse der verwendeten Gase gezeigt. Die Wartungszyklen und Lebensdauer sind vergleichbar mit SF ₆ -Anlagen.
Kosten	Schaltanlagen mit alternativen Gasen werden trotz zu erwartender Skaleneffekte nicht zu vergleichbaren Preisen angeboten werden können, insbesondere aufgrund des Produktdesigns und hochwertiger Materialien.	Preise für Schaltanlagen mit alternativen Gasen sind zu vergleichbaren Preisen realisierbar. In SF ₆ -Schaltanlagen in der HS werden aktuell schon teilweise hochwertige Materialien eingesetzt (versilberte Kontakte).
Marktakzeptanz	Die Netzbetreiber bevorzugen eine universelle und standardisierte Lösung.	In der Praxis kommen aktuell verschiedene oder sogar Hybridlösungen vor. Hersteller können zeitweise auch verschiedene Technologietypen (Anlagen mit verschiedenen Befüllungen) parallel produzieren.
	-	Im HS-Bereich handelt es sich nicht um Massenware und der Kostendruck ist geringer als in der MS.

8.2 Konsolidierte Standpunkte relevanter Branchenverbände

Neben Einzelinterviews haben wir mit Interessenvertretern gesprochen und aktuelle Positionspapiere ausgewertet, um konsolidierte Standpunkte der Branche zu erfassen. Hervorzuheben sind folgende Gremien und Verbände:

- Arbeitskreis SF₆ (AK SF₆), zentrales verbandsübergreifendes Gremium in Deutschland (ZVEI, FNN, BDEW, VIK), vertritt Hersteller und Anwender;
- Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI), vertritt Hersteller;
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), vertritt insbesondere die Netzbetreiber als Anwendergruppe;
- European Association of the Electricity Transmission and Distribution Equipment and Services Industry (T&D Europe), vertritt europäische Nationalverbände, z. B. ZVEI.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu relevanten Standpunkten, Veröffentlichungen und Stellungnahmen dieser Gremien und Verbände. Im Allgemeinen zeigt sich in dem konsolidierten nationalen Branchenverbände bild eine starke Zurückhaltung gegenüber der Einsetzbarkeit alternativer Technologien. Dies zeigt sich insbesondere in der klaren Position, dass sich alternative Lösungen derzeit noch im Forschungsstadium befinden. Einzelne Experten in den individuell geführten Interviews (Hersteller und Anwender) und Vertreter von internationalen Organisationen wie T&D Europe oder Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE, Alternative Gases Task Force) äußerten sich teils deutlich weniger zurückhaltend. Beispielsweise verweisen sie in den individuellen Positionen konkret auf die Einsatzmöglichkeiten alternativer Technologien für spezifische Anwendungsfälle in der MS und HS.

Tabelle 26: Übersicht relevanter Standpunkte, Veröffentlichungen und Stellungnahmen der interviewten Gremien und Verbände

Gremium, Verband	Zentrale Standpunkte	Veröffentlichungen, Stellungnahmen
Arbeitskreis SF ₆	<ul style="list-style-type: none"> • SF₆ hat zentrale Bedeutung für Versorgungssicherheit • Ökobilanz und Toxizität von SF₆ sind kritisch, Anteil an der Gesamtemission dennoch gering • alternative Lösungen derzeit im Forschungsstadium • umfangreiche Tests und Erfahrungswerte mit der Langzeitstabilität noch erforderlich • zentrale Kriterien zur Bewertung von Alternativen: Gesamtkostenbilanz und Ökobilanz • brancheneinheitliche Lösung erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • freiwillige Selbstverpflichtung der Industrie (2005) [SOLVAY et al., 2005] • Erläuterungen zur F-Gase-Verordnung (EU) 517/2014 (2015) [EU, 2014] • Stellungnahme im Rahmen der Befragung durch das Projektkonsortium (2016)

Gremium, Verband	Zentrale Standpunkte	Veröffentlichungen, Stellungnahmen
ZVEI	<ul style="list-style-type: none"> • siehe AK SF₆ 	<ul style="list-style-type: none"> • separates Positionspapier seitens der Hersteller befindet sich in Bearbeitung, Veröffentlichung 2017
FNN	<ul style="list-style-type: none"> • SF₆ ist bewährtes Isolier- und Löschgas, zeigt hohe Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit • technisch gleichwertiges Gas für den Ersatz liegt trotz wissenschaftlicher Forschung nicht vor • Alternativen müssen vergleichbare Anforderungen erfüllen: Lebensdauer, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Umwelteigenschaften, Wirtschaftlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Positionspapier der Anwender zu Alternativen für den Einsatz von SF₆ (2016) [Bohn, 2016]
T&D Europe	<ul style="list-style-type: none"> • für spezifische Anwendungen existieren SF₆-freie Technologien • Branche strebt nach stetiger Emissionsreduktion von SF₆ in SF₆-Anlagen und Erforschung von alternativen Lösungen • für jede Alternativtechnologie ist vor dem Markteintritt eine umfassende Prüfung erforderlich • Entwicklung und Abstimmung einheitlicher Bewertungskriterien erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • technisches Handbuch zur Bewertung von Alternativgasen (2016) [T&D Europe, 2015b] • Positionspapier zu SF₆ und Alternativen (2016) [T&D Europe, 2015a] • weitere Berichte zum technischen Stand von SF₆-Alternativen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind derzeit in der Bearbeitung, Veröffentlichung 2017/2018

8.3 Stimmungsbild aus dem Fachgespräch vom 6.3.2017

Das nachfolgende Stimmungsbild zum Fachgespräch vom 6.3.2017 fasst wesentliche Teile der Diskussion und Ergebnisse aus Sicht des Projektteams zusammen. Das Projektteam erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Es werden zunächst allgemein diskutierte Punkte beschrieben und zusammengefasst. In den nachfolgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der drei Diskussionsblöcke

- zu Mittelspannung,
- zu Hoch- und Höchstspannung sowie
- der nicht-technischen Barrieren und Marktakzeptanz

erläutert. Im ersten Schritt wird jeweils tabellarisch das Stimmungsbild zu vom Projektteam formulierten Thesen dargestellt. Darunter folgen im Gespräch gefallene Aussagen und Positionen.

8.3.1 Allgemeine Ergebnisse

Monitoring der Emissionen und Terminologie „Schaltanlage“

- Es gibt keine gemeinsame Position, ob und welche Art von Schaltgeräten oder Messwandler grundsätzlich als Teil von Schaltanlagen oder als separate Betriebsmittel zu betrachten sind. Daraus lässt sich ein Bedarf für eine klare und einheitliche Terminologie / Definition ableiten. Der Arbeitskreis SF₆ will sich der Problematik annehmen.

Spannungswert für Grenze zwischen Mittel- und Hochspannung

- Es wird sich im Teilnehmerkreis auf die Verwendung der Grenze von 52 kV (Bemessungsgröße) in Anlehnung an die IEC Norm IEC 62271-200 geeinigt. Für die Einordnung / Diskussion von Lösungen in der Mittelspannung müssen aber die Spannungsbereiche < 36 kV sowie > 36 kV bis einschließlich 52 kV unterschieden werden. In Deutschland kommen fast ausschließlich Betriebsmittel im Bereich von bis zu 36 kV vor.

8.3.2 Block A: elektrische Betriebsmittel in der Mittelspannung

Tabelle 27: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen (Ergebnisse der Befragung)

These	ist korrekt	ist korrekt mit Einschränkungen	ist relevant
Die Reduktionspotentiale bei SF ₆ -isolierten Anlagen in der Mittelspannung sind sehr gering.	- Mittlere Zustimmung, - Keine Ablehnung	- Geringe Zustimmung, - Keine Ablehnung	- Mittlere Zustimmung, - Keine Ablehnung
Bis 24 kV sind technisch ausgereifte Alternativtechnologien verfügbar.	- Geringe Zustimmung, - Geringe Ablehnung	- geringe Zustimmung, - Keine Ablehnung	- Geringe Zustimmung, - Keine Ablehnung
Der aktuelle Mangel an standardisierten Lösungen behindert die Einführung / von Alternativen.	- Hohe Zustimmung, - Geringe Ablehnung	- Geringe Zustimmung, - Keine Ablehnung	- Hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung

Aktuelles Niveau und weitere Reduktion des SF₆-Einsatzes in SF₆-isolierten Schaltanlagen

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Für Schaltgeräte und Schaltanlagen im Allgemeinen gab es ein weitestgehend konsistentes Stimmungsbild hinsichtlich der Reduktionspotentiale.

In den wesentlichen Bereichen der Herstellung und dem Betrieb aktueller Technologien wurden die Entwicklungspotentiale zur Reduktion der Emission in den letzten Jahren weitestgehend ausgeschöpft. Für moderne Schaltanlagen schätzen die Teilnehmer die jährlichen Emissionsraten mit deutlich unter 0,1 % der Füllmenge ab.

- Bei den sonstigen Betriebsmitteln (gilt für Mittel- und Hochspannung), wie z. B. Durchführungen oder Messwandlern, gab es hinsichtlich der Reduktionspotentiale kein klares Stimmungsbild. Die Diskussion offenbarte einen Klärungsbedarf bezüglich der Abgrenzung der Betriebsmittelkategorien und der dem Monitoring zugrundeliegenden Definitionen.
- *Ergebnis:* Für moderne Schaltanlagen mit SF₆ sind die Emissionsraten gering. Das weitere Reduktionspotential bei weiterer Verwendung von SF₆ wird deshalb als unerheblich eingestuft und wäre mit sehr großen Aufwand verbunden. Eine weitere Reduktion wäre nur mit alternativen Technologien oder Gasen möglich.
- *Ergebnis:* Bei den sonstigen Betriebsmitteln (gilt für Mittel- und Hochspannung) gibt es weiteren Diskussionsbedarf zur Abgrenzung / Definition und zum möglichen Reduktionspotential. Im Arbeitskreis SF₆ soll die Diskussion fortgesetzt werden.

Technische Verfügbarkeit von Alternativen für den Einsatz von SF₆ in Schaltanlagen

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Für Leistungsschalter ist Vakuum Stand der Technik. Hinsichtlich der Frage, ob Vakuum bei Lastschaltern Stand der Technik ist, zeigt sich kein einheitliches Stimmungsbild. Für die Mehrheit erfolgt die Wahl des Schaltmediums bei Lastschaltern nicht aufgrund technischer Aspekte, sondern aufgrund der Kosten.
- Als Isoliermedium stehen für den Großteil der Anwendungen ausreichend technisch vergleichbare Alternativtechnologien⁸ zur Verfügung (u.A. Luftisolierung, Feststoffisolierung). Bei Alternativgasen⁹ sind aber einzelne Fragen (z. B. Umweltverträglichkeit, Langzeitverhalten) noch nicht geklärt. Für spezifische Anwendungsfälle, die Spannungsbereiche ≥ 36 kV oder sehr hohe Nennströme erfordern, sind vorerst weitere technische Entwicklungen erforderlich.
- *Ergebnis:* Auch wenn sich kein einheitliches Stimmungsbild hinsichtlich der technischen Verfügbarkeit von Alternativtechnologien zeigt, sieht die Mehrheit keine technischen Restriktionen für den Einsatz von Alternativen beim Großteil der Anwendungsfälle in der Mittelspannung.

Kosten

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Derzeit gehen die Teilnehmer von höheren, aber nicht prohibitiven Kosten für Alternativen aus.

⁸ Alternativtechnologien umfassen alle auf dem Markt verfügbaren Technologien, die nicht SF₆ als Isolier- und oder Schaltmedium verwenden.

⁹ Alternativgase umfassen alle gasförmigen Isolier- und Schaltmedien, die für den Einsatz in Schaltanlagen potenziell in Betracht kommen.

- Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung bzw. einer möglichen Reduzierung der Kosten zeigt sich kein einheitliches Stimmungsbild. Die Mehrheit geht aber davon aus, dass der Grad der Standardisierung und die geforderten Spezifikationen maßgeblich die sich einstellenden Kosten beeinflussen. Im Ergebnis der Diskussion zeigt sich weiterer Diskussionsbedarf und die Erkenntnis, dass für ein klares Verständnis vom Begriff *Standardisierung* zwischen internationalen Normen und den von Anwendern geforderten spezifischen Standards zu differenzieren ist.
- *Ergebnis:* Derzeit sind die Kosten für Alternativen höher, werden aber nicht als prohibitiv eingeschätzt (siehe auch die allgemeine Ergänzung bei Block B).

8.3.3 Block B: elektrische Betriebsmittel in der Hoch- und Höchstspannung - Stand der Technik von SF₆ und Alternativen

Tabelle 28: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen (Ergebnisse der Befragung)

These	ist korrekt	ist korrekt mit Einschränkungen	ist relevant
Langfristig wird sich lediglich ein Alternativgas durchsetzen.	<ul style="list-style-type: none"> - mittlere Zustimmung, - geringe Ablehnung 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung
Wir brauchen eine längere Pilotierungsphase, die mehrere Alternativen gleichwertig berücksichtigt. Diese Phase erfordert ein Engagement von Herstellern und Anwendern.	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - keine Ablehnung 	<ul style="list-style-type: none"> - - 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung

Monitoring der Emissionen und Reduktionspotentiale des SF₆ Einsatzes

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Bei Anlagen in der Hochspannung zeigten sich in den letzten Jahren / Jahrzehnten hinsichtlich der Reduktion der Emissionsraten relevante Entwicklungen. Die Differenz der Leckrate zwischen Alt- und Neuanlagen in der Hochspannung ist deutlich höher als im Bereich der Mittelspannung. Dies liegt darin begründet, dass Mittelspannungsanlagen mit SF₆ zeitlich erst nach Hochspannungsanlagen eingeführt wurden und die Hersteller somit auf jahrelange Entwicklungserfahrung zurückgreifen konnten. Trotz dieser grundsätzlichen Einordnung hat sich im Rahmen der Diskussion gezeigt, dass es kein einheitliches Verständnis zur Definition von Altanlagen (Zeitbezug, Technologie, etc.) gibt. Weiterhin ermöglichen die aktuellen Monitoringprozesse nur wenige quantitative / belastbare Aussagen zu Leckraten (insbesondere in der MS und bei „sonstigen“) und zum Bestand der Altanlagen.

- In Anlehnung an die Diskussion in Block A wird weiterhin eine differenzierte Betrachtung weiterer Betriebsmittel, wie z. B. separate Schaltgeräte, Durchführungen oder Messwandler, als notwendig erachtet.
- *Ergebnis:* Reduktionspotentiale werden primär bei Altanlagen gesehen. Wobei es vorerst Klärungsbedarf hinsichtlich der Abgrenzung / Definition und dem validen Monitoring / der validen Erfassung des Anteils von Altanlagen gibt. Weiterhin zeigt sich weiterer Diskussionsbedarf hinsichtlich der sonstigen Betriebsmittel (siehe Diskussion Block A).

Technische Verfügbarkeit von Alternativen für den Einsatz von SF₆

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Die Teilnehmer bringen zum Ausdruck, dass ein deutlicher Kenntnissgewinn erforderlich ist hinsichtlich einer Charakterisierung und einer vergleichenden Bewertung aller Alternativen (dies gilt *auch* für die Mittelspannung).
- Der Thematik Standardisierung kam in der Diskussion eine zentrale Bedeutung zu. Hier sehen die Teilnehmer weiteren Diskussionsbedarf. Wobei es verschiedene Positionen gab, in welchem Bereich eine Standardisierung erforderlich und was damit gemeint ist, z. B. vergleichbare technische Eigenschaften oder Anforderungen der Kunden oder ein einheitliches Gas.
- *Ergebnis:* Viele Teilnehmer zeigen keine klare / finale Positionierung hinsichtlich der verschiedenen alternativen Technologien/Gase. Hier zeigen sich divergierende Positionen zwischen Herstellern und Anwendern. Die Anwender haben den Wunsch nach direkt vergleichbaren Analysen und einer Lösung am Markt, die von allen Herstellern angeboten wird. Dementgegen sehen die Hersteller einen gewissen Wettbewerb als Vorteil, weil Alternativgase eben nicht 1:1 den ganzen Einsatzbereich von SF₆ ersetzen können.
- Weiterhin sollten Rahmenbedingungen für die Einführung verschiedener Optionen bestehen, da derzeit noch nicht absehbar ist, welche Alternative möglichst viele Anwendungsfelder komplett abdeckt.

Kosten

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Grundsätzlich verfügen die Anwender über wenig Informationen zu möglichen Mehrkosten für Alternativen. Nach den Aussagen der Hersteller sind die Kosten für Anlagen mit Alternativen in der Hochspannung schwer abschätzbar.
- Einige Betreiber betonten, dass selbst moderate Mehrkosten nicht leichtfertig hingenommen werden können, selbst wenn sie im Bereich öffentlicher Versorgungsnetze durch die Regulierung anerkannt würden. Netzentgelte sind ein politisch sensibles Thema. Die Frage, welche Mehrkosten vertretbar sind, müsste deshalb gesondert und angemessen untersucht und diskutiert werden.
- *Ergebnis:* Die Frage, was vertretbare Kosten sind, ist für öffentliche Netze im Rahmen der Anreizregulierung und somit vom regulatorischen Rahmen zu klären (dies gilt *sowohl* für Mittel- *als auch* für Hochspannung).

8.3.4 Block C: Fragen der Marktakzeptanz, nicht-technische Barrieren für die Einführung von Alternativen

Tabelle 29: Zusammenfassung des Stimmungsbildes zu einzelnen Thesen (Ergebnisse der Befragung)

These	ist korrekt	ist korrekt mit Einschränkungen	ist relevant
Es wird eine Vielfalt an möglichen Instrumenten gesehen. Es zeigt sich kein einheitliches Stimmungsbild bei Priorisierung der politischen Instrumente, aber eine Präferenz einzelner Teilnehmer für Förderinstrumente.	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung 	- -	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung
Auch im regulierten Markt sind Mehrkosten bei der Investition und den Betriebskosten relevant.	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - keine Ablehnung 	- -	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung
Herausforderung ist nicht ein Alternativgas, sondern eine Vielzahl an Alternativgasen.	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - keine Ablehnung 	- -	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Zustimmung, - Keine Ablehnung

Unsicherheit des künftigen regulativen und politischen Rahmens (Was für einen Ordnungsrahmen brauchen Sie als Hersteller / Anwender?)

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Grundsätzlich wurden verschiedene Gruppen von Instrumenten diskutiert. Marktanreizprogramme, unternehmensinterne Anreizprogramme oder Verbote / Steuern.
- Bei der Förderung von Alternativen zeigen sich Herausforderungen hinsichtlich der Finanzierung und der Frage, wo Fördermodelle ansetzen sollten. Zum Beispiel: Sollten nur neue Alternativen gefördert werden? Dies würde bereits bestehende Alternativen benachteiligen. Sollte der Fokus auf Forschungsprogramme (z. B. zur Umweltverträglichkeit) gelegt werden?
- Beispiele für unternehmensinterne Anreizprogramme bei Betreibern wurden für die Niederlande und die Schweiz angeführt (Kostenpönale für SF₆, Umweltfonds). Diese basieren aber auf einer freiwilligen Einführung einzelner Unternehmen.
- Die Anreizwirkung einer Steuer auf SF₆ wird aufgrund des geringen Anteils an den Gesamtkosten der Anlagen kritisch gesehen.
- Bei der Diskussion um mögliche Verbote zeigten sich verschiedene Positionen. Wenige Teilnehmer befürworteten Verbote, andere waren klar dagegen.

- *Ergebnis:* Einigkeit bestand darin, dass ein planungssicherer Ordnungsrahmen erforderlich ist. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Rahmens zeigt sich keine klare Position oder Forderung seitens der Branchen. Ein Teil der Teilnehmer äußerte grundsätzlich eine Präferenz für Förderinstrumente.

Investitionen und Betriebskosten (Anwenderseitig)

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* In der Diskussion hat sich eine differenzierte Betrachtung nach Spannungsebene und regulierter / nicht regulierter Markt gezeigt.
- In der Mittelspannung fallen gegenwärtig faktisch keine Betriebskosten an. In der Hochspannung fallen Betriebskosten an, wobei diese für die Alternativen von einem Teilnehmer als vergleichbar angenommen wurden.
- Im regulierten Bereich (Netze der öffentlichen Versorgung) sind vertretbare Mehrkosten bei der Investition vom regulatorischen Rahmen abhängig. Im nichtregulierten Bereich werden die Mehrkosten nicht unbedingt als prohibitiv erachtet. Allerdings werden in nichtregulierten Märkten preisrelevante Entscheidungen getroffen, die bei Preisunterschieden zum Ausschluss einer Alternative führen können.
- Im Laufe der Diskussion zeigte sich, dass die Anwender derzeit über wenig Informationen zu möglichen Mehrkosten für Alternativen verfügen.

Komplexität der Prozesse und des Handlings von Alternativgasen

- *Anmerkung Teilnehmer / Diskussion:* Heute setzen Anwender schon verschiedene Technologien von unterschiedlichen Herstellern ein. Damit einher gehen bereits aktuell Unterschiede beim Anlagenhandling (nicht beim Gashandling). Mehrere / verschiedene Gase würden aber die Vielfalt potenzieren.
- *Ergebnis:* Grundsätzlich wird der Einsatz einer begrenzten Anzahl verschiedener Gase als möglich erachtet, aber die Teilnehmer sehen Herausforderungen bei der Personalausbildung, Arbeitssicherheit sowie dem Vorhalten und der Lagerung von Gashandlinggeräten, Messinstrumenten und Ersatzteilen.

9 Anhang

9.1 Thesaurus zur Erläuterung der Fachbegriffe (Deutsch-Englisch)

9.1.1 Allgemeine elektrische Bezeichnungen

Tabelle 30: Allgemeine elektrische Bezeichnungen

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Gleichstrom	Direct Current (DC)	Strom, dessen Richtung zeitlich konstant ist.
Hochspannung (HS)	High Voltage	52 kV < Nennspannung < 110 kV (AC)
Höchstspannung (HöS)	Extra High Voltage	110 kV < Nennspannung < 800 kV (AC)
Mittelspannung (MS)	Medium Voltage	1 kV < Spannung < 52 kV (AC)
Niederspannung	Low Voltage	Spannung < 1 kV (AC)
Ultrahochspannung (UHS)	Ultra High Voltage	> 800 kV (AC) [und >600 kV (DC)]
Wechselstrom	Alternating Current (AC)	Strom, der seine Richtung in regelmäßiger Wiederholung wechselt.

9.1.2 Technische Fachbegriffe für elektrische Betriebsmittel

Tabelle 31: Technische Fachbegriffe für elektrische Betriebsmittel

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Abgangsfeld	outcoming feeder	Leitung in einer Schaltanlage, die verwendet wird, um Energie aus dem System hinaus zu führen.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Antriebssystem	actuating system	Ein Antriebssystem bewegt die Kontakte in Leistungsschaltern zwischen offener und geschlossener Schaltstellung. Der Energiebedarf wird in der Regel von mechanischen Federkraftspeichern bereitgestellt. Diese sollen ein automatisches Öffnen, anschließendes Schließen und erneutes Öffnen des Leistungsschalters ermöglichen.
Doppel-Sammelschienen-Station	double busbar substation	Eine Schaltanlage, in der die Leitungen an zwei Sammelschienen angeschlossen sind.
Druckgasleistungsschalter oder Druckgasschalter	gas-blast circuit-breaker	Leistungsschalter, bei dem der nach Trennung der Kontakte sich ausbildende Schaltlichtbogen durch Einblasen eines geeigneten "Löschgases" (z.B. SF ₆) innerhalb weniger Millisekunden gelöscht wird.
Durchführung	bushing	Ein Bauteil, das einen Leiter durch eine Wand (z.B. Gebäudewand, Gehäuse eines Transformators) führt und diesen von ihr elektrisch isoliert.
Einfach-Sammelschienen-Station	single busbar substation	Eine Schaltanlage, in der die Leitungen an einer einzigen Sammelschiene angeschlossen sind.
Erdungsschalter	earthing switch	Die Aufgabe eines Erdungsschalters besteht darin, abgeschaltete Anlagenteile zu erden und bei mehrpoligen Erdungsschaltern gleichzeitig kurzzuschließen.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Freiluft-Schaltanlage	outdoor switchgear (and controlgear)	Gasisolierte Schaltanlagen (vgl. gasisolierte Schaltanlagen) für den Gebrauch im Freien, welche für Bedingungen mit Wind, Regen, Schnee, Raureif, Vereisung und starken Schmutzablagerungen geeignet sind (vgl. Innenraum-Schaltanlage). In der Hochspannung wird im Sprachgebrauch oft „Freiluft-Schaltanlage“ mit AIS (vgl. luftisolierte Schaltanlage) gleichgesetzt. I
Gasisolierte (Übertragungs-) Leitung (GIL)	gas-insulated (transmission) line	Eine elektrische Leitung, welche aus einem Leiter besteht, der in einem Rohr zentriert ist. Das Rohr enthält ein komprimiertes Isoliergas (meist SF ₆ oder SF ₆ -Mischungen).
Gasisolierte Schaltanlage (GIS)	gas-insulated switchgear	Eine metallgekapselte Schaltanlage, bei der die Isolation zumindest teilweise durch ein Gas, welches nicht Luft bei Atmosphärendruck ist, bereitgestellt wird. Sie besteht aus Komponenten wie Leistungsschalter und Trennschalter. Im Gegensatz zu luftisolierten Schaltanlagen (AIS) ist der Gasraum von der Umgebungsluft entkoppelt.
Gasisolierter Transformator (GIT)	gas-insulated transformer	Ein Transformator, der SF ₆ als Isoliergas verwendet.
Generator Leistungsschalter	generator circuit-breaker	Schaltgeräte in der Hochstromverbindung zwischen Generator und Maschinentransformator. Die elektrischen Anforderungen an Generatorschalter sind in wesentlichen Punkten weit höher als für Schalter im Netzeinsatz [3], siehe ANSI "IEEE" C37 013-1997 Vorschrift.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Geschlossenes Drucksystem	closed pressure system	Volumen, das nur in regelmäßigen Zeitabständen durch Anschluss an eine externe Gasversorgung von Hand nachgefüllt wird z.B. HS-GIS (siehe IEC 62271-203).
Hermetisch abgeschlossenes Drucksystem	sealed pressure system	Volumen, für das während der erwarteten Betriebslebensdauer keine weitere Gaszufuhr oder Vakuumbehandlung erforderlich ist, z.B. Röhren von Vakuum-Leistungsschaltern, MS-GIS.
Hilfsstromkreis	auxiliary circuit	Alle Stromkreise in einer Schaltanlage neben dem Hauptstromkreis (z.B. Steuerstromkreise).
Innenraum-Schaltanlage	indoor switchgear (and controlgear)	GIS (vgl. gasisolierte Schaltanlagen) oder AIS (vgl. luftisolierte Schaltanlagen) für den Gebrauch in Innenräumen, in denen die Anlage geschützt ist vor Umwelteinflüssen wie Wind, Regen, Schnee, Raureif, Vereisung und starken Schmutzablagerungen (vgl. Freiluft-Schaltanlage).
Kesselleistungsschalter oder Kesselschalter	dead tank circuit-breaker	Ein Leistungsschalter, in dem die Unterbrechereinheit in einem geerdeten metallischen Gehäuse ist. Dieser wird ausschließlich in HS Freiluftanlagen eingesetzt.
Kontrolliertes Drucksystem	controlled pressure system	Volumen, das selbständig aus einer äußeren oder inneren Gasversorgung nachgefüllt wird, z.B. Druckluft-Leistungsschalter und Druckluftantriebe.
Lastabwurf	load shedding	Das bewusste Abtrennen einer Last in einem Stromversorgungssystem aufgrund einer abnormalen Bedingung, um die Unversehrtheit des restlichen Systems zu gewährleisten.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Lastschalter	load break switch (= load switch)	Lastschalter dienen zum Einschalten und Ausschalten von Betriebsmitteln und Anlageteilen im ungestörten Zustand. Kurzschlussströme können im Gegensatz zum Leistungsschalter nicht unterbrochen werden.
Lasttrennschalter	switch-disconnector	Ein Schalter, der aus einer Kombination von einem Lastschalter und einem Trennschalter besteht. Er erfüllt sowohl die Anforderungen an einen Lastschalter, als auch die Anforderungen an einen Trennschalter.
Leckageerkennungssystem	Leak detection system	Ein kalibriertes mechanisches, elektrisches oder elektronisches Gerät, das das Austreten fluorierter Treibhausgase aus Lecks feststellt und bei einer solchen Feststellung den Betreiber warnt.
Leistungsschalter	circuit-breaker	Mechanische Schalteinrichtungen, die Stromkreise (Arbeitsströme und Fehlerströme) unter Last schließen und öffnen und in eingeschaltetem Zustand den Nennstrom führen kann.
Luftisolierte Schaltanlage (AIS)	air-insulated switchgear	AIS sind Schaltanlagen, in denen spannungsführende Teile direkt der Umgebungsluft ausgesetzt sind. In der HS stehen AIS in Freiluft (meist outdoor). In der MS sind die Komponenten der AIS mit einem geerdeten Metallgehäuse umschlossen, welches jedoch nicht luftdicht ist, sondern lediglich dem Personenschutz dient (vgl. gasisolierte Schaltanlagen).

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Messwandler	instrument transformers	Geräte zur genormten Messung von Strom oder Spannung. Sie werden eingesetzt, wenn eine elektrische Stromstärke oder elektrische Spannung zu groß ist, um mit den üblichen Geräten direkt gemessen werden zu können.
Metallgekapselte Schaltanlage	metal-enclosed switchgear (and controlgear)	Schaltanlage mit einem metallischen Gehäuse, welches außen für externe Anschlüsse vollständig geerdet ist.
Metallgeschottete Schaltanlage	metal-clad switchgear	Eine Kategorie von metallgekapselten Schaltanlagen, entsprechend des ANSI-Standards. Metallgeschottete Schaltanlagen implizieren eine herausziehbare Schalt- und Unterbrecher-Einheit. Im Gegensatz zu metallgekapselten Anlagen sind zusätzlich die einzelnen Funktionsbereiche durch Abschirmungen voneinander getrennt.
MS Schaltanlage für Primärverteilung	MV switchgear for primary distribution	Schaltanlage an der Mittelspannungsseite einer Station, welche von Hoch- auf Mittelspannung transformiert. Die Primärverteilung umfasst Schaltanlagen mit Leistungsschaltern wie z.B. in Umspannwerken von Hoch- auf Mittelspannung, in Kraftwerken oder Haupteinspeisungen großer Gebäudekomplexe bzw. Infrastruktureinrichtungen.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
MS Schaltanlage für Sekundärverteilung	MV switchgear for secondary distribution	Schaltanlage an der Mittelspannungsseite einer Station, welche von Mittel- auf Niederspannung transformiert. In der Sekundärverteilung befinden sich überwiegend reine Schaltanlagen mit Lasttrennschalter, ergänzt um kombinierte Lasttrenn-/Leistungsschalteranlagen in Netz-, Übergabe-, Unter- und Schaltstationen von Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerken.
Primärtechnik	primary technology	Betriebsmittel, die direkt in den Transport und Verteilung der elektrischen Energie eingebunden sind.
Ringkabelschaltanlage (RMU)	ring main unit	Eine RMU ist eine vollständig abgedichtete, gasisolierte, kompakte Schaltanlage. Die Bemessungsbetriebsspannung ist typischerweise maximal 24 kV und der Bemessungsbetriebsstrom ist maximal 630 A. Sie besteht meistens aus 3 Feldern: einem Kabeleingangs- und einem Kabelabgangsfeld mit jeweils einem Lasttrennschalter sowie einem Transformatorfeld mit einem Leistungsschalter (oder alternativ einer Kombination aus Sicherung und Lasttrennschalter).
Sammelschiene	busbar	Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen. Meistens ist die Sammelschiene einfach eine Schiene/Barren, an der an verschiedenen Punkten Stromkreise angeschlossen werden können.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Schaltanlage	switchgear	Generell sind damit Schaltgeräte in Verbindung mit Generation, Übertragung, Verteilung und Umwandlung elektrischer Energie gemeint, als auch die Kombination von Schaltgeräten mit Kontroll-, Mess-, Schutz- und Regelgeräten, Verbindungen, Zubehör und Gehäuse.
Schaltkammerleistungsschalter oder Schaltkammerschalter	live tank circuit-breaker	Ein Leistungsschalter, in dem die Unterbrechereinheit in einem Gehäuse ist, welches zur Erde isoliert ist. Dieser wird ausschließlich in HS Freiluftanlagen eingesetzt.
Sekundärtechnik	secondary technology	Sämtliche Hilfseinrichtungen, die für eine sichere Betriebsführung der Schaltanlage notwendig sind. Hierzu gehören die Funktionen Steuern, Verriegeln, Überwachen, Melden, Messen, Zählen, Registrieren und Schützen.
Sicherung	fuse	Schaltgeräte, die einen Stromkreis durch Schmelzen eines oder mehrerer dafür vorgesehener Teile unterbricht, falls Ströme einen vorgegebenen Wert überschreiten.
Spannungswandler	voltage transformer	Messwandler zum Messen von Wechselspannung. Sie werden eingesetzt, wenn eine elektrische Spannung zu groß ist, um mit den üblichen Geräten direkt gemessen werden zu können.
Stromwandler	current transformer	Messwandler zum Messen von Wechselstrom. Sie werden eingesetzt, wenn eine elektrische Stromstärke zu groß ist, um mit den üblichen Geräten direkt gemessen werden zu können.

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Transformator	transformer	Ein Gerät mit zwei oder mehr Windungen, welches mittels elektromagnetischer Induktion eine AC Spannung in eine AC Spannung mit höheren oder niedrigeren Wert transformiert. Die Frequenz bleibt dabei konstant.
Trennschalter	disconnecter	Trennschalter sollen nachgeschaltete Betriebsmittel freischalten, d.h. Betriebsmittel, die nicht mehr unter Spannung stehen, von den angeschlossenen Stromkreisen trennen. So bilden sie eine sichtbare Trennstrecke zu den nachgeschalteten Betriebsmitteln. Bei einem Trennvorgang unter Last würde ein Trennschalter im Gegensatz zum Leistungsschalter oder Lasttrennschalter zerstört werden.
Übertragungsnetz	transmission network	Das Übertragungsnetz überträgt elektrische Energie von Erzeugern (Kraftwerken) zu Umspannwerken, die näher an den Verbrauchern liegen.
Umspannwerk, Umspannstation, Ortsnetzstation	substation	Ein Teil des elektrischen Energiesystems an den Enden des Übertragungs- und Verteilernetzes, welcher in erster Linie aus Schaltanlagen und Transformatoren besteht.
Verteilernetz	distribution network	Das Verteilernetz verteilt die Energie des Übertragungsnetzes zu den Verbrauchern. Knotenpunkt zum Übertragungsnetz ist das Umspannwerk.

9.1.3 Elektrische Kenngrößen

Tabelle 32: Elektrische Kenngrößen

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Anstehende Spannung	applied	Spannung zwischen den Anschlüssen eines Leistungs-

Deutsch	Englisch	Erläuterung
	voltage	schalters unmittelbar vor dem Einschalten des Stromes.
Ausschaltstrom	breaking capacity	Strom, für den ein Schalter beim Abschalten des Stromes spezifiziert ist.
Bemessungs-Betriebsstrom	rated normal current	Der Strom, den die Hauptstrombahn eines Schaltgerätes unter festgelegten Bedingungen für Anwendung und Verhalten dauernd führen kann.
Bemessungs-Isolationspegel	rated insulation level	Genormte Kombination der Bemessungswerte für die Stehblitzstoßspannung, für die Stehschaltstoßspannung (soweit anwendbar) und für die Kurzzeit-Stehwechselfspannung, die einer Bemessungsspannung zugeordnet ist.
Bemessungs-Kurzzeit-Stehblitzstoßspannung	rated lightning impulse withstand voltage	Scheitelwert der Normstoßspannungswelle 1,2/50 μ s, dem die Isolation eines Gerätes standhalten muss.
Bemessungs-Kurzzeit-Stehschaltstoßspannung	rated switching impulse withstand voltage	Scheitelwert der unipolaren Normstoßspannungswelle 250/2500 μ s, dem die Isolation eines Gerätes mit Bemessungs-Spannung von 300 kV und höher standhalten muss.
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannung	rated short-duration power frequency withstand voltage	Effektivwert der sinusförmigen Wechselfspannung bei Betriebsfrequenz, dem die Isolation eines Gerätes gemäß den festgelegten Prüfbedingungen während einer Zeitdauer von 1 Minute standhalten muss.
Bemessungs-Kurzzeitstrom	rated short-time withstand current	Strom, den ein Schaltgerät in geschlossener Stellung während einer festgelegten kurzen Zeit führen kann.
Bemessungs-Spannung	rated voltage	Spannungswert, angegeben vom Hersteller, bis zu welchem die Verwendung eines Gerätes vorgesehen ist.
Bemessungswert	rated value	Stromwert, angegeben vom Hersteller, bis zu welchem die Verwendung eines Gerätes vorgesehen ist.
wiederkehrende Span-	recovery	Spannung, die unmittelbar nach dem Unterbrechen des

Deutsch	Englisch	Erläuterung
nung	voltage	Stromes zwischen den Anschlüssen eines Leistungsschalterpoles auftritt.

9.1.4 Umweltbegriffe

Tabelle 33: Umweltbegriffe

Deutsch	Englisch	Erläuterung
Atmosphärische Lebensdauer	atmospheric lifetime	Zeit für den Zerfall eines Gases in der Atmosphäre. Der Wert hängt von den Abbaumechanismen ab und ist daher gasspezifisch.
Treibhauspotential	global warming potential	Das Treibhauspotential eines Gases wird relativ zu 1 kg CO ₂ angegeben. Die exakte Definition des GWPs ist im fünften IPCC Report angeführt.
Strahlungsantrieb	radiative efficiency	„Radiative efficiency“ ist definiert als die Änderung der Nettostrahlungsbilanz in der Tropopause aufgrund einer Änderung der Gaskonzentration eines Treibhausgases. Sie hat die Einheit W/m ² /ppb und bestimmt zusammen mit der atmosphärischen Lebensdauer das GWP einer Substanz.

9.1.5 Die wichtigsten Gase

Tabelle 34: Die wichtigsten Gase

Deutsch	Englisch	Handelsübliche Begriff	Erläuterung
Schwefelhexafluorid SF ₆	Sulfur hexafluoride SF ₆		GWP = 23500
Fluorketon C5-PFK	Perfluoroketone C5-PFK	Reines C5-PFK: Novec 5110 Mischgas in Anwendung von ABB (AirPlus): CO ₂ und O ₂ mit C5-PFK;	GWP ≤ 1
Fluornitril C4-PFN	Perfluoronitril C4- PFN	Reines C4-PFN: Novec 4710 Mischgas in Anwendung von GE (g ³): C4-PFN und CO ₂	GWP = 1490
trockene Luft	dry Air/synthetic air	Mischgas in Anwendung von Siemens (Clean Air): 80 % Stickstoff /20 % Sauer- erstoff	GWP = 0

9.1.6 Organisationen

Tabelle 35: Organisationen

Abkürzung	Deutsch	Englisch
ANSI		American National Standards Institute
CIGRE	Internationales Forum für große elektrische Netze	International Council on Large Electric Systems
CIREN	Internationales Forum für elektrischen Energieverteilung	International Council on Elec- tricity Distribution
DIN	Deutsches Institut für Normung	German Institute for Standar- dization
IEC	Internationale Elektrotechni- sche Kommission	International Electrotechnical Commission
IEEE	Verband von Ingenieuren aus den Bereichen Elektrotechnik und Informationstechnik	Institute of Electrical and Elec- tronics Engineers
NOAA		National Oceanic and atmos-

Abkürzung	Deutsch	Englisch
		pheric administration
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (in Deutschland)	Association for Electrical, Elec- tronic and Information Technol- ogies (in Germany)
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE	Forum Network Technology / Network Operation in the VDE
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (in Deutschland)	German Electrical and Electron- ic Manufacturers' Association
T&D Europe	Zusammenschluss der Fachver- bände der Hochspannungs- schaltgeräte und Transformato- renhersteller (in Europa)	European Association of the Electricity Transmission and Distribution Equipment and Services Industry
Eurelectic	Union der Elektrizitätswirtschaft (in Europa)	The Union of the Electricity Industry (in Europe)

9.2 Übersicht geführter explorativer Interviews

Tabelle 36: Übersicht geführter Interviews

Unternehmen	Art
ABB	Hersteller
Cellpack	Hersteller
Driescher-Wegberg	Hersteller
Eaton Electric	Hersteller
ENERTRAG Energiebau	Anwender - Wind
Evonik	Anwender - Industrienetze
EWZürich	Anwender
GE Grid Solutions	Hersteller
HSP Hochspannungsgeräte	Anwender
Ormazabal	Hersteller
Ormazabal	Hersteller
Pfiffner	Hersteller
RITZ Instrument Transformers	Hersteller sonstige
RWE (Westnetz)	Anwender
Schneider Electric	Hersteller
Siemens	Hersteller
Solvay	Gasproduzent
Stromnetz Hamburg	Anwender
Trench Germany GmbH	Hersteller
Stromnetz Berlin	Anwender
wpd europe GmbH	Anwender - Wind

9.3 Teilnehmer des Fachgesprächs am 6. März 2017

Organisation
Amprion
TenneT
50Hertz
Uniper
Avacon / E.on
EW Zürich
Innogy
Netze BW
Stromnetz Berlin
Stromnetz Hamburg
Currenta
Evonik
wpd europe
ABB
GE Grid Solutions
Siemens
Siemens
Cellpack
Driescher Moosburg
Driescher Wegberg
Eaton Electric
Ormazabal
Schneider Electric
Pfiffner
RITZ
TRENCH Group
DILO GmbH

Organisation
3M
Solvay
VDE
ZVEI
AK SF ₆
Ökorecherche
BMUB
UBA
Ecofys
ETH Zürich

9.4 Produktblätter

Tabelle 37: Produktblätter im Text ausgewerteter Betriebsmittel. Abgerufen im Oktober 2016.

Hersteller	Produkt	Link
ABB	ELK-14C 170 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/pilot-eco-efficient-gas-insulated-switchgear
ABB	ELK-14C 245 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-14-c-(up-to-245-kv)
ABB	ELK-04 C 145 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-04
ABB	ELK-14 300 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-14-(up-to-300-kv)
ABB	ELK-3 C 420 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-3-c-(up-to-420-kv)
ABB	ELK-3 550 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-3-(up-to-550-kv)
ABB	ELK-4 800 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk4-(up-to-800-kv)
ABB	ELK-5 1200 kV	http://new.abb.com/high-voltage/gis/portfolio/elk-5-(up-to-1200-kv)
ABB	LTA 72D1	http://www02.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/0/3b51d425f8c20402c1257a61004db108/\$file/High+voltage+CO2+circuit+breaker+type+LTA+++Enhancing+eco-efficiency.pdf
ABB	LTB D1/B	https://library.e.abb.com/public/9c1ec4b8ebf937f0c1257cc9004b0cda/B.G.%20HV%20LT%20Circuit%20Breakers%20Ed%20en%20LTB%20family.pdf
ABB	LTB D 72.5 – 170 kV	http://new.abb.com/high-voltage/AIS/selector/ltb-d
ABB	LTB E	https://library.e.abb.com/public/9c1ec4b8ebf937f0c1257cc9004b0cda/

Hersteller	Produkt	Link
		B.G.%20HV%20LT%20Circuit%20Breakers%20Ed%206en%20LTB%20family.pdf
ABB	TG 72.5-800 kV	http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/tg
ABB	IMB 36-800 kV	https://library.e.abb.com/public/1b61a98abcb38abec1257b130057b777/Buyers%20Guide%20Outdoor%20Instrument%20Transformers%20Ed%205%20en.pdf
ABB	FOCS-FS 245-800 kV	http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/FOCS-FS
ABB	CPB (capacitor) 72-800kV	https://library.e.abb.com/public/1b61a98abcb38abec1257b130057b777/Buyers%20Guide%20Outdoor%20Instrument%20Transformers%20Ed%205%20en.pdf
ABB	EMF (inductive) 52-170 kV	http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/voltage/emf
ABB	TVI 72.5-420 kV	http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/voltage/tvi
ABB	ZX2 Pilot, Oerlikon	http://new.abb.com/docs/librariesprovider27/default-document-library/uw_oerlikon_neu_1hc0114818aa_en.pdf?sfvrsn=2
ABB	ZX2 up to 40kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-primar-distribution/iec-gas-insulated-primary-switchgear-zx2
ABB	ZX0.2 up to 36kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-primar-distribution/iec-gas-insulated-primary-switchgear-zx0-2
ABB	ZX1.2 up to 40kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-primar-distribution/iec-gas-insulated-primary-switchgear-zx0-2 http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-primar-distribution/iec-gas-insulated-primary-switchgear-zx0-2
ABB	ZX1.2: 24kV	https://library.e.abb.com/public/38e230961a85299fc1257d8500327181/DS%202471%20ZX-Family%20en%20A4.pdf
ABB	ZX2: 36 kV	http://www.abb.de/product/db0003db004279/c125739900636470c1256ec300510cf9.aspx?productLanguage=ge&country=DE
ABB	ZX2 Airplus: 36 kV	https://library.e.abb.com/public/2c5af4103efd4d23a7bf75fa656c0506/DS%202561%20ZX2%20AirPlus%20en.pdf
ABB	ZX2.2: 40kV	https://library.e.abb.com/public/fc6aabb7a6583d64c1257730005c1ab5/ZX2.2%20Brochure%20Rev%20C.pdf
ABB	ZS1: 24kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/air-insulated/iec-and-other-standards/iec-air-insulated-primary-switchgear-unigear-zs1
ABB	UniSec up to 24 kV	https://library.e.abb.com/public/60c4ed7ff3104c66b15f0e731795ce8a/BR%20TEC_UNISEC(EN)L_1VFM200002-02%202016.pdf
ABB	Saveplus up to 40kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-rmu-for-secondary-distribution/iec-indoor-gas-insulated-ring-main-units-and-compact-switchgear-type-safering-safeplus
ABB	SaveWind 12-40.5 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/safewind
ABB	SafeRing up to	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-

Hersteller	Produkt	Link
	40kV	switchgear/iec-gis-rmu-for-secondary-distribution/iec-indoor-gas-insulated-ring-main-units-and-compact-switchgear-type-safering-safeplus
ABB	SafeRing Air up to 12 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-rmu-for-secondary-distribution/iec-gas-insulated-ring-main-unit-safering-air
ABB	SafeRing AirPlus 24 kV	http://www.abb.ch/product/db0003db004279/c125739900636470c1256eae0048a62b.aspx
ABB	SafeLink CB 12kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-rmu-for-secondary-distribution/iec-gas-insulated-ring-main-unit-safelink-cb
ABB	SafeLink 12kV	http://new.abb.com/medium-voltage/switchgear/gas-insulated-switchgear/iec-gis-rmu-for-secondary-distribution/iec-gas-insulated-ring-main-unit-safelink-cb
ABB	R-MAG 15-38 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/outdoor/ansi-iec-outdoor-vacuum-circuit-breaker-r-mag
ABB	OVB-SDB 15 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/outdoor/iec-outdoor-vacuum-circuit-breaker-ovb-sdb
ABB	OVB-VBF Up to 40.5 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/outdoor/iec-outdoor-vacuum-circuit-breaker-ovb-vbf
ABB	OHB up to 40.5 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/outdoor/iec-outdoor-gas-insulated-(SF₆)-circuit-breaker-ohb
ABB	PVB/PVP-S 12 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/outdoor/iec-outdoor-vacuum-circuit-breaker-pvb-pvb-s
ABB	GSec 24 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/isolators-switches-disconnectors/indoor-switches/gas-insulated-switches/iec-secondary-gas-switch-disconnector-gsec
ABB	SFG 24 kV	http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/isolators-switches-disconnectors/indoor-switches/gas-insulated-switches/iec-indoor-gas-switch-disconnectors-sfg
Eaton	MMS 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/PrimarySwitchgear/MMS/index.htm
Eaton	Power Xpert FMX 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/PrimarySwitchgear/PowerXpertFMX/index.htm
Eaton	Power Xpert UX 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/PrimarySwitchgear/PowerXpertUX/index.htm
Eaton	xGear 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/PrimarySwitchgear/xGear/index.htm
Eaton	Xiria E 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/SecondarySwitchgear/Xiria-E/index.htm
Eaton	SVS 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/SecondarySwitchgear/SVS/index.htm
Eaton	Magnefix 15 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/SecondarySwitchgear/Magnefix/index.htm

Hersteller	Produkt	Link
		tion/MediumVoltageSwitchgear/RingMainUnits/Magnefix/index.htm
Eaton	Xiria 24 kV	http://www.eaton.eu/Europe/Electrical/ProductsServices/PowerDistribution/MediumVoltageSwitchgear/RingMainUnits/Xiria/index.htm
GE	F35 (SF ₆)	http://www.gegridsolutions.com/HVMV_Equipment/catalog/f35.htm
GE	F35 (g ³)	http://www.gegridsolutions.com/HVMV_Equipment/catalog/f35.htm
GE	Hams Hall in UK 420 kV	http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/Global/CleanGrid/Resources/Documents/Gas%20Insulated%20Lines%20-%20Think%20Grid%20n%C2%B07.pdf
GE	g3 GIL up to 800 kV	https://www.gegridsolutions.com/HVMV_Equipment/catalog/GIL.htm
GE	GL 309 72.5 kV	https://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/global/Resources/Documents/AIS/AIS/01_Live%20Tank%20CBR_ok/Grid-AIS-L3-GL_309-0097-2015_10-EN.pdf
GE	VL 109 72.5 kV	http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/cleangrid/clean-products/products-and-solutions/eco-design/index.html
GE	g3 current transformer 245 kV	https://www.gegridsolutions.com/app/Resources.aspx?prod=SKF&type=1
GE	PABS Air-to-SF ₆ 245 kV	http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/products-services/product-catalogue/electrical-grid-new/electrical-substation-ais/power-transformers/bushings/index.html
GE	PWO 245 kV	https://www.gegridsolutions.com/AlstomEnergy/grid/Global/Grid/Resources/Documents/Products/Grid-PTR-L3-Bushings_expertise-0225-2015_10-EN.pdf
GE	SecoGear Metal Clad 17.5 kV	https://www.gepowercontrols.com/ex/resources/literature_library/catalogs/medium_voltage/downloads/SecoGear-SecoVac_Catalogue_English_ed09-11_680878-u.pdf
GE	Power/Vac** Metal Clad 15 kV	http://www.geindustrial.com/products/switchgear/powervac-metal-clad-switchgear
Ormazabal	Cpg.1 24 kV	http://www.ormazabal.com/en/your-business/products/cpg1-24-kv-iec-2000-315-ka
Ormazabal	Cpg.0 24 kV	http://www.ormazabal.com/en/your-business/products/cpg0-24-kv-iec-2500-25-ka
Ormazabal	Gae1250kmax 24 kV	http://www.ormazabal.com/de/ihr-gesch%C3%A4ft/produkte/gae1250kmax-24-kv-1250-25-ka
Ormazabal	Amc 17.5 kV	http://www2.ormazabal.com/sites/default/files/descargas/CA-505-EN-1303.pdf
Ormazabal	gae 24 kV	http://www.ormazabal.com/de/ihr-gesch%C3%A4ft/produkte/gae-24-kv-630-20-ka
Ormazabal	ea 24 kV	http://www2.ormazabal.com/en/nuestras-l%C3%ADneas-de-negocio/air-insulated-cubicles-secondary
Pfiffner	JGF 245 – 550 kV	http://www.pfiffner-group.com/fileadmin/files/documents/20_products/JGF_EN.pdf
Schneider Electric	MCset 24 kV	http://www.schneider-electric.com/en/product-range/985-mcset-24-kv

Hersteller	Produkt	Link
Schneider Electric	PIX 24 kV	http://www.schneider-electric.com/en/product-range/60678-pix
Schneider Electric	GMA 24 kV	http://www.schneider-electric.com/en/product-range/60686-gma
Schneider Electric	SM6-24 (SF ₆)	http://www.schneider-electric.com/en/product-range/970-sm6-24
Schneider Electric	SM6-24 (g ³)	http://www.schneider-electric.com/en/product-range/970-sm6-24
Schneider Electric	FBX-E	http://www.schneider-electric.com/id/en/download/results/0/0?au_i_3_4_0_1_170=FBX-E&keywordForm=FBX-E
Schneider Electric	Evolis withdrawable	http://www.schneider-electric.com/id/en/download/results/0/0?previousPage=&H1PreviousPage=&orderByCol=&keyword=Evolis+withdrawable&searchAttributeFilter=all&+userAction=true&languageId=0&languageId=1555684&docTypeGroupId=7357956&keywordForm=Evolis+withdrawable&notSearchWithDefaultLanguage=true
Schneider Electric	HVX withdrawable	http://www.schneider-electric.com/id/en/download/results/0/0/Evolis+withdrawable/searchForm?p_auth=t5KfyEIC&downloadcenter_WAR_downloadcenterRFportlet_docTypeGroupId=7357956
Schneider Electric	SF2 fixed	http://www.schneider-bgclub.com/catalog/2_Aparatura_SrN/3.Aparati_Sredno_naprejenie/Katalogi/SF_circuit%20breakers_EN.pdf
Schneider Electric	Rollarc 12 kV	http://download.schneider-electric.com/files?p_Reference=NRJED111211EN-V3&p_EnDocType=Brochure&p_File_Id=3498085192&p_File_Name=NRJED111211EN-web.pdf
Schneider Electric	CBX 12 kV	http://download.schneider-electric.com/files?p_Reference=NRJED111211EN-V3&p_EnDocType=Brochure&p_File_Id=3498085192&p_File_Name=NRJED111211EN-web.pdf
Schneider Electric	CVX 12 kV	http://download.schneider-electric.com/files?p_Reference=NRJED111211EN-V3&p_EnDocType=Brochure&p_File_Id=3498085192&p_File_Name=NRJED111211EN-web.pdf
Siemens	High-Voltage Circuit Breakers	http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/circuit-breaker/Portfolio_en.pdf
Siemens	8DM1	http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/gas-insulated/8dm1/8DM1_Flyer_en.pdf
Siemens	TAG 72.5 – 550 kV	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/high-voltage-products-reliable-products_EN.pdf
Siemens	IOSK 40.5–	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/high-voltage-products-reliable-products_EN.pdf

Hersteller	Produkt	Link
mens	550 kV	voltage-products/high-voltage-products-reliable-products_EN.pdf
Siemens	TVG 72.5-245 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Induktive-Spannungswandler/SF₆-isolierte-induktive-Spannungswandler
Siemens	SVS 72.5-800 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Induktive-Spannungswandler/SF₆-isolierte-induktive-Spannungswandler
Siemens	VEOT/S 72.5-550 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Induktive-Spannungswandler/Oel-isolierte-induktive-Spannungswandler
Siemens	IVOKT and TMC 72.5 – 300 kV	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/high-voltage-products-reliable-products_EN.pdf
Siemens	SVAS 72.5 – 800 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Kombinierte-Strom-und-Spannungswandler/SF₆-isolierte-Kombinationswandler
Siemens	AVG 72.5-300 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Kombinierte-Strom-und-Spannungswandler/SF₆-isolierte-Kombinationswandler
Siemens	SA/SAS Current-T 72.5-800 kV	http://www.trenchgroup.com/Produkte-Loesungen/Messwandler/Messwandler-fuer-gas-isolierte-Schaltanlagen/node_763
Siemens	SU/SUD Voltage-T 72.5-800 kV	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/power%20engineering%20guide/71/06-Products-and-Devices.pdf
Siemens	NXAIR	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/air-primary-distribution-systems/Pages/nxair-family.aspx
Siemens	8BT1 (≤24 kV)	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/air-primary-distribution-systems/Pages/8bt1.aspx
Siemens	8BT2 (≥24 kV)	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/air-primary-distribution-systems/Pages/8bt2.aspx
Siemens	8DA10	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/gis-primary-distribution-systems/Pages/8da10.aspx
Siemens	NXPIUS C	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/DE/mv/mittelspannungsschaltanlagen/gasisolierte-schaltanlagen-fuer-sekundaere-verteilungsnetze/Seiten/nxplus-c-einfach.aspx
Siemens	NXPIUS 40.5 kV	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/gis-primary-distribution-systems/Pages/nxplus-single.aspx
Siemens	NXPLUS C WIND 36 kV	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-switchgear/gis-primary-distribution-systems/Pages/nxplus-c-wind.aspx
Siemens	8DJH	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/DE/mv/mittelspannungsschaltanlagen/gasisolierte-schaltanlagen-fuer-sekundaere-verteilungsnetze/Seiten/8djh.aspx
Siemens	8DJH compact	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/DE/mv/mittelspannungsschaltanlagen/gasisolierte-schaltanlagen-fuer-sekundaere-

Hersteller	Produkt	Link
		verteilungsnetze/Seiten/8djhcompact.aspx
Siemens	SIMOSEC	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/DE/mv/mittelspannungsschaltanlagen/luftisolierte-schaltanlagen-fuer-sekundaerverteilungsnetze/Seiten/luftisolierte-schaltanlage-simosec.aspx
Siemens	3AF0 12 - 40.5 kV	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-outdoor-devices/Pages/life-tank-outdoor-vacuum-circuit-breaker-3af0.aspx
Siemens	SDV6 15 - 38 kV	http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/medium-voltage-outdoor-devices/Pages/dead-tank-outdoor-circuit-breaker-scv6.aspx
Siemens	3AF04 /3AF05 27.5 kV	http://w3.siemens.nl/powerdistribution/nl/nl/mv/medium-voltage-outdoor-devices/Pages/life-tank-outdoor-vacuum-circuit-breakers-3af04-3af05.aspx#
Siemens	8VN1 Blue GIS 145 kV	http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/high-voltage-products/gas-insulated-switchgear/8vn1.htm#content=Technical%20Data
Siemens	8DN8-6 170 kV	http://www.energy.siemens.com/hq/de/stromuebertragung/hochspannungsprodukte/gasisolierte-schaltanlagen/8dn8.htm

9.5 Abbildungen von Komponenten



Abbildung 23: Leistungsschalter

Quelle: [ABB]



Abbildung 24: Lastschalter

Quelle: [ABB]



Abbildung 25: Trennschalter

Quelle: [ABB]



Abbildung 26: Lasttrennschalter

Quelle: [ABB]

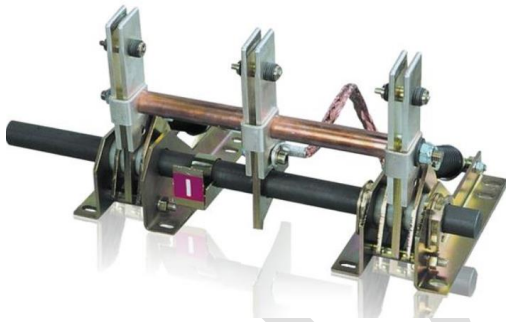


Abbildung 27: Erdungsschalter

Quelle: [ABB]

9.6 LCA - Life Cycle Assessment von gasisolierten Schaltanlagen

Neben dem Vergleich des GWP eines Isoliergases, können Life-Cycle-Assessments (LCAs) zur Bewertung der Umweltbilanz eines gasisolierten Betriebsmittels herangezogen werden. LCAs (im Englischen: life cycle assessment) [ISO 14040, 2006] dienen dazu die gesamten Umweltwirkungen eines Betriebsmittels über seinen Lebenszyklus zu berechnen. Dazu müssen alle Prozesse, welche direkt oder indirekt Auswirkungen auf die Umwelt (z.B. Beitrag zum Treibhauseffekt, Ozonloch, saurer Regen, Smogbildung) verursachen, von der Produktion bis zur Entsorgung einer Anlage betrachtet werden. Die Einflussgrößen auf die Umweltwirkungen sind vielfältig und umfassen u.A.: Material, Strommix, Herstellung der Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, sowie des Endprodukts, Transport, Emissionen (Abfälle, Abwässer, Gase) sowie Wärmeverluste.

Für einige in Kapitel 6 betrachteten Schaltanlagen wurden LCAs durchgeführt. Tabelle 38 gibt eine Übersicht über die in diesen LCAs angenommenen Eingangsgrößen. Tabelle 39 zeigt die Ergebnisse der Studien. **Aufgrund der Vielzahl und Intransparenz der benötigten Eingangsgrößen bzw. Randbedingungen lassen sich die LCAs mit dem gegenwärtigen Erkenntnisstand nicht reproduzieren und ein direkter Vergleich zwischen verschiedenen Herstellern ist somit nicht möglich.**

Die verschiedenen Hersteller forcieren dabei jeweils einen Vergleich ihrer SF₆-GIS mit ihrer SF₆-freien Alternative. Die Gesamtumweltwirkungen werden jeweils über CO₂-Äquivalente über die gesamte Lebensdauer definiert. Hierbei geben die Studien jedoch keine absoluten Werte für das CO₂-Äquivalent, sondern lediglich prozentuale Verbesserungen gegenüber der SF₆-Alternativen.

Das berechnete Umweltpotenzial einer Anlage ist äußerst sensitiv auf die angenommenen SF₆-Emissionen während Produktion, Betrieb und Entsorgung. Die Hersteller nehmen SF₆-Leckraten über den gesamten Lebenszyklus von ca. 0,1% an. Dieser Wert liegt sowohl unter der IEC-Norm (0,5%), unter dem IPCC-Wert (2,6% inklusive Handhabungsverluste und Störfälle) als auch unter dem Wert einer Studie für das französische Stromsystem (ca. 1%, [Dullni et al., 2015]) (siehe dazu auch Abschnitt 3). Selbst unter den von den Herstellern angenommenen (optimistischen) SF₆-Leckraten von ca. 0.1%, ist der Beitrag von SF₆-Emissionen zum gesamten Umweltpotenzial ca. 45-77%.

Zudem ist der Einfluss der Kategorie „Material/Herstellung/Transport“ auf die Umweltbilanz für SF₆-freie Anlagen nur geringfügig höher (ABB) bzw. sogar niedriger (GE, Siemens) als für SF₆-Anlagen. Dies zeigt, dass der angenommene Mehrbedarf an Stahl/Aluminium für SF₆-freie Anlagen durch u.a. SF₆-Emissionen während der SF₆-Produktion kompensiert bzw. überkompensiert wird.

Unter den getroffenen Annahmen ermöglichen die jeweiligen SF₆-freien Produkte eine deutliche Reduktion des Umweltpotenzials von HS-Schaltanlagen, laut Herstellerangaben zwischen 30-70%.

Tabelle 38 Gegenüberstellung ausgewählter Annahmen- und Eingangsgrößen für LCAs verschiedener SF₆- und Alternativgas-isolierter Schaltanlagen (GIS) europäischer Hersteller für die Hochspannung.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [Presser et al., 2016], [Diggelmann et al., 2016], [Gautschi, 2016] und Interviews

Annahmen und Eingangsgrößen	ABB SF ₆	ABB AirPlus	GE SF ₆	GE g ³	Siemens SF ₆	Siemens Clean Air
Lebensdauer (in Jahren)	30	30	40	40	50	50
Strommix	Europäischer Strommix					
Lastprofil	100% der Zeit auf 50% Nennstrom		80% der Zeit auf 25% Nennstrom, 20% der Zeit auf 60% Nennstrom		nicht angegeben	
Gas Verluste (Leckrate)	0,1 % pro Jahr	0,1 % pro Jahr	0,2 % pro Jahr	0,2 % pro Jahr	≤0,1 % pro Jahr	≤0,1 % pro Jahr
Gas Verluste (Recycling)	1 %	1 %			0,01 %	0,01 %
Gas Verluste (Wartung)	1 % pro Lebensdauer	1 % pro Lebensdauer			0,01 % pro Service	0,01 % pro Service
Serviceintervalle (Jahre)	nicht angegeben	nicht angegeben	nicht angegeben	nicht angegeben	25	25

Tabelle 39: Einfluss von Gasemission, Wärmeverlust und Material auf das gesamte CO₂-Äquivalent einer Schaltanlage.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [Presser et al., 2016], [Diggelmann et al., 2016], [Gautschi, 2016] und Interviews

Einfluss von Umweltfaktoren auf das Umweltpotenzial [%]	ABB SF ₆	ABB AirPlus	GE SF ₆	GE g ³	Siemens SF ₆	Siemens Clean Air
Gasemission	45 %	0 %	67 %	<1 %	77 %	51%
Wärmeverlust	46 %	38 %	6 %	6 %		
Material/Herstellung/Transport	9 %	12 %	27 %	23 %	23 %	17 %

10 Quellenverzeichnis

3M (2015a): *3M™ Novec™ 4710 Dielectric Fluid*.

3M (2015b): *3M™ Novec™ 5110 Dielectric Fluid*.

ABB; Alstom; Brugg Kabel; Cellpack Power Systems; Nexans Suisse; Pfiffner Messwandler et al. (2012): *Erklärung zu SF6 in elektrischen Schaltgeräten und -anlagen in der Schweiz. Daten zur SF6-Technologie bezüglich Ökologie und Sicherheit*.

ABB; Areva; EnBW; EON; RWE; Siemens; SOLVAY (2003): *SF6-GIS-Technology for Power Distribution – Medium Voltage –. Life Cycle Assessment*.

AFBEL (2013): *Aplicacion Reglamento del Impuesto sobre Gases Fluorados* (2013).

Agricola; Höflich; Richard; Völker; Rehtanz; Greve et al. (2012): *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie*.

Baer, G.; Duerschner, R.; Koch, H. (2002): *25 Jahre Betriebserfahrung mit GIL – heutige Anwendungsmöglichkeiten*. In: etz (2002), Nr. 1-2.

Balzer, G.; Drescher, D.; Meister, R.; Kirchesch, P.; Neumann, C.; Heil, F. (2004): *Evaluation of failure data of HV circuit-breakers for condition based maintenance*. CIGRE.

Benner, Jos; van Lieshout, Marit; Croezen, Harry (2012): *Abatement cost of SF6 emissions from medium voltage switchgear. Validation of recent studies for the European Commission*. Delft.

Bohn, Toralf (2016): *FNN-Position. Alternativen für den Einsatz von SF6 in der Energietechnik*. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V.

Boletín oficial del estado (Hg.) (2013): *Disposición 11331 del BOE núm. 260 de 2013*.

Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes et al. (2014): *„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht*.

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (2015): *Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland*.

Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC) (2015): *Atmospheric Histories (1765-2015) for CFC-11, CFC-12, CFC-113, CCl4, SF6 and N2O*. CDIAC.

Cavaliere, C.; Kreisel, R. (2013): *Pushing the limits of technology*. ABB.

Chu, F. Y. (1986): *SF6 Decomposition in Gas-Insulated Equipment*. In: IEEE Transactions on Electrical Insulation, EI-21. Jg., Nr. 5, S. 693–725.

Dervos, Constantine T.; Vassiliou, Panayota (2000): *Sulfur Hexafluoride (SF6): Global Environmental Effects and Toxic Byproduct Formation*. In: Journal of the Air & Waste Management Association, 50. Jg., Nr. 1, S. 137–141.

Diggelmann, T.; Tehlar, D.; Müller, P. (2016): *170 kV pilot installation with a ketone based insulation gas with first experience from operation in the grid*. In: CIGRE Paris B3-105 (2016).

Dullni, Edgar; Endre, Thor; Kieffel, Yannick; Coccioni, Renzo (2015): *Reducing SF 6 emissions from electrical switchgear*. In: Carbon Management, 6. Jg., Nr. 3-4, S. 77–87.

Duncan Brack (2015): *National Legislation on Hydrofluorocarbons*.

E-Bridge; IAEW; OFFIS (2014): *Moderne Verteilernetze für Deutschland „Verteilernetzstudie“*. Berlin.

EDGAR project team (2010): *Joint Research Centre. EDGAR - Emission Database for Global Atmospheric Research*. European Commission. Online verfügbar unter <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/>, abgerufen am 12.10.2016.

Energy Networks Association Limited (2013a): *Lobbying success on SF6*. Online verfügbar unter <http://www.energynetworks.org/blog/2013/07/01/lobbying-success-on-sf6/>, abgerufen am 27.10.2016.

Energy Networks Association Limited (2013b): *Progress towards solution for SF6 ban*. Online verfügbar unter <http://www.energynetworks.org/blog/2013/05/13/progress-towards-solution-for-sf6-ban/>, abgerufen am 27.10.2016.

Europäische Union (EU) (2012): *Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission*.

Europäische Union (EU) (2014): *Verordnung (EU) Nr. 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 842/2006*.

European Commission (EC) (2016): *Climate Action. The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm, abgerufen am 28.10.2016.

Fang, X.; Thompson, R. L.; Saito, T.; Yokouchi, Y.; Kim, J.; Li, S. et al. (2013a): *Sulfur hexafluoride (SF₆) emissions in East Asia determined by inverse modeling*. In: Atmospheric Chemistry and Physics Discussions, 13. Jg., Nr. 8, S. 21003–21040.

Fang, Xuekun; Hu, Xia; Janssens-Maenhout, Greet; Wu, Jing; Han, Jiarui; Su, Shenshen et al. (2013b): *Sulfur hexafluoride (SF₆) emission estimates for China: an inventory for 1990-2010 and a projection to 2020*. In: Environmental science & technology, 47. Jg., Nr. 8, S. 3848–3855.

Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (FNN) (2016): *Auswertung von SF6-Mengen im Bestand (Mittel-/Hoch-/Höchstspannung)*.

Gautschi, D. (2016): *Comparison of a 145 kV GIS using SF6 and C4F7N / CO2*. Cigré SC B3 Discussion Group Meeting. Paris, 2016.

- Guder, C.; Wagner, W. (2009): *A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa*. In: Journal of Physical and Chemical Reference Data, 38. Jg., Nr. 1, S. 33–94.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2006): *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 3: Industrial Processes and Product Use*. Online verfügbar unter <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol3.html>, abgerufen am 28.10.2016.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013): *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- International Carbon Action Partnership (ICAP) (2016): *ETS MAP*. Online verfügbar unter <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map?etsid=51>, abgerufen am 12.10.2016.
- International Electrotechnical Commission (IEC) (2016): *TC 17 High-voltage switchgear and control-gear. AHG 5 - Alternative gases*. Online verfügbar unter http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:14:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:13020,25, abgerufen am 28.10.2016.
- ISO 14040 (2006): *Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework*. 2006. Aufl., 2006.
- Kahle, Manfred (1988): *Elektrische Isoliertechnik*. 1. Aufl. Berlin: Verl. Technik.
- Koch, D. (2003): *SF₆ properties and use in MV and HV switchgear*.
- Küchler, Andreas (2009): *Hochspannungstechnik*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Leonhardt, Guenter; Marchi, Mauro; Rivetti, Giandomenico (2000): *SF₆ oder Vakuum? Welcher MS-Leistungsschalter ist der richtige?* In: ABB Technik, 4.
- Levin, I.; Naegler, T.; Heinz, R.; Osusko, D.; Cuevas, E.; Engel, A. et al. (2010): *The global SF₆ source inferred from long-term high precision atmospheric measurements and its comparison with emission inventories*. In: Atmospheric Chemistry and Physics, 10. Jg., Nr. 6, S. 2655–2662.
- MarketsandMarkets (2016): *Ring Main Unit Market. Global Trends & Forecast to 2020*.
- Middleton, R. L. (2000): *Cold Weather Applications of Gas Mixture (SF₆/N₂ and SF₆/CF₄) Circuit Breakers: A utility user's perspective (2000)*.
- Müller, A. (2009): *Mittelspannungstechnik, Schaltgeräte und Schaltanlagen*. Siemens AG.
- National Institute of Standards and Technology (NIST) (2016): *Chemistry WebBook. Standard Reference Database Number 69*. USA. Online verfügbar unter <http://webbook.nist.gov/chemistry/>, abgerufen am 12.10.2016.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) (2014): *Combined Sulfur hexafluoride data from the NOAA/ESRL Global Monitoring Division, Calibration scale used*. Online verfügbar unter <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/hats/combined/SF6.html>, abgerufen am 12.10.2016.

- Neumann, C.; Baur, A.; Büscher, A.; Plöger, F.; Luxa, A.; Zahn, B. et al. (2004): *Electrical Power Supply using SF₆ Technology – an Ecological Life Cycle Assessment*.
- Nordic Council of Ministers (2007): *Potent greenhouse gases. Ways of reducing consumption and emission of HFCs, PFCs and SF₆*. Copenhagen (In: TemaNord, Band Nr. 2007:556).
- Pohlink, Karsten; Meyer, F.; Kieffel, Y.; Biquez, F.; Owens, J.; San, R. van (2016): *Characteristics of a Fluoronitrile/CO₂ Mixture - an Alternative to SF₆*. D1-204. CIGRE.
- Powell, A. H. (2002): *Environmental aspects of the use of Sulphur Hexafluoride*. ERA Technology Ltd.
- Presser, N.; Orth, C.; Lutz, B.; Kuschel, M.; Teichmann, J. (2016): *Advanced insulation and switching concepts for next generation High Voltage Substations*. In: CIGRE Paris B3-108 (2016).
- Preve, C.; Maladen, R.; Piccoz, D.; Biasse, J-M. (2016): *Validation method and comparison of SF₆ alternative gases*. CIGRE. Paris.
- Prinn, R. G.; Weiss, R. F.; Fraser, P. J.; Simmonds, P. G.; Cunnold, D. M.; Alyea, F. N. et al. (2000): *A history of chemically and radiatively important gases in air deduced from ALE/GAGE/AGAGE*. In: Journal of Geophysical Research: Atmospheres, 105. Jg., Nr. D14, S. 17751–17792.
- Republic of Slovenia Ministry of Finance (2016): *Environmental Taxes. Detailed description*.
- Rigby, M.; Mühle, J.; Miller, B. R.; Prinn, R. G.; Krummel, P. B.; Steele, L. P. et al. (2010): *History of atmospheric SF₆ from 1973 to 2008*. In: Atmospheric Chemistry and Physics, 10. Jg., Nr. 21, S. 10305–10320.
- Rigby, M.; Prinn, R. G.; O'Doherty, S.; Miller, B. R.; Ivy, D.; Mühle, J. et al. (2014): *Recent and future trends in synthetic greenhouse gas radiative forcing*. In: Geophysical Research Letters, 41. Jg., Nr. 7, S. 2623–2630.
- Saida, Toshiyuki (2014): *SF₆-application in the electric power industry. Managing low SF₆-emission rates on electric power in Japan*. Cigré.
- Schöffner, G.; Kunze, D.; Smith, I. (2006): *Gas Insulated Transmission Lines – Successful Underground Bulk Power Transmission for more than 30 Years*.
- Schwab, Adolf J. (2009): *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*: Springer.
- Schwarz, W.; Gschrey, B.; Leisewitz, A.; Herold, A.; Gores, S.; Papst, I. et al. (2011): *Preparatory study for a review of Regulation (EC) No 842/2006 on certain fluorinated greenhouse gases. Prepared for the European Commission in the context of Service Contract No 070307/2009/548866/SER/C4*.
- SKAT (2016): *E.A.7.12.5 Afgiftens størrelse og beregning*. Online verfügbar unter <http://www.skat.dk/SKAT.aspx?oID=1921422&chk=212649>, abgerufen am 31.10.2016.
- Smeets, R.; Falkingham, L.; Backman, M.; Betz, T.; Cotton, I.; Doche, R. (2014): *The Impact of the Application of Vacuum Switchgear at Transmission Voltages*. CIGRE.

- Smythe, Katie (2000): *Production and Distribution of SF6 by End-Use Application*. In: RAND Environmental Science & Policy Center (2000).
- SOLVAY; VDN; VIK; ZVEI (2005): *Freiwillige Selbstverpflichtung der SF6-Produzenten, Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1kV zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung in der Bundesrepublik Deutschland zu SF6 als Isolier- und Löschgas*.
- Statistisches Bundesamt (2015): *Erhebung bestimmter klimawirksamer Stoffe "Schwefelhexafluorid" (SF6)*.
- Statistisches Bundesamt (DESTATIS) (2016): *Umwelt - Erhebung bestimmter klimawirksamer Stoffe "Schwefelhexafluorid" (SF6) und "Stickstofftrifluorid" (NF3)* (2016).
- Sulbaek Andersen, Mads P.; Kyte, Mildrid; Andersen, Simone Thirstrup; Nielsen, Claus J.; Nielsen, Ole John (2017): *Atmospheric Chemistry of (CF3)2CF-C identical with N: A Replacement Compound for the Most Potent Industrial Greenhouse Gas, SF6*. In: Environmental science & technology (2017).
- SwissMem (2016): *SF6-Bilanz 2015. Meldung der SF6-Branchenlösung an das BAFU* (28. April 2016).
- T&D Europe (2011): *SF6 in electrical equipment of 1 kV to 52 kV (medium-voltage). Statement on the review of Regulation (EC) No 842/2006 of the European Parliament and of the Council according to Article 10 of 17 May 2006 on certain fluorinated greenhouse gases*.
- T&D Europe (2013a): *Revision of Regulation on fluorinated greenhouse gases (F-Gas regulation) European Commission proposal COM(2012) 643 final of 7 November 2012. Amendments of the European Parliament's ENVI and TRAN Committees (Draft Eickhout and Pargneaux Reports)*.
- T&D Europe (2013b): *T&D Europe Statement to the EU Council on the Draft EU Regulation on F-Gases*.
- T&D Europe (2015a): *T&D Europe position paper on SF6 technology and SF6 alternative technologies. F-Gas Regulation, SF6 Technology and Alternatives for Electrical Switchgear*.
- T&D Europe (2015b): *Technical guide to validate alternative gas for SF6 in electrical equipment*. T&D Europe.
- Tenzer, Michael; Koch, Hermann; Imamovic, Denis (2015): *Compact Systems for High Voltage Direct Current Transmission*.
- Umweltbundesamt (2016): *Die Umsetzung von REACH*. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/chemikalien/chemikalien-reach/die-umsetzung-von-reach>, abgerufen am 28.10.2016.
- Umweltbundesamt (UBA) (2016): *Daten zu elektrischen Betriebsmitteln in Deutschland*.
- Union of the Electricity Industry (Eurelectric) (2013): *Power Distribution in Europe. Facts & Figures*.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2014): *National Inventory Submissions 2014*.

United Nations (UN) (2014a): *Flexible GHG data queries*. Online verfügbar unter <http://unfccc.int/di/FlexibleQueries.do>, abgerufen am 31.10.2016.

United Nations (UN) (2014b): *Kyoto Protocol*. Online verfügbar unter http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/3145.php, abgerufen am 27.10.2016.

VDN; VIK; ZVEI; SOLVAY (2005): *Selbstverpflichtung der SF6-Produzenten, Hersteller und Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln > 1kV zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung in der Bundesrepublik Deutschland zu SF6 als Isolier- und Löschgas*.

Widger, Phillip (2014): *Investigation into CF3I-CO2 Gas mixtures for insulation of gas-insulated distribution equipment*. Online verfügbar unter <http://orca.cf.ac.uk/64853/>, abgerufen am 27.10.2016.

Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI) (2016): *REACH – Priorisierung mit Augenmaß für essentielle Stoffe zur Herstellung elektrischer Betriebsmittel*.

DRAFT

ECOFYS



sustainable energy for everyone



ECOFYS Germany GmbH

Albrechtstraße 10 c
10117 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0

F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com