

TEXTE

36/2025

Abschlussbericht

Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland

von:

Jürgen Sutter, Daniela Eckert, Franziska Flachsbarth und Ran Liu unter Mitarbeit von Pascale Diefenbach und Christine Hermann

Öko-Institut e.V., Darmstadt/Freiburg/Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt

TEXTE 36/2025

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3717 43 109 0
FB001630

Abschlussbericht

Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland

von

Jürgen Sutter, Daniela Eckert, Franziska Flachsbarth und
Ran Liu unter Mitarbeit von Pascale Diefenbach und
Christine Hermann
Öko-Institut e.V., Darmstadt/Freiburg/Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e. V.
Rheinstraße 95
64297 Darmstadt

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Yvonne Koch, Mandy Göbel (Layout)

Fachgebiet V 3.2 Chemische Industrie und industrielle Feuerungsanlagen
Hans-Jürgen Garvens

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien für Klimaschutz und Energie
Kirsten op de Hipt (Layout)

DOI:
<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7625>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, März 2025

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

Kurzbeschreibung: Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland

In Deutschland besteht ein Bedarf, das Stromnetz an die Anforderungen der Energiewende und zum Erreichen der Klimaschutzziele anzupassen. In den nächsten 15 Jahren werden voraussichtlich mehrere tausend Kilometer Neubauleitungen auf Höchstspannungsebene gebaut und bestehende Leitungen verstärkt. Ziel des Projekts „Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland“ ist es, einen Überblick über den Stand der Technik der aktuell im deutschen Höchstspannungsnetz verwendeten oder zukünftigen Technologien zu geben und politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern auf vorgelagerter, übergeordneter Ebene eine Studie an die Hand zu geben, die ihnen erlaubt, die im Rahmen der Ökobilanzierung untersuchten Umweltwirkungen stärker in die Diskussion und Ausgestaltungen einzubringen. Eine Ökobilanz für Stromleitungen wurde bisher für Deutschland noch nicht publiziert. In der Ökobilanz werden übergeordnete Umweltwirkungen untersucht, nicht aber raumkonkrete Umweltauswirkungen, die bei verschiedenen Leitungsvarianten abweichend zur vorliegenden Studie ausfallen könnten. Hierfür wurden acht Anwendungsfälle mit insgesamt elf technologischen Varianten für Freileitungen, Erdkabel und Seekabel erarbeitet, für die eine Ökobilanzierung nach ISO 14040/14044 inkl. Kritischer Prüfung durchgeführt wurde: Langstreckenstromübertragung mittels Freileitung oder Erdkabel, Einsatz von Vollwandmasten statt Stahlgittermasten, Upgrade einer Bestands-Freileitung mit einem Hochtemperaturleiterseil, Stromübertragung mit unterschiedlichen Erdkabelvarianten, Teilerdverkabelung, offene und geschlossene Bauweise von Erdkabeln, eine zusätzliche Leerrohrverlegung sowie Gleichstromkonzept bzw. Drehstromkonzept für Seekabelsysteme. Im Rahmen der Studie wurden folgende Umweltwirkungskategorien vertieft untersucht: Treibhauspotenzial, abiotischer Rohstoffverbrauch, Versauerungspotenzial, Eutrophierungspotenzial, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial und Humantoxizität.

Abstract: Life cycle assessment of overhead lines, land and submarine cables in the extra-high voltage range in Germany

In Germany, there is a need to adapt the power grid to meet the requirements of the energy transition and to achieve climate protection targets. Over the next 15 years, several thousand kilometers of new lines are expected to be built at the high-voltage and extra-high-voltage levels, and existing lines will be reinforced. The aim of the project "Life Cycle Assessment of Overhead Lines, Land Cables and Submarine Cables in the Extra High Voltage Sector in Germany" is to provide an overview of the currently used or future technologies of the German extra high voltage grid and to provide political decision-makers at the superordinate level with a study that allows them to more strongly integrate the environmental impacts investigated in the life cycle assessment into the discussion and designs. A life cycle assessment for power lines has not yet been published for Germany. The Life Cycle Assessment (LCA) examines higher-level environmental impacts, but not spatially specific environmental impacts, which could differ from the present study in the case of different power line variants. For this purpose, eight use cases with a total of eleven technological variants for overhead lines, underground cables and submarine cables were developed, for which life cycle assessments were carried out in accordance with ISO 14040/14044 including critical review: Long-distance power transmission via overhead line or underground cable, use of solid mast instead of steel lattice masts, upgrade of an existing overhead line with a high-temperature conductor cable, power transmission with different underground cable variants, partial underground cabling, open and closed construction of underground cables, additional laying of empty conduits and a direct current concept or alternating current concept for submarine cable systems. The following environmental impact

categories were analysed in depth as part of the study: global warming potential, abiotic raw material consumption, acidification potential, eutrophication potential, photochemical oxidant formation potential and human toxicity.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis	15
Abkürzungsverzeichnis.....	18
Glossar.....	21
Zusammenfassung.....	23
Summary	32
1 Ziel des Projekts.....	40
2 Technik der Stromübertragung	41
2.1 Einleitung	41
2.2 Das deutsche Höchstspannungsnetz	41
2.3 Übertragungssysteme: Drehstrom und Gleichstrom.....	42
3 Aktueller Stand der Technik	45
3.1 Aktueller Stand der Technik – Freileitungen.....	45
3.1.1 Komponenten einer Freileitung	46
3.1.1.1 Isoliermedium Luft.....	46
3.1.1.2 Strommasten	46
3.1.1.3 Leiterseile.....	50
3.1.1.4 Fundamente.....	52
3.1.1.5 Nebenanlagen für Freileitungen.....	52
3.1.2 Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten - Freileitungen	52
3.1.2.1 Standardvariante „HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast“	52
3.1.2.2 Vollwandmast „HDÜ-FL 380 kV Al/St, Vollwandmast“	53
3.1.2.3 Hybridübertragung Gleichstrom: „HGÜ-FL ±400kV, auf 380 kV-HDÜ-Stahlgittermast“	54
3.1.2.4 Hochtemperaturleiter: „HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast“	54
3.1.3 Übersicht der untersuchten Freileitungsvarianten.....	55
3.2 Aktueller Stand der Technik – Erdkabel.....	56
3.2.1 Aufbau Erdkabel	57
3.2.2 Masseimprägnierte-Erdkabel.....	58
3.2.3 Verlegung von Erdkabeln.....	58
3.2.3.1 Offene und geschlossene Bauweise	58
3.2.3.2 Bettungsmaterialien	60
3.2.3.3 Kabelschutzrohre	60

3.2.3.4	Leerrohre	60
3.2.3.5	Weitere Bauelemente der Verlegung.....	61
3.2.4	Nebenanlagen für Erdkabel	62
3.2.4.1	Drosselspulen zur Blindleistungskompensation (HDÜ)	62
3.2.4.2	HDÜ-Kabelübergabestationen	62
3.2.4.3	Konverterstationen.....	63
3.2.5	Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten – Erdkabel.....	63
3.2.5.1	HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV	63
3.2.5.2	Selbstgeführte (VSC) HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV oder höher (± 525 kV)	64
3.2.5.3	Selbstgeführte (VSC) HGÜ-masseimprägnierte-Erdkabel ± 525 kV	64
3.2.5.4	Alternative Verlegeverfahren	64
3.2.6	Übersicht der untersuchten Erdkabelvarianten	65
3.3	Aktueller Stand der Technik – Seekabel.....	65
3.3.1	Aufbau Seekabel	66
3.3.2	Verlegung von Seekabeln, das 2 K-Kriterium und dessen Auswirkungen auf die Verlegeart	66
3.3.3	Nebenanlagen für Seekabel	68
3.3.4	Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten - Seekabel	69
3.3.4.1	Systemgrenze Seekabel	69
3.3.4.2	Standardkonzept Nordsee	70
3.3.4.3	Standard Nordsee 1: VPE-HGÜ-Seekabel ± 320 kV bzw. ± 525 kV	70
3.3.4.4	Standard Nordsee 2 und 3: VPE-HDÜ-Seekabel 66 kV	71
3.3.4.5	Alter Standard Nordsee: VPE-HDÜ-Seekabel 155 kV (Verbindung USP-KS)	71
3.3.4.6	Standardkonzept Ostsee.....	71
3.3.4.7	VPE-HDÜ-Seekabel 220 kV (Standard Ostsee).....	71
3.3.5	Übersicht der untersuchten Seekabelvarianten	72
3.4	Weitere Nebenanlagen	72
3.4.1	Umspannwerke	72
3.4.2	Anlagen zur Blindleistungskompensation.....	73
3.5	Fazit: Übersicht über den aktuellen Stand der Technik der untersuchten Varianten	75
4	Ökobilanzierung	77
4.1	Allgemein	77
4.2	Zieldefinition der Ökobilanz.....	77
4.3	Übersicht veröffentlichter Ökobilanzen zu Höchstspannungsleitungen	78

4.4	Untersuchte Technikvarianten und betrachtende Szenarien	79
4.4.1	Technikvarianten	79
4.4.2	Anwendungsfälle	79
4.5	Untersuchungsrahmen der Ökobilanz	80
4.5.1	Funktionelle Einheit	80
4.5.1.1	Allgemeine Beschreibung der funktionellen Einheit (FU).....	80
4.5.1.2	Funktionelle Einheiten aus der Literaturlauswertung	81
4.5.1.3	Definition der Funktionellen Einheit.....	81
4.5.2	Definition der Systemgrenze	82
4.5.3	Berücksichtigung von Nebenanlagen.....	83
4.5.4	Modellierung der Stromverluste	84
4.5.4.1	Berechnung der Stromverluste in den Anwendungsfällen.....	84
4.5.4.2	Stromvorkette.....	90
4.5.5	Anforderungen an die Datenqualität.....	91
4.5.6	Allokation auf Prozessebene.....	91
4.5.7	End-of-Life-Allokation	92
4.5.8	Umweltauswirkungen	93
4.5.9	Methoden der Auswertung	94
4.5.10	Einschränkungen und Verwendung	94
4.5.11	Art und Aufbau des Berichts	95
4.5.12	Methodische Grenzen der Ökobilanz	95
4.5.13	Konformität und kritische Prüfung	95
4.6	Sachbilanz.....	95
4.6.1	Primärdaten	96
4.6.2	Sekundärdaten.....	97
4.6.3	Bewertung der Datenlage	97
4.7	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung	98
4.7.1	Anwendungsfall 1 „Langstreckenstromübertragung“	98
4.7.2	Anwendungsfall 2 „Vollwandmast“	106
4.7.3	Anwendungsfall 3 „HTLS-Umbeseilung“	113
4.7.4	Anwendungsfall 4 „Erdkabelvarianten“	119
4.7.5	Anwendungsfall 5 „Teilerdverkabelung“	127
4.7.6	Anwendungsfall 6 „offene Bauweise vs. geschlossene Bauweise“	134
4.7.7	Anwendungsfall 7 „Zusätzliche Leerrohrverlegung“	140

4.7.8	Anwendungsfall 8 „Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee“	147
4.8	Auswertung	154
4.8.1	Identifizierung der signifikanten Parameter	155
4.8.2	Beurteilung	155
4.8.2.1	Vollständigkeitsprüfung	155
4.8.2.2	Sensitivitätsprüfung	155
4.8.2.3	Konsistenzprüfungen	159
4.8.3	Schlussfolgerungen und Einschränkungen	160
5	Quellenverzeichnis	163
A	Anhang: Fragebögen zur Datenerhebung	170
A.1	Freileitungen	170
A.2	Erdkabel	177
A.3	Seekabel	182
B	Anhang: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung	188
C	Anhang: Untersuchte Ökobilanzen zu Stromnetzen	194
D	Anhang: Reviewbericht	226
D.1	Allgemeines	226
D.1.1	Titel, Datum und Version der Studie	226
D.1.2	Ziel und Zielgruppe der Studie, Anwendung der Studie	226
D.1.3	Review	226
D.2	Kommentare	227
D.3	Ergebnis der Prüfung	228

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aufbau Freileitung	45
Abbildung 2:	Donaumast	47
Abbildung 3:	Tonnenmast.....	47
Abbildung 4:	Einebenenmast.....	48
Abbildung 5:	Germoglio-Kompaktmast in Italien	49
Abbildung 6:	Wintrack-Kompaktmast in den Niederlanden.....	49
Abbildung 7:	Leiterseile aus Aluminium (ACSR und ACCC).....	50
Abbildung 8:	Erdkabel: 110 kV und 380 kV.....	57
Abbildung 9:	Kabelübergangsanlage	62
Abbildung 10:	Schnitt durch ein Seekabel	66
Abbildung 11:	Verlegeschiff für Seekabel mit Kabeltrommel.....	67
Abbildung 12:	Konverterplattform	69
Abbildung 13:	Umspannwerk mit Freiluftschaltanlage	73
Abbildung 14:	Dreiphasentransformator im Bau.....	73
Abbildung 15:	Kondensatorbatterie	74
Abbildung 16:	Drosselspule	75
Abbildung 17:	Überblick über die Systemgrenzen der Ökobilanzierung.....	93
Abbildung 18:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming).....	99
Abbildung 19:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)	100
Abbildung 20:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)	101
Abbildung 21:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	102
Abbildung 22:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification).....	103
Abbildung 23:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity).....	104
Abbildung 24:	Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)	105
Abbildung 25:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming).....	106
Abbildung 26:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)	107

Abbildung 27:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)108
Abbildung 28:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)109
Abbildung 29:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification).....110
Abbildung 30:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)111
Abbildung 31:	Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)112
Abbildung 32:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming).....113
Abbildung 33:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)114
Abbildung 34:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)115
Abbildung 35:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)116
Abbildung 36:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification).....117
Abbildung 37:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)118
Abbildung 38:	Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)119
Abbildung 39:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming).....120
Abbildung 40:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)121
Abbildung 41:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)122

Abbildung 42:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	123
Abbildung 43:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification).....	124
Abbildung 44:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)	125
Abbildung 45:	Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)	126
Abbildung 46:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming).....	127
Abbildung 47:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems).....	128
Abbildung 48:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)	129
Abbildung 49:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	130
Abbildung 50:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification).....	131
Abbildung 51:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)	132
Abbildung 52:	Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)	133
Abbildung 53:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)	134
Abbildung 54:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems).....	135
Abbildung 55:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)	136
Abbildung 56:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	137

Abbildung 57:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)	138
Abbildung 58:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)	139
Abbildung 59:	Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)	140
Abbildung 60:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)	141
Abbildung 61:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)	142
Abbildung 62:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)	143
Abbildung 63:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	144
Abbildung 64:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)	145
Abbildung 65:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)	146
Abbildung 66:	Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)	147
Abbildung 67:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)	148
Abbildung 68:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)	149
Abbildung 69:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)	150
Abbildung 70:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)	151
Abbildung 71:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)	152

Abbildung 72:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity).....	153
Abbildung 73:	Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic).....	154
Abbildung 74:	Vergleich des Anwendungsfälle 1.1 (HGÜ-Freileitung) und 1.2 (HGÜ-Erdkabel) der Wirkungskategorie Klimawirkung (ReCiPe: Global Warming): Strommix 2020, 2030, 2040 und 2045.....	158
Abbildung 75:	Vergleich des Anwendungsfalls 4.1 (HGÜ-Erdkabel 320 kV) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication): Strommix 2020, 2030, 2040 und 2045.....	159

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über die Anwendungsfälle	24
Tabelle 2:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 1 „Langstreckenstromübertragung“	27
Tabelle 3:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 2 „Vollwandmast“	27
Tabelle 4:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 3 „HTLS-Umbeseilung“	28
Tabelle 5:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 4 „Erdkabelvarianten“	28
Tabelle 6:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 5 „Teilerdverkabelung“	28
Tabelle 7:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 6 „offene vs. geschlossene Bauweise“	29
Tabelle 8:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 7 „Leerrohrverlegung“	29
Tabelle 9:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 8 „Seekabelvarianten“	30
Tabelle 10:	Das deutsche Höchstspannungsnetz in Zahlen	42
Tabelle 11:	HTLS-Leiteseil-Typen	51
Tabelle 12:	Untersuchte technologische Freileitungsvarianten	55
Tabelle 13:	Anteile der in Europa installierten an den weltweit installierten Höchstspannungskabeln.....	56
Tabelle 14:	Übersicht Bohrverfahren Kabelverlegung	59
Tabelle 15:	Untersuchte technologische Erdkabelvarianten	65
Tabelle 16:	Untersuchte technologische Seekabelvarianten.....	72
Tabelle 17:	Entwicklungsstand der untersuchten Varianten im Jahr 2021	75
Tabelle 18:	Überblick über die recherchierten Literaturquellen	78
Tabelle 19:	Geografischer Bezug der recherchierten Literaturquellen	78
Tabelle 20:	Übersicht über die Anwendungsfälle	79
Tabelle 21:	Strommix 2020 nach Energieträger (Nettostromerzeugung).....	90
Tabelle 22:	Übersicht über die Daten	96
Tabelle 23:	Prognostizierter Strommix 2030 nach Energieträgern.....	156
Tabelle 24:	Prognostizierter Strommix 2040 nach Energieträgern.....	157
Tabelle 25:	Prognostizierter Strommix 2045 nach Energieträgern.....	157

Tabelle 26:	Fragebogen Freileitungen 1.....	170
Tabelle 27:	Fragebogen Freileitungen 2.....	173
Tabelle 28:	Fragebogen Freileitungen 3.....	174
Tabelle 29:	Fragebogen Freileitungen 4.....	175
Tabelle 30:	Fragebogen Freileitungen 5.....	176
Tabelle 31:	Fragebogen Erdkabel 1.....	178
Tabelle 32:	Fragebogen Erdkabel 2.....	178
Tabelle 33:	Fragebogen Erdkabel 3.....	179
Tabelle 34:	Fragebogen Erdkabel 4.....	180
Tabelle 35:	Fragebogen Erdkabel 5.....	181
Tabelle 36:	Fragebogen Seekabel 1.....	182
Tabelle 37:	Fragebogen Seekabel 2.....	183
Tabelle 38:	Fragebogen Seekabel 3.....	184
Tabelle 39:	Fragebogen Seekabel 4.....	185
Tabelle 40:	Fragebogen Seekabel 5.....	185
Tabelle 41:	Fragebogen Seekabel 6.....	186
Tabelle 42:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 1 „Langstreckenstromübertragung“	188
Tabelle 43:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 2 „Vollwandmast“	188
Tabelle 44:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 3 „HTLS-Umbeseilung“	189
Tabelle 45:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 4 „Erdkabelvarianten“	190
Tabelle 46:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 5 „Teilerdverkabelung“	190
Tabelle 47:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 6 „offene vs. geschlossene Bauweise“	191
Tabelle 48:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 7 „Leerrohrverlegung“	191
Tabelle 49:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 8 „Seekabelvarianten“	192
Tabelle 50:	Kjeld et. al .2018: Life Cycle Assessment for Transmission Towers	194
Tabelle 51:	Gargiulo et al. 2017: LCA of electricity networks	196
Tabelle 52:	Nimpa et al. 2017: Life Cycle Assessment of Power Utility Poles.....	197
Tabelle 53:	Valheim 2016: Environmental assessment of electricity transmission using input- output analysis	200
Tabelle 54:	Arvesen et.al 2015: Life cycle assessment of transport of electricity	201
Tabelle 55:	Wang & Besséde 2015: Life cycle assessment of equipment for electricity transmission	202
Tabelle 56:	Kim & Holme 2015: Network Theory Integrated Life Cycle Assessment for an Electric Power System	204
Tabelle 57:	Kieffel et. al 2014: Life Cycle Assessment and End-Of-Life Management of GIS and AIS.....	205
Tabelle 58:	Hauan 2014: Life Cycle Assessment of Electricity. Transmission and Distribution	206
Tabelle 59:	Nagarsheth & Singh 2014: Study of gas insulated substation.....	207
Tabelle 60:	Turconi 2014: Life Cycle Assessment of Electricity Systems	207

Tabelle 61:	Hrólfssdóttir et. al 2014: LCA of the high voltage OHL transmission system in Iceland207
Tabelle 62:	Arvesen et al. 2014: Life cycle assessment of an offshore grid.....210
Tabelle 63:	Jorge & Hertwich 2014: Grid infrastructure for renewable power in Europe.....211
Tabelle 64:	Jorge & Hertwich 2013: Environmental evaluation of power transmission in Norway211
Tabelle 65:	Jorge et. al 2012a: Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1214
Tabelle 66:	Jorge et. al 2012b: Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2217
Tabelle 67:	Nes 2012: Life cycle assessment of an offshore electricity grid interconnecting Northern Europe.....219
Tabelle 68:	Wang 2011: Eco-design of power transmissions systems.....220
Tabelle 69:	LCEE 2011: Ein ökologischer Vergleich von Stahlvollwandmasten und Schleuderbetonmasten223
Tabelle 70:	Harrison et al. 2010: Life cycleassessment of the transmission network in Great Britain225

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
2 K	2 Kelvin
A	Jahr
A	Ampere
AC	Alternating Current / Wechselstrom
ACCC	Aluminium Conductor Composite Core
ACCR	Aluminium Conductor Composite Reinforced / Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff
ACSR	Aluminium conductor steel-reinforced cable
ACSS	Aluminium Conductor Steel Supported
Al	Aluminium
AL/ST	Aluminium-Stahl-Seil
AL/ACS	Aluminium-Stalum-Seil
AP	Acidification Potential / Versauerungspotenzial
AW	Anwendungsfall
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BEWAG	Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG
BFO	Bundesfachplan Offshore
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
cm	Zentimeter
DC	Direct current / Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ENLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EoL	End-of-Life
EP	Eutrophication Potential / Eutrophisierungspotenzial
FEP	Flächenentwicklungsplan für die deutsche Nord- und Ostsee
FL	Freileitung

Abkürzung	Erläuterung
FLM	Freileitungsmonitoring
FU	Funktionelle Einheit
GVA	Gigavoltampere
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential / Treibhauspotenzial
HDD	Horizontal directional drilling / Horizontalspülbohrverfahren
HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSL	Hochstromleiterseil
HTL	Hochtemperaturleiterseil
HTLS	High temperature low sag / Hochtemperaturleiterseil mit geringem Durchhang
ISO	International Organization for Standardization
km	Kilometer
kV	Kilovolt
LCA	Ökobilanz (Life Cycle Assessment)
LCC	line commutated converter
LWL	Lichtwellenleiter
m	Meter
m2	Quadratmeter
MDÜ	Mittelspannungsdrehstromübertragung
MI	massenimprägniert
mm2	Quadratmillimeter
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
NI	Niedersachsen
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NRW	Nordrhein-Westfalen
PAG	Projektbegleitende Arbeitsgruppe
POCP	Photochemical Ozone Creation Potential / Photochemisches Oxitantienbildungspotenzial
St	Stahl

Abkürzung	Erläuterung
T	Tonne
TAI	Thermal resistant Aluminum
TSO	Transmission system operator (= ÜNB)
TWh	Terrawattstunde
UVP	Umwelterträglichkeitsprüfung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (= TSO)
VSC	voltage source converter
VPE	Vernetztes Polyethylen

Glossar

Begriff	Definition nach DIN EN ISO 14040:2021-02 bzw. DIN EN ISO 14044:2021-02
Allokation	Zuordnung der Input- oder Outputflüsse eines Prozesses oder eines Produktsystems zum untersuchten Produktsystem und zu einem oder mehreren anderen Produktsystemen
Auswertung	Bestandteil der Ökobilanz, bei dem die Ergebnisse der Sachbilanz oder der Wirkungsabschätzung oder beide bezüglich des festgelegten Ziels und Untersuchungsrahmens beurteilt werden, um Schlussfolgerungen abzuleiten und Empfehlungen zu geben
Datenqualität	Eigenschaften von Daten in Bezug auf ihre Eignung, festgelegte Anforderungen zu erfüllen
Elementarfluss	Stoff oder Energie, der bzw. die dem untersuchten System zugeführt wird und der Umwelt ohne vorherige Behandlung durch den Menschen entnommen wurde, oder Stoff oder Energie, der bzw. die das untersuchte System verlässt und ohne anschließende Behandlung durch den Menschen an die Umwelt abgegeben wird
funktionelle Einheit	quantifizierter Nutzen eines Produktsystems für die Verwendung als Vergleichseinheit
Input	Produkt-, Stoff- oder Energiefluss, der einem Prozessmodul zugeführt wird
Koppelprodukt	eines von zwei oder mehreren Produkten aus demselben Prozessmodul oder Produktsystem
Lebensweg	aufeinander folgende und miteinander verbundene Stufen eines Produktsystems von der Rohstoffgewinnung oder Rohstoffherzeugung bis zur endgültigen Beseitigung
Ökobilanz	Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potentiellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges
Output	Produkt-, Stoff- oder Energiefluss, der von einem Prozessmodul abgegeben wird
Prozess	Satz von in Wechselbeziehung oder Wechselwirkung stehenden Tätigkeiten, der Eingaben in Ergebnisse umwandelt
Referenzfluss	Maß für die Outputs von Prozessen eines vorhandenen Produktsystems, die zur Erfüllung der Funktion, ausgedrückt durch die funktionelle Einheit, erforderlich sind
Sachbilanz	Bestandteil der Ökobilanz, der die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs eines Produktes im Verlauf seines Lebensweges umfasst
Sachbilanzergebnis	Ergebnis der Sachbilanz, das die Flüsse katalogisiert, die die Systemgrenze überschreiten und das den Ausgangspunkt für die Wirkungsabschätzung darstellt
Sensitivitätsanalyse	systematisches Verfahren zur Einschätzung der Wirkungen der getroffenen Auswahl an Methoden und Daten auf die Ergebnisse einer Studie
Systemgrenze	ein Satz von Kriterien zur Festlegung, welche Prozessmodule Teil eines Produktsystems sind
Umweltaspekt	Bestandteil der Tätigkeiten, Produkte oder Dienstleistungen einer Organisation, der auf die Umwelt einwirken kann
vergleichende Aussage	Umweltaussage zur Überlegenheit oder Gleichwertigkeit eines Produktes im Vergleich zu einem Konkurrenzprodukt mit dem gleichen Verwendungszweck

Begriff	Definition nach DIN EN ISO 14040:2021-02 bzw. DIN EN ISO 14044:2021-02
Wirkungsabschätzung	Bestandteil der Ökobilanz, der dem Erkennen und der Beurteilung der Größe und Bedeutung von potentiellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf des Lebensweges des Produktes dient
Wirkungskategorie	Klasse, die wichtige Umweltthemen repräsentiert und der Sachbilanzergebnisse zugeordnet werden können

Zusammenfassung

Einleitung

In Deutschland besteht ein großer Netzausbaubedarf. Im Rahmen der bundesweiten Netzentwicklungsplanung werden Entscheidungen über die einzusetzenden Leitungstechniken getroffen. Die ökologische Bewertung des Einsatzes der diskutierten Technologien wurde in Deutschland bisher nicht systematisch im Sinne einer Lebenszyklusbetrachtung vorgenommen.

Das Höchstspannungsnetz wird auch als Übertragungsnetz bezeichnet. Seine Funktion besteht darin, die Stromeinspeisungen von den Erzeugungsstandorten zu den Nachfragestandorten zu transportieren. Dies ist erforderlich, wenn der Strom nicht oder nicht in ausreichender Menge am Ort der Nachfrage erzeugt wird und daher weiträumiger übertragen werden muss. Die weiträumige Stromübertragung wird vorzugsweise auf einer hohen Spannungsebene realisiert, da die Stromwärmeverluste dieserart geringgehalten werden. Im deutschen Drehstromnetz existieren die Höchstspannungsebenen 380 kV und 220 kV. Die Spannungsebenen sind durch Umspannwerke vertikal miteinander und mit den untergelagerten Spannungsebenen verbunden.

Ergänzt wird das deutsche Höchstspannungsnetz zukünftig durch Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen, die auch als HGÜ- bzw. DC-Korridore bezeichnet werden. Im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz, welches den von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Netzentwicklungsplan (NEP) geplanten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Netzausbauvorhaben eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit zuspricht und sie damit priorisiert, sind Trassen geplant, die in Gleichstromübertragungstechnik realisiert werden sollen. Diese weiträumigen Stromübertragungsbedarfe, die dann als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen realisiert werden sollen, dienen insbesondere dazu, den ertragsreichen Norden mit dem nachfragestarken Süden zu verbinden. Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Anbindung von Offshore-Windparks an das deutsche Stromnetz, die zunehmend mithilfe von ± 525 kV-HGÜ-Netzanbindungen realisiert werden. Um Gleichstrom in Drehstrom oder Drehstrom in Gleichstrom zu wandeln, sind Konverterstationen erforderlich. Sowohl Drehstrom als auch Gleichstrom können unabhängig von der Spannungsebene auf zwei unterschiedliche Arten transportiert werden: über Freileitungen und über unterirdische Kabel.

Methodik

Im Rahmen der Studie „Ökobilanzierung von Höchstspannungsleitungen und Seekabeln in Deutschland“ wurden elf verschiedene technologische Varianten aus den Übertragungstechniken Freileitungen, Erdkabel und Seekabel ausgewählt, deren Umweltauswirkungen mit einer Ökobilanz nach ISO 14040/14044 bewertet wurden. Da es sich um eine vergleichende Ökobilanz handelt, die zur Publikation vorgesehen ist, wurde wie in den Normen vorgesehen, eine kritische Prüfung durch ein Panel aus drei unabhängigen Gutachtern durchgeführt.

Das Ziel der Ökobilanz ist es, einen Beitrag zur Ermittlung der Umweltwirkungen der zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes (HöS-Netz) und der als Seekabel diskutierten Technologien zu ermitteln und die aus ökobilanziellen Gesichtspunkten vorteilhaften Technologien für definierte Anwendungsfälle zu identifizieren. Die für Deutschland in Gegenwart und Zukunft bedeutsamen Technologien wurden betrachtet. Soweit möglich wurden die verschiedenen Leitungstechniken miteinander verglichen.

Ziel dieser Untersuchung und beabsichtigte Anwendung der Ökobilanz (Life Cycle Assessment/ LCA) ist es, entsprechend politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern auf vorgelagerter, übergeordneter Ebene eine Studie an die Hand zu geben, die ihnen erlaubt, die

untersuchten Umweltwirkungen stärker in die Diskussion und Ausgestaltungen einzubringen. Insbesondere werden politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in die Lage versetzt, in ihre Handlungsempfehlungen entsprechende Ergebnisse einzubeziehen.

Da Stromübertragungstechnologien nicht beliebig austauschbar sind, muss bei einem Variantenvergleich der Stromübertragungstechnologien darauf geachtet werden, nur die miteinander substituierbaren Varianten einander gegenüberzustellen. Hierzu wurden synthetische Anwendungsfälle eingeführt, die als repräsentativ für zukünftige Netzausbauvorhaben betrachtet werden. Für die jeweiligen Anwendungsfälle wurde jeweils zwei Varianten im Rahmen der LCA verglichen. Eine Übersicht über die einzelnen Anwendungsfälle ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Übersicht über die Anwendungsfälle

Anwendungsfall	Nr.	Varianten
Anwendungsfall „Langstreckenstromübertragung“: Neubau von 4 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von 500 km, HGÜ, Freileitung oder Erdkabel	1.1	500 km HGÜ-FL ± 525 kV, Stahlgittermast, 4 GW
	1.2	500 km HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 (VSC), 4 GW
Anwendungsfall „Vollwandmast“: Einsatz von Vollwandmasten auf 100 km Neubautrasse 3 GVA	2.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA
	2.2	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Vollwandmast, 3 GVA
Anwendungsfall „HTLS-Umbeseilung“: Upgrade von 100 km Bestandsleitung 380 kV anstelle eines Neubaus in bestehender Trasse, 3 GVA	3.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA, Neubau
	3.2	100 km HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast, 3 GVA, Umbeseilung
Anwendungsfall „Erdkabelvarianten“: Neubau von 2 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von 500 km	4.1	500 km HGÜ- VPE-Erdkabel ± 320 kV (VSC), 2 GW
	4.2	500 km HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2 GW ± 525 kV
Anwendungsfall „Teilerdverkabelung“: 100 km 380-kV-Trassenneubau mit der Option auf 25 km AC-Erdverkabelung, 3 GVA	5.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA
	5.2	Kombination: 80 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast + 20 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV (4 Kabelabschnitte), 3 GVA
Anwendungsfall „offene“ Bauweise vs. „geschlossene“ Bauweise	6.1	2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 100 km, in offener Bauweise verlegt

Anwendungsfall	Nr.	Varianten
	6.2	2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 100 km, in geschlossener Bauweise verlegt
Anwendungsfall „Zusätzliche Leerrohrverlegung“: Neubau von 2 GW HGÜ-Erdkabel im Jahr 2020 und 2 GW im Jahr 2030 über eine Distanz von 500 km	7.1	2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 2020 in offener Bauweise verlegt + 2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 2030 in offener Bauweise verlegt, beides 500 km
	7.2	2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel $\pm$ 525kV (VSC) + Leerrohre, 2020 in offener Bauweise verlegt + Einziehen der Kabel für 2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC) in 2030, beides 500 km
Anwendungsfall „Gleichstrom in der Ostsee“: Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee	8.1	Konfiguration Gleichstrom: 6x 20 km HDÜ- VPE-Seekabel 66 kV + 2x100 km HGÜ- VPE-Seekabel $\pm$ 320 kV + 1x3 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV, 900 MW
	8.2	Konfiguration Drehstrom: 16x5 km HDÜ- VPE-Seekabel 33 kV + 2x90 km HDÜ- VPE-Seekabel 220 kV 900 MW

Bei einer vergleichenden Ökobilanz muss vor der Auswertung der Ergebnisse die Vergleichbarkeit der Systeme sichergestellt werden, was durch die entsprechende Festlegung des Untersuchungsrahmens und -designs sichergestellt wird. Ein Bestandteil davon ist die Festlegung einer Bezugsgröße, auf die die Input- und Output-Daten im mathematischen Sinn normiert werden. Diese wird als „funktionelle Einheit (FU)“ bezeichnet.

Für diese Studie wurde folgende Definition der funktionellen Einheit ausgewählt:

- Neubau einer Übertragungsleistung von 1 GW auf einer Strecke von 1 km, die über einen Betrachtungszeitraum von 1 Jahr betrieben wird

Die Systemgrenze einer Ökobilanz legt fest, welche Prozessmodule enthalten sind. Innerhalb der Systemgrenze dieser Studie werden die Höchstspannungsleitungen von der Rohstoffgewinnung über die Materialverarbeitung, die Produktion, Distribution, Installation/ Verlegung, den Betrieb inkl. der Wartung, der Abfallbehandlung bzw. des Recyclings der Materialien bis zur endgültigen Beseitigung (d. h. „von der Wiege bis zur Bahre“) betrachtet. Die Systemgrenze fällt mit dem Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Um bei den Seekabeln die Unterschiede in den Standardkonzepten für Nord- und Ostsee vergleichen zu können, ist es hier notwendig, das gesamte Anbindungskonzept zu betrachten. Entsprechend wird die Systemgrenze für den Bereich der Seekabel auf die Anbindung der Offshore-Windenergieanlage ausgeweitet. Konverter und Umspannanlagen (inkl. Transformatoren) sind in den Anwendungsfällen 1 bis 7 nicht Teil des betrachteten Systems und wurden deshalb nicht mitbilanziert. In den Anwendungsfällen 8.1 und 8.2 wurden Transformatoren mitberücksichtigt,

da hier innerhalb der Systemgrenzen eine Transformation zwischen verschiedenen Spannungsebenen stattfindet, im Anwendungsfall 8.1. wurden auch Konverter mitberücksichtigt, da hier zusätzlich den zu den verschiedenen Spannungsebenen auch eine Konversion von Drehstrom zu Gleichstrom und wieder zu Drehstrom in den Systemgrenzen enthalten ist.

Die Berechnung der Stromverluste (Leitungsverluste) im Zuge des Betriebs der jeweiligen Stromübertragungsvariante erfolgte anhand von Standardberechnungen für Verlustleistungen für die Stromübertragung für jeden Anwendungsfall separat. Je nach eingesetztem Leitungs- oder Kabeltyp sowie je nach Höhe der Übertragungsleistung des spezifischen Anwendungsfalls, wurden möglichst praxisnah die entsprechenden Verluste berechnet. Die Leitungsverluste hängen sehr stark von der Dimensionierung der jeweiligen Leitung ab. Wie genau eine konkrete Leitung dimensioniert wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab. In dieser Studie wurden die Leitungen der jeweiligen Anwendungsfälle so dimensioniert, wie sie zurzeit in vergleichbaren Fällen tatsächlich dimensioniert werden. Die Ergebnisse beziehen sich somit immer auf diese Dimensionierungen der jeweiligen Leitungen und lassen keine Schlussfolgerungen auf die Umweltwirkungen anderer möglicher Dimensionierungen zu. Für die ökobilanzielle Bewertung der Stromverluste in den Leitungen wurde der aktuelle Strommix für Deutschland verwendet.

Für die im Fokus stehenden Prozesse wurden primäre Daten von Herstellern bzw. Netzbetreibern verwendet und für die jeweiligen Vorketten generische Daten. Diese Datensätze wurden aus Konsistenzgründen primär aus der Ökobilanz-Datenbank ecoinvent v3.8 entnommen.

Im Rahmen der Studie wurden folgende Umweltwirkungskategorien vertieft untersucht:

- ▶ Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP)
- ▶ Abiotischer Rohstoffverbrauch (Mineral Scarcity)
- ▶ Versauerungspotenzial, (Acidification Potential, AP)
- ▶ Eutrophierungspotenzial (Eutrophication Potential, EP)
- ▶ Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (Photochemical Ozone Creation Potential, POCP)
- ▶ Humantoxizität - kanzerogene Folgen (Human carcinogenic toxicity)

Ergebnisse zu weiteren Umweltwirkungskategorien sind im Anhang der Studie tabellarisch dargestellt. Für alle Wirkungskategorien wurden die Charakterisierungsfaktoren nach ReCiPe 2016 verwendet.

In der Ökobilanz können nicht alle Umweltauswirkungen berücksichtigt werden, sondern nur diejenigen, die quantifizierbar und skalierbar sind. Umweltwirkungen wie z. B. Lärm, Beeinträchtigungen des Lebensraums von Tieren oder Bodenqualität sind nicht vollständig quantifizierbar und skalierbar und können deswegen aus methodischen Gründen nicht in der LCA bewertet werden. Üblicherweise werden diese stattdessen im Rahmen einer Umwelterträglichkeitsprüfung (UVP) bewertet. Da in der vorliegenden Studie keine konkreten Planungsobjekte untersucht werden, sondern nur bestimmte Technologien ohne konkreten Ortsbezug bewertet werden, können auch die Auswirkungen elektromagnetischer Felder oder Flächennutzungsänderungen nicht in die ökobilanzielle Bewertung miteinbezogen werden.

Ergebnisse

Im Anwendungsfall 1 „Langstreckenstromübertragung“ dominieren bei den Wirkungskategorien Treibhauspotenzial, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (POCP), Süßwassereutrophierung, Versauerungspotenzial und Humantoxizität (kanzerogene Folgen) die Leitungsverluste, so dass die Erdkabelvariante aufgrund der geringeren Verluste besser abschneidet. In der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch dominiert der Materialeinsatz, hier vor allem das Kupfer, so dass in dieser Kategorie die Freileitung eine geringere Wirkung hat.

Tabelle 2: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 1 „Langstreckenstromübertragung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 1_1: Freileitung	AW 1_2: Erdkabel
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	164	96
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	214	183
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	880	1230
Süßwassereutrophierung	kg P eq	222	197
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	290	243
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	23,9	11,9

Im Anwendungsfall 2 „Vollwandmast“ vs. „Stahlgittermast“ zeigt die Variante mit Vollwandmast in allen Kategorien etwas höhere Umweltwirkungen, allerdings sind diese nur bei Abiotischer Rohstoffverbrauch und Humantoxizität deutlich, in den anderen untersuchten Kategorien sind die Unterschiede eher marginal.

Tabelle 3: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 2 „Vollwandmast“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 2_1: Stahlgittermast	AW 2_2: Vollwandmast
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	152	156
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	205	219
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	1190	1450
Süßwassereutrophierung	kg P eq	199	200
Versauerungspotenzial	SO ₂ SO ₂ eq	278	294
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	28,9	33,7

Im Anwendungsfall 3 „HTLS-Umbeseilung“ vs. Neubau einer zusätzlichen Freileitung zeigen sich bei der HTLS-Leitung (High temperature low sag / Hochtemperaturleiterseil mit geringem Durchhang) höhere Werte bei den Wirkungskategorien Treibhauspotenzial, Süßwassereutrophierung und Versauerungspotenzial aufgrund der höheren Leitungsverluste, hingegen niedrigere Werte beim Abiotischen Rohstoffverbrauch und der Humantoxizität aufgrund der Materialeinsparung.

Tabelle 4: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 3 „HTLS-Umbeseilung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 3_1: Neubau FL	AW 3_2: HTLS
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	152	214
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	205	271
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	1190	931
Süßwassereutrophierung	kg P eq	199	294
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	278	364
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	28,9	28,1

Im Anwendungsfall 4 „Erdkabelvarianten“ weist die 320 kV-HGÜ-Leitung in allen Wirkungskategorien signifikant höhere Werte auf als die 525 kV-HGÜ-Leitung. Beim Treibhauspotenzial liegt dies in den höheren Leitungsverlusten, beim Abiotischen Rohstoffverbrauch im höheren Materialeinsatz. Bei den Kategorien Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Süßwassereutrophierung und Versauerungspotenzial tragen beide Faktoren gleichermaßen zu den Unterschieden bei.

Tabelle 5: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 4 „Erdkabelvarianten“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 4_1: 320 kV	AW 4_2: 525 kV
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	179	96
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	351	185
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	2430	1230
Süßwassereutrophierung	kg P eq	377	197
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	466	244
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	22,4	11,9

Im Anwendungsfall 5 „Teilerdverkabelung“ gibt es geringere Unterschiede zugunsten der Teilerdverkabelung beim Treibhauspotenzial, in dem die Leitungsverluste dominieren. In den Kategorien, wo der Materialeinsatz die relevante Rolle spielt (Abiotischer Rohstoffverbrauch, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Süßwassereutrophierung, Versauerungspotenzial), ist der Unterschied deutlicher und zugunsten der Freileitung.

Tabelle 6: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 5 „Teilerdverkabelung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 5_1: Reine FL	AW 5_2: Teilerdverkabelung
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	152	144
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	205	233
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	1190	1640
Süßwassereutrophierung	kg P eq	199	227
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	278	313

Wirkungskategorie	Einheit	AW 5_1: Reine FL	AW 5_2: Teilerdverkabelung
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	28,9	27,4

Im Anwendungsfall 6 „offene Bauweise vs. geschlossene Bauweise“ gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Varianten, unabhängig davon, ob in den Kategorien der Betrieb (Treibhauspotenzial, Humantoxizität) oder die Bauphase (Abiotischer Rohstoffverbrauch) dominiert, oder ob sich Betrieb und Bau die Waage halten (Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Süßwassereutrophierung, Versauerungspotenzial, Humantoxizität).

Tabelle 7: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 6 „offene vs. geschlossene Bauweise“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 6_1: offene BW	AW 6_2: geschlossene BW
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	96.3	97.4
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	185	187
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	1230	1320
Süßwassereutrophierung	kg P eq	197	197
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	244	246
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	11,9	12,0

Auch im Anwendungsfall 7 „Zusätzliche Leerrohrverlegung“ gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Varianten, unabhängig davon, ob in den Kategorien der Betrieb (Treibhauspotenzial, Humantoxizität) oder die Bauphase (Abiotischer Rohstoffverbrauch) dominiert, oder ob sich Betrieb und Bau die Waage halten (Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Süßwassereutrophierung, Versauerungspotenzial, Humantoxizität).

Tabelle 8: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 7 „Leerrohrverlegung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 7_1: ohne Leerrohr	AW 7_2: mit Leerrohr
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	96.3	96.4
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	185	183
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	1230	1230
Süßwassereutrophierung	kg P eq	197	197
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	244	243
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	11,9	11,9

Im Anwendungsfall 8 „Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des Flächenentwicklungsplans für die deutsche Nord- und Ostsee (FEP), bezogen auf die Ostsee“ zeigt das Nordsee-Konzept (Gleichstrom) in allen untersuchten Wirkungskategorien (Treibhauspotenzial, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Abiotischer Rohstoffverbrauch, Süßwassereutrophierung, Versauerungspotenzial, Humantoxizität) höhere Werte gegenüber dem Ostsee-Konzept (Drehstrom) aufgrund der höheren Verluste.

Tabelle 9: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 8 „Seekabelvarianten“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 8_1: Standardkonzept Nordsee (Gleichstrom)	AW 8_2: Standardkonzept Ostsee (Drehstrom)
Treibhauspotenzial	t CO ₂ eq	1154	773
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial	kg NO _x eq	1468	1124
Abiotischer Rohstoffverbrauch	kg Cu eq	5512	4587
Süßwassereutrophierung	kg P eq	1688	1283
Versauerungspotenzial	kg SO ₂ eq	2011	1544
Humantoxizität (kanzerogene Folgen)	t 1,4-DCB	103	78

Diskussion

Die Ergebnisse der durchgeführten ökobilanziellen Betrachtung zeigen eine deutliche Tendenz: Die beiden wichtigsten Parameter sind die Leitungsverluste und der Ressourceneinsatz.

Die Leitungsverluste im Zuge der Betriebsphase dominieren über alle untersuchten Anwendungsfälle hinweg sowie bei fast allen Wirkungskategorien das Bilanzergebnis. Hierbei handelt es sich um Umweltwirkungen, die aus den Vorketten der Stromerzeugung zur Deckung der Verluste resultieren. Die Berechnung der Leitungsverluste im Zuge des Betriebs hängen sehr stark von der Dimensionierung der jeweiligen Leitung ab. Die in dieser Studie angesetzten Dimensionierungen der Leitungen basieren auf der heute in vergleichbaren Fällen tatsächlich umgesetzten Praxis. Die Ergebnisse beziehen sich somit immer auf diese Dimensionierungen der jeweiligen Leitungen im Anwendungsfall und lassen keine Schlussfolgerungen auf die exakte Höhe der Umweltwirkungen anderer möglicher Dimensionierungen zu (oder auf z. B. break even Punkte). Im Allgemeinen ist es aber so, dass eine geringere Leitungsdimensionierung zu höheren Verlusten führt.

An die zweite Stelle treten die Umweltwirkungen der Bauphase. Auch hier dominieren die Vorketten der für den Bau der Leitungen verwendeten Materialien, insbesondere die Herstellung der Metalle Kupfer, Aluminium und Stahl. Die End of Life Phase trägt kaum zu den Umweltwirkungen der untersuchten Anwendungsfälle bei.

Die Ergebnisse gelten auch nur unter der gewählten Methode der End-of-Life-Allokation (recycled content approach / cut-off).

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz wird sich im Lauf der Jahre das Verhältnis der Klimawirkungen zwischen Leitungsherstellung und -verlusten verschieben. Wie sich dieses Verhältnis genau verschiebt, ist schwierig abzuschätzen, da auch die Klimawirkung der Bauphase, vor allem aus der Herstellung der Materialien, langfristig mit weniger Treibhausgasemissionen verbunden sein wird, wenn sich die globale Industrieproduktion einer Klimaneutralität nähert. Da aber davon auszugehen ist, dass die Treibhausgasintensität im deutschen Strommix schneller abnimmt als in der globalen Industrieproduktion, ist davon auszugehen, dass mittelfristig die relative Bedeutung der Bauphase bei den Klimawirkungen zunimmt.

Eine Empfehlung an die politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger, die sich aus den Ergebnissen dieser Ökobilanz ableiten lässt, ist die Sicherstellung einer möglichst verlustarmen Übertragung, solange Treibhausgase eine relevante Rolle in den Energieemissionen spielen. Das kann einen höheren, auch finanziellen Aufwand bei der

Errichtung oder Umbeseilung von Anlagen bedeuten, wenn hierzu eine andere technische Ausführung oder Dimensionierung der Leitung erforderlich ist als heute üblich. Mittelfristig ist aus ökobilanzieller eine ressourceneffiziente Bauweise zu bevorzugen, wenn die Treibhausgasintensität im deutschen Strommix abnimmt.

Summary

Introduction

There is a great need for grid expansion in Germany. Within the framework of nationwide grid development planning, decisions are made on the transmission line technologies to be used. The ecological assessment of the use of the technologies under discussion has not yet been systematically carried out in the sense of a life cycle assessment in Germany.

The extra-high voltage grid is also referred to as the transmission grid. Its function is to transport the electricity feed-in from the generation sites to the demand sites. This is necessary if the electricity is not generated or not generated in sufficient quantity at the point of demand and therefore has to be transmitted over a longer distance. Long-range power transmission is preferably realised at a high voltage level, as this keeps the power heat losses low. In the German three-phase grid there are the extra-high voltage levels 380 kV and 220 kV. The voltage levels are connected vertically to each other and to the lower voltage levels by transformer stations.

In the future, the German extra-high voltage grid will be supplemented by high-voltage direct current transmission lines, also known as HVDC or DC corridors. In the current Federal Requirements Plan Act (Bundesbedarfsplangesetz), which assigns an energy industry necessity to the grid expansion projects planned by the transmission system operators (TSOs) in the Network Development Plan (NEP) and confirmed by the Federal Network Agency (BNetzA), and thus prioritises them, routes are planned which are to be realised using direct current transmission technology. These long-range electricity transmission needs, which are then to be realised as point-to-point connections, serve in particular to connect the high-yield north with the high-demand south. Another area of application is the connection of offshore wind farms to the German power grid, which is increasingly being realised with the help of ± 525 kV HVDC grid connections. Converter stations are required to convert direct current into three-phase current or three-phase current into direct current. In principle, both three-phase and direct current can be transported in two different ways, regardless of the voltage level: via overhead lines and via underground cables.

Methodology

Within the framework of the study "Life Cycle Assessment of Extra High Voltage Lines and Submarine Cables in Germany", eleven different technological variants were selected from the systems of overhead lines, underground cables and submarine cables, the environmental impacts of which were assessed using a life cycle assessment in accordance with ISO 14040/14044. As this is a comparative life cycle assessment intended for publication, a critical review was carried out by a panel of three independent experts, as stipulated in the standards.

The aim of the LCA is to contribute to the determination of the environmental impacts of the technologies discussed for the expansion of the German extra-high voltage grid (HöS grid) and those discussed as submarine cables, and to identify the technologies that are advantageous from an LCA point of view for defined use cases. The technologies that are significant for Germany in the present and future were considered. As far as possible, the different cable systems were compared with each other.

Accordingly, the aim of this study and the intended application of LCA is to provide political decision-makers at the upstream, superordinate level with a study that allows them to incorporate the environmental impacts studied more strongly into the discussion and design. In particular, political decision-makers are enabled to include the corresponding results in their recommendations for action.

Since electricity transmission technologies are not interchangeable at will, care must be taken when comparing variants of electricity transmission technologies to ensure that only those variants that can be substituted for each other are compared. For this purpose, synthetic use cases were introduced that are considered representative for future grid expansion projects. For each use case, two variants were compared within the framework of the LCA. An overview of the individual use cases is shown in Table a.

Table 1: Overview of the use cases

Use case	Nr.	Variant
Use case "Long-distance power transmission": new construction of 4 GW transmission capacity over a distance of 500 km, HVDC, overhead line or underground cable	1.1	500 km HDVC-OL ± 525 kV, Steel lattice mast, 4 GW
	1.2	500 km HDVC-VPE-Underground cable ± 525 (VSC), 4 GW
Use case "solid mast": Use of solid masts on 100 km new route 3 GVA	2.1	100 km HVAC-OL 380 kV Al/St (HSL), steel lattice mast, 3 GVA
	2.2	100 km HVAC-OL 380 kV Al/St (HSL), solid mast, 3 GVA
Use case "HTLS rewiring": Upgrade of 100 km existing 380 kV line instead of new construction in existing route, 3 GVA	3.1	100 km HVAC-OL 380 kV Al/St (HSL), steel lattice mast, 3 GVA, New construction
	3.2	100 km HVAC-OL 380 kV mit HTLS, steel lattice mast, 3 GVA, Rewiring
Use case "underground cable variants": New construction of 2 GW transmission capacity over a distance of 500 km	4.1	500 km HDVC-VPE underground cable ± 320 kV (VSC), 2 GW
	4.2	500 km HDVC-VPE underground cable ± 525 kV (VSC), 2 GW
Use case "Partial underground cabling": 100 km 380 kV new line construction with the option of 25 km AC underground cabling, 3 GVA	5.1	100 km HVAC-OL 380 kV Al/St (HSL), Steel lattice mast, 3 GVA
	5.2	Combination: 80 km HVAC-OL 380 kV Al/St (HSL), Steel lattice mast + 20 km HDÜ- VPE- underground cable 380 kV (4 cable sections), 3 GVA
Use case "open" construction method vs. "closed" construction method	6.1	2 GW HDVC-VPE underground cable ± 525 kV (VSC), 100 km, in open construction
	6.2	2 GW HDVC- VPE underground cable ± 525 kV (VSC), 100 km, in closed construction
Use case "Additional empty pipe laying": New construction of 2 GW HVDC underground cable in 2020 and 2 GW in 2030 over a distance of 500 km	7.1	2 GW HGÜ- VPE underground cable ± 525 kV (VSC), 2020 in open construction + 2 GW HDVC- VPE underground cable ± 525 kV (VSC), 2030 in open construction, both 500 km
	7.2	2 GW HGÜ- VPE- underground cable ± 525 kV (VSC) + Empty pipes, 2020 laid in open construction + Pulling in the cables for 2 GW HGÜ- VPE- underground cable ± 525 kV (VSC) in 2030, both 500 km
Use case "Direct current in the Baltic Sea": Comparison of the	8.1	Configuration DC: 6x 20 km HDVC- VPE -marine cable 66 kV + 2x100 km HDVC- VPE marine cable ± 320 kV + 1x3 km

Use case	Nr.	Variant
standard designs North Sea and Baltic Sea of the FEP, related to the Baltic Sea		HVAC- VPE underground cable 380 kV, 900 MW
	8.2	Configuration AC: 16x5 km HVAC- VPE marine cable 33 kV + 2x90 km HVAC- VPE marine cable 220 kV, 900 MW

In a comparative life cycle assessment, the comparability of the systems must be ensured before the results can be evaluated, which is ensured by the appropriate definition of the investigation framework and design. One component of this is the definition of a reference value to which the input and output data are normalised in a mathematical sense. This is referred to as the 'functional unit (FU)'.

For this study, the following definition of functional unit was chosen:

- New construction of a transmission capacity of 1 GW on a line of 1 km, operated over an observation period of 1 year.

The system boundary of an LCA defines which process modules are included. Within the system boundary of this study, the extra-high voltage transmission lines are considered from raw material extraction through material processing, production, distribution, installation / laying, operation incl. maintenance, waste treatment or recycling of materials to final disposal (i. e. "from cradle to grave"). The system boundary coincides with the area of responsibility of the transmission system operators. In order to be able to compare the differences in the standard concepts for the North Sea and the Baltic Sea in the case of submarine cables, it is necessary here to consider the entire connection concept. Accordingly, the system boundary for the submarine cable sector is extended to include the connection of the offshore wind turbine. Converters and substations (including transformers) are not part of the system under consideration in use cases 1 to 7 and were therefore not included in the calculation. In use cases 8.1 and 8.2, transformers were included, as a transformation between different voltage levels takes place within the system boundaries; in use case 8.1, converters were also included, as in addition to the different voltage levels, a conversion from three-phase current to direct current and back to three-phase current is also included in the system boundaries. The calculation of the power losses (line losses) in the course of operation of the respective power transmission variant was carried out separately for each application using standard calculations for power transmission losses. Depending on the type of line or cable used, as well as the level of transmission power of the specific application, the corresponding losses were calculated as close to practice as possible. The line losses depend very much on the dimensioning of the respective line. How exactly a specific line is dimensioned depends on various factors. In this study, the lines of the respective applications were dimensioned as they are currently actually dimensioned in comparable cases. The results therefore always refer to these dimensions of the respective pipelines and do not allow any conclusions to be drawn about the environmental impacts of other possible dimensions. For the life cycle assessment of the electricity losses in the pipelines, the current electricity mix for Germany was used.

For the processes in focus, primary data from manufacturers and grid operators were used, and generic data for the respective upstream chains. For consistency reasons, these data sets were primarily taken from the ecoinvent v3.8 life cycle assessment database.

Within the scope of the study, the following environmental impact categories were examined in depth:

- Global Warming Potential (GWP)

- Abiotic raw material consumption (Mineral Scarcity)
- Acidification Potential Acidification Potential, AP
- Eutrophication Potential (EP)
- Photochemical Ozone Creation Potential (POCP)
- Human carcinogenic toxicity (HTCT)

Results for other environmental impact categories are presented in tabular form in the appendix of the study. For all impact categories, the characterisation factors according to ReCiPe 2016 were used.

Not all environmental impacts can be considered in the LCA, but only those that are quantifiable and scalable. Environmental impacts such as noise, impairment of animal habitat or soil quality are not fully quantifiable and scalable and can therefore not be assessed in the LCA for methodological reasons. Typically, these are instead assessed in the context of an environmental impact assessment (EIA). Since the present study does not examine any concrete planning objects, but only evaluates certain technologies without a concrete local reference, the effects of electromagnetic fields or land use changes cannot be included in the LCA evaluation.

Results

In use case 1 "long-distance power transmission", the impact categories Global warming, Ozone formation, Freshwater eutrophication, AP and toxicity are dominated by line losses, so that the underground cable variant performs better due to the lower losses; in the impact category mineral scarcity, the material input dominates, especially copper, so that the overhead line has a low impact in this category.

Table 2: Results of the impact assessment of use case 1 "long-distance power transmission"

Impact category	Unit	UC 1_1: overhead line	UC 1_2: underground cable
Global warming	t CO ₂ eq	164	96
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	214	183
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	880	1230
Freshwater eutrophication	kg P eq	222	197
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	290	243
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	23.9	11.9

In use case 2 "solid mast" vs. "steel lattice mast", the variant with solid mast shows slightly higher environmental impacts in all categories, but these are only clear for mineral scarcity and toxicity; in the other categories examined, the differences are rather marginal.

Table 3: Results of the impact assessment of use case 2 "solid mast" vs. "steel lattice mast"

Impact category	Unit	UC 2_1: steel lattice mast	UC 2_2: solid mast
Global warming	t CO ₂ eq	152	156
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	205	219

Impact category	Unit	UC 2_1: steel lattice mast	UC 2_2: solid mast
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1190	1450
Freshwater eutrophication	kg P eq	199	200
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	278	294
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	28.9	33.7

In use case 3 "HTLS rewiring" vs. new construction of an additional overhead line, the HTLS line shows higher values for Global warming, Freshwater eutrophication and Terrestrial acidification due to the higher line losses, but lower values for Mineral Scarcity and Toxicity due to the material savings.

Table 4: Results of the impact assessment of use case 3 "HTLS rewiring"

Impact category	Unit	UC 3_1: New construction	UC 3_2: HTLS rewiring
Global warming	t CO ₂ eq	152	214
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	205	271
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1190	931
Freshwater eutrophication	kg P eq	199	294
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	278	364
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	28.9	28.1

In use case 4 "underground cable variants", the 320 kV HDVC line has significantly higher values than the 525 kV HDVC line in all impact categories; for Global warming, this is due to the higher line losses, and for Mineral Scarcity, it is due to the higher material input. For Ozone formation, Freshwater eutrophication and Terrestrial acidification, both factors contribute equally to the differences.

Table 5: Results of the impact assessment of use case 4 "underground cable variants"

Impact category	Unit	UC 4_1: 320 kV	UC 4_2: 525 kV
Global warming	t CO ₂ eq	179	96
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	351	185
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	2430	1230
Freshwater eutrophication	kg P eq	377	197
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	466	244
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	22.4	11.9

In use case 5 "Partial underground cabling", there are smaller differences in favour of partial cabling in the Global warming, where line losses dominate. In the categories where material use plays the relevant role (Mineral Scarcity, Ozone formation, Freshwater eutrophication, Terrestrial acidification), the difference is more pronounced and in favour of the overhead line.

Table 6: Results of the impact assessment use case 5 "Partial underground cabling"

Impact category	Unit	UC 5_1: Overhead line	UC 5_2: Partial underground cabling
Global warming	t CO2 eq	152	144
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NOx eq	205	233
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1190	1640
Freshwater eutrophication	kg P eq	199	227
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	278	313
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	28.9	27.4

In use case 6 "open construction vs. closed construction", there are only minor differences between the two variants, regardless of whether the categories are dominated by operation (Global warming, Toxicity) or the construction phase (Mineral Scarcity), or whether operation and construction balance each other out (Ozone formation, Freshwater eutrophication, Terrestrial acidification, Toxicity).

Table 7: Results of the impact assessment of use case 6 "open construction vs. closed construction"

Impact category	Unit	UC 6_1: open construction	UC 6_2: closed construction
Global warming	t CO2 eq	96.3	97.4
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NOx eq	185	187
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1230	1320
Freshwater eutrophication	kg P eq	197	197
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	244	246
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	11.9	12.0

In use case 7 "Additional empty pipe laying" there are also only minor differences between the two variants, regardless of whether the categories are dominated by operation (Global warming, Toxicity) or the construction phase (Mineral Scarcity), or whether operation and construction balance each other out (Ozone formation, Freshwater eutrophication, Terrestrial acidification, Toxicity).

Table 8: Results of the impact assessment of use case 7 "Additional empty pipe laying"

Impact category	Unit	UC 7_1: without empty pipe	UC 7_2: with empty pipe
Global warming	t CO2 eq	96.3	96.4
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NOx eq	185	183
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1230	1230
Freshwater eutrophication	kg P eq	197	197
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	244	243

Impact category	Unit	UC 7_1: without empty pipe	UC 7_2: with empty pipe
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	11.9	11.9

In use case 8 "Comparison of the standard designs North Sea (direct current, DC) and Baltic Sea (alternating current, AC) of the FEP, related to the Baltic Sea", the North Sea concept (DC) shows higher values than the Baltic Sea concept (AC) in all impact categories investigated (Global warming, Ozone formation, Mineral Scarcity, Freshwater eutrophication, Terrestrial acidification, Toxicity) due to the higher losses.

Table 9: Results of the impact assessment of use case "submarine cable variants"

Impact category	Unit	UC 8_1: Standard designs North Sea (DC)	UC 8_2: Standard designs Baltic Sea (AC)
Global warming	t CO2 eq	1154	773
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NOx eq	1468	1124
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	5512	4587
Freshwater eutrophication	kg P eq	1688	1283
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	2011	1544
Human carcinogenic toxicity	t 1,4-DCB	103	78

Discussion

The results of the life cycle assessment show a clear tendency: The two most important parameters are the line losses and the input of resources.

The line losses in the course of the operating phase dominate the balance result across all examined application cases and in almost all impact categories. These are environmental impacts that result from the upstream chains of electricity generation to cover the losses. The calculation of line losses in the course of operation depends very much on the dimensioning of the respective line. The dimensioning of the lines used in this study is based on the actual practice in comparable cases today. The results therefore always refer to these dimensions of the respective pipelines and do not allow any conclusions to be drawn about the exact level of environmental impacts of other possible dimensions, e.g. break even points). In general, however, lower dimensioning leads to higher losses.

The environmental impacts of the construction phase come second. Here, too, the upstream chains of the materials used for the construction of the pipelines dominate, especially the production of the metals copper, aluminium and steel. The end-of-life phase makes hardly any contribution to the environmental impacts of the application cases examined.

The results are also only valid under the chosen method of end-of-life allocation (recycled content approach / cut-off).

With the increasing share of renewable energies in the German electricity grid, the ratio of climate impacts between line production and losses will shift over the years. It is difficult to estimate exactly how this ratio will shift, as the climate impact of the construction phase, especially from the production of materials, will also be associated with fewer greenhouse gas emissions in the long term as global industrial production approaches climate neutrality. However, since it can be assumed that the greenhouse gas intensity in the German electricity

mix will decrease faster than in global industrial production, it can be assumed that the relative importance of the construction phase in terms of climate impacts will increase in the medium term.

One recommendation to political decision-makers that can be derived from the results of this life cycle assessment is to ensure that transmission is as low-loss as possible as long as greenhouse gases play a relevant role in energy emissions, which can mean a higher, and also financial, effort in the construction or rewiring of plants, if this requires a different technical design or dimensioning of the conductors than is usual today. In the medium term, a resource-efficient construction method is to be preferred from an ecological point of view, if the greenhouse gas intensity in the German electricity mix decreases.

1 Ziel des Projekts

In Deutschland besteht ein Bedarf, das Stromnetz an die Anforderungen der Energiewende und zum Erreichen der Klimaschutzziele anzupassen.

Ein bedeutender Aspekt hierbei ist der Bau neuer Leitungen auf Höchstspannungsebene. Es wird davon ausgegangen, dass in den nächsten 15 Jahren mehrere tausend Kilometer Neubauleitungen auf Höchstspannungsebene gebaut und bestehende Leitungen optimiert und verstärkt werden müssen (Netzentwicklungsplan 2035, Bundesnetzagentur 2022). Damit gewinnt die Technologiewahl für den Neubau auch aus ökologischen Gesichtspunkten an Relevanz.

Im Gegensatz zu einigen anderen europäischen Ländern wurden in Deutschland die möglichen ökologischen Folgen des Um- und Ausbaus des Stromnetzes bisher nicht systematisch im Sinne einer Lebenszyklusbetrachtung der zur Diskussion stehenden Neubautechniken untersucht, wie beispielsweise in Dänemark (Turconi et al. 2014), Norwegen (Jorge/Hertwich 2013) oder Großbritannien (Harrison et al. 2010). Ziel dieses Projektes ist es, diese Lücke zu schließen und politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern auf vorgelagerter, übergeordneter Ebene eine Studie an die Hand zu geben, die ihnen erlaubt, die im Rahmen der Ökobilanzierung untersuchten Umweltwirkungen stärker in die Diskussion und Ausgestaltungen einzubringen. In der vorliegenden Ökobilanz werden übergeordnete Umweltwirkungen untersucht, nicht aber raumkonkrete Umweltauswirkungen, die bei verschiedenen Leitungsvarianten abweichend zur vorliegenden Studie ausfallen könnten.

Dieses Werkzeug beinhaltet die Bereitstellung von ökobilanziellen Kennzahlen von Stromübertragungstechniken auf Höchstspannungsebene an Land und zur Anbindung von Windenergieanlagen auf See, die bei den anstehenden Netzausbauentscheidungen eine Rolle spielen könnten bzw. die als technologische Alternativen zur Diskussion stehen. Hierbei wurden jeweils Technologien aus den Bereichen „Freileitung“, „Erdkabel“ und „Seekabel“ identifiziert.

Im ersten Teil der Studie werden die identifizierten technologischen Varianten zur Diskussion gestellt. Im zweiten Teil wird die gewählte Methode der Ökobilanzierung und der Untersuchungsrahmen vorgestellt. Darüber wird für die identifizierten Anwendungsfälle eine Ökobilanzierung nach ISO 14040/14044 durchgeführt.

2 Technik der Stromübertragung

2.1 Einleitung

Ziel dieses Kapitels ist es, die für den Einsatz im deutschen Höchstspannungsnetz relevanten Stromübertragungssysteme zu identifizieren, um sie im weiteren Verlauf des Projektes in Bezug auf Umweltwirkungen miteinander vergleichen zu können.

Der erste Teil dieses Kapitels führt in die Materie ein, indem das Untersuchungsgebiet eingeschränkt und die Systemgrenze eingeführt wird. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird innerhalb dieser Systemgrenze vorgestellt und inventarisiert.

Dargestellt wird der Stand laut verfügbarer Literatur von Anfang 2019. Änderungen und Aktualisierungen, die sich danach ergeben haben, konnten nur unvollständig aufgenommen werden.

2.2 Das deutsche Höchstspannungsnetz

Das Höchstspannungsnetz wird auch als Übertragungsnetz bezeichnet. Seine Funktion besteht darin, die Stromeinspeisungen von den Erzeugungsstandorten zu den Nachfragestandorten zu transportieren. Dies ist erforderlich, wenn der Strom nicht oder nicht in ausreichender Menge am Ort der Nachfrage erzeugt wird und daher weiträumiger übertragen werden muss. Die weiträumige Stromübertragung wird vorzugsweise auf einer hohen Spannungsebene realisiert, da die Stromwärmeverluste dieserart geringgehalten werden. Im deutschen Drehstromnetz existieren die Höchstspannungsebenen 380 kV und 220 kV. Die Spannungsebenen sind durch Umspannwerke vertikal miteinander und mit den untergelagerten Spannungsebenen verbunden.

Ergänzt wird das deutsche Höchstspannungsnetz durch Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen, die auch als HGÜ- bzw. DC-Korridore bezeichnet werden. Im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz, welches den von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Netzwerkentwicklungsplan (NEP) geplanten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Netzausbauvorhaben eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit zuspricht und sie damit priorisiert, sind Trassen geplant, die in Gleichstromübertragungstechnik realisiert werden sollen (Bundesministerium der Justiz 2022). Diese extrem weiträumigen Stromübertragungsbedarfe, die dann als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen realisiert werden sollen, dienen insbesondere dazu, den ertragsreichen Norden mit dem nachfragestarken Süden zu verbinden. Ausnahme ist der zweigeteilte Korridor A mit einer zusätzlichen Entnahmestation in Nordrhein-Westfalen. Das Spannungsniveau dieser Gleichstrom-Korridore wird mit $\pm 400\text{kV}$ geplant. Die Korridore SuedLink und SuedOstLink werden in der Spannungsebene $\pm 525\text{ kV}$ ausgeführt.

Auch zur Kopplung von zwei voneinander unabhängig betriebenen Stromnetzen werden Gleichstromleitungen als Netzkuppler eingesetzt, wie dies z. B. in Form der HGÜ „Storebælt“ zwischen Fünen und Seeland in Dänemark oder der HGÜ NordLink zwischen Norwegen und Deutschland zur Kopplung des skandinavischen und des kontinentaleuropäischen Stromnetzes der Fall ist.

Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Anbindung von Offshore-Windparks an das deutsche Stromnetz, die zunehmend mithilfe von $\pm 525\text{ kV}$ -HGÜ-Netzanbindungen realisiert wird, vgl. Kapitel 3.3.4.2. Um Gleichstrom in Drehstrom oder Drehstrom in Gleichstrom zu wandeln, sind Konverterstationen erforderlich.

Sowohl Drehstrom als auch Gleichstrom können unabhängig von der Spannungsebene auf zwei unterschiedliche Arten transportiert werden: über Freileitungen und über unterirdische Kabel. Gasisolierte Leitungen werden häufig wie Kabel unterirdisch geführt – sie sind bisher aber von sehr geringer Relevanz und für Gleichspannungsanwendungen nicht einsetzbar.

Eine Übersicht über das deutsche Höchstspannungs(HöS)-Netz ist in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Das deutsche Höchstspannungsnetz in Zahlen

	50Hertz	TenneT	TransnetBW	Amprion
Geographische Fläche in km ²	109.619	138.780	34.600	79.187
Leistung Umspannebene in MVA	38.440	69.004	26.200	62.020
Anzahl Entnahmestellen	83	342	103	1.028
davon Entnahmestellen HöS	25	166	18	811
davon Entnahmestellen HöS/HS	58	176	85	217
Stromkreislänge in km	10.200	12.616	3.198	10.651
Stromkreislänge (Freileitung) in km	9.857	10.873	3.188	10.622
davon HöS	9.857	10.833	3.187	10.622
davon HS		40	1	
Stromkreislänge (Kabel) in km	343	1.743	10	29
davon HöS	73	1.670	3	29
davon HS	270	73	7	
Entnommene Jahresarbeit in TWh	49	117	43	140
davon Netz-/ Umspannebene HöS/HöS	6	56	1	108
davon Netz-/ Umspannebene HöS/HS	43	60	42	32

Quellen: 50Hertz Transmission GmbH 2018b, Amprion GmbH 2019, TenneT TSO GmbH 2018, TransnetBW 2018, Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt 2017

In Abhängigkeit von den Distanzen und in Abhängigkeit von der eingesetzten Technik sind weitere Nebenanlagen und Bauteile erforderlich, bspw. im Drehstromnetz Umspannwerke und bei Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen Konverterstationen. Auf die genaue Konfiguration wird in den einzelnen Kapiteln eingegangen.

2.3 Übertragungssysteme: Drehstrom und Gleichstrom

Drehstrom ist als dreiphasiger Wechselstrom in Deutschland die Standardvariante, Gleichstrom wird ebenfalls bereits verwendet, hat aber stetig wachsende Anteile in folgenden Anwendungsfällen:

- z. B. um nicht-synchron laufende Netze miteinander zu koppeln.
- Punkt-Punkt-Verbindung für Übertragung großer Leistung über große Entfernungen

- ▶ Anwendungsgebiet Offshore-Anbindung: Wenn Distanzen > ca. 100km mit einem Kabel überbrückt werden sollen, dann kann dies aufgrund der hohen elektrischen Kapazitäten, nur in Gleichstrom realisiert werden.
- ▶ Aktuell werden vier Gleichstromvorhaben umgesetzt, um große Strommengen aus dem Norden in den Süden zu transportieren. Sie sollen bis 2025 errichtet sein.

Erläuterung der Technik:

- ▶ Drehstrom:
 - Drei Phasen, Frequenz: 50Hertz, klassischerweise zwei Spannungsniveaus auf Höchstspannungsebene (± 380 kV / ± 220 kV)
 - Drei Phasen bedeuten, dass pro Stromkreis drei Leiter von Nöten sind, d. h. entweder drei Erd- bzw. Seekabel oder drei Leiterseilbündel. Letztere sind an einem Strommast dann auch gut sichtbar und hängen bei der bei uns in Deutschland üblichen Freileitung (Donaumast) in der Form eines Dreiecks zueinander oder (vor allem bei ± 220 kV) in einer Ebene oder in der Tonnenbauweise übereinander.
- ▶ Gleichstrom:
 - Prinzipiell denkbar als monopolare oder als bipolare Systeme: Bei monopolaren Systemen wird entweder nur ein Leiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt, die Rückleitung erfolgt in diesem Fall über das Erdreich, oder es wird zusätzlich ein metallischer Rückleiter verwendet. Die Variante der monopolaren Systeme ist heute noch in Anwendung, wird aber künftig nicht mehr eingesetzt. Bei bipolaren Systemen sind zwei Leiter – ein Hin- und ein Rückleiter – erforderlich. Die Spannungsdifferenz zwischen den zwei Leitern wird in den positiven und den negativen Teil symmetrisch aufgeteilt (z. B. ± 320 kV), d. h. zwei spannungsführende Leiter.
 - Um den Weiterbetrieb der HGÜ auch für den Fall eines Kabelfehlers sicherzustellen, können die Mittelpunkte der Stromrichter optional auch über einen zusätzlichen dritten Leiter verbunden werden, welcher dann als Neutralleiter oder auch metallic return bezeichnet wird (Energinet. dk (2018)). Dieser bietet die Möglichkeit, dass die HGÜ auch beim Ausfall eines Leiters im monopolaren Betrieb weiterbetrieben werden kann. Diese Maßnahme führt zu einer erhöhten Zuverlässigkeit und bietet zusätzlich auch die Möglichkeit, die Übertragungsleistung über die beiden Pole unabhängig voneinander zu regeln, wobei dann allerdings ein Stromfluss über den Neutralleiter stattfindet.
 - Die Leitungen existieren für unterschiedliche Spannungsniveaus, mittlerweile haben sich aufgrund der Kabeltechnik ± 525 kV und ± 320 kV als Stand der Technik herausgestellt.

Darstellung der Vor- und Nachteile von Gleichstrom und Drehstrom

- ▶ Die Wirkleistungsverluste sind bei Gleichstromleitungen niedriger als bei Drehstromleitungen, da die Skineffektverluste entfallen. Die Stromverdrängung (Strom fließt nur in äußeren Schichten eines Leiters) ist bei Freileitungssystemen eher gering, bei Erdkabeln hingegen relevant. Daher erfolgt bei Erdkabeln typischerweise eine Isolierung der

einzelnen Adern oder Sektoren in einem Leiter, so dass die Stromverdrängungseffekte beherrscht werden können.

- ▶ Ein weiterer Unterschied ist, dass sich der Lastfluss auf der Gleichstrom-Leitung steuern lässt. Steuerbarkeit ist dann von Vorteil, wenn es im AC-Netz zu einer Störung kommt oder eine Instandhaltung erforderlich ist. AC-Leitungen können durch die HGÜ-Steuerung gezielt entlastet werden.
- ▶ Um einen Abgang von der Gleichstromleitung zu realisieren, bedarf es einer Konverterstation, die den Gleichstrom in Drehstrom zurückwandelt (Consentec 2016)
- ▶ Selbstgeführte HGÜ-Konverter (VSC) können Blindleistung für das AC-Netz aufnehmen und bereitstellen. Bei einem abnehmenden konventionellen Kraftwerkspark ist das eine wünschenswerte Eigenschaft, die zu einem sicheren Netzbetrieb beiträgt (Consentec 2016).
- ▶ Gleichstromleitungen werden bisher als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen geplant, und nicht als ein vermaschtes Gleichstromnetz (Consentec 2016).
- ▶ Bei Gleichstrom gibt es im Gegensatz zu Drehstrom keinen Nulldurchgang des Stroms. Dies erschwert die Schaltvorgänge, sodass die Fehlerabschaltung entweder auf der AC-Seite des Konverters, durch den Konverter selbst oder durch einen speziellen DC-Leistungsschalter erfolgen kann. Diese DC-Leistungsschalter sind noch Gegenstand intensiver Entwicklung.

Im Folgenden (Kapitel 3) sollen die einzelnen Technologien vorgestellt werden. Sofern sich Unterschiede zwischen dem Anwendungsgebiet Gleichstrom oder Drehstrom ergeben, werden sie herausgestellt. Das Kapitel beginnt stets mit einer Darstellung des aktuellen Bestands.

3 Aktueller Stand der Technik

In diesem Kapitel werden die aktuell im deutschen Höchstspannungsnetz verwendeten Stromleitungstechniken aufgezeigt. Dabei werden Leitungssysteme (einschließlich Nebenanlagen) an Land und auf See erfasst. Bezugszeitraum sind hier die Jahre 2019/2020.

Das Kapitel fokussiert auf die einzelnen Techniken und stellt deren klassischen Aufbau sowie deren technische Entwicklungspotenziale vor. Hier wird ein besonderer Fokus auf die Hauptanlagen gelegt. Nebenanlagen werden nicht im Detail abgebildet. Es wird insbesondere versucht, sich auf die Merkmale zu konzentrieren, die in einem anschließenden Life Cycle Assessment einen Bewertungsunterschied ausmachen würden.

Abschließend wird in jedem der drei Unterkapitel eine Empfehlung für eine Auswahl der gegenwärtig und zukünftig relevanten Stromübertragungstechniken im deutschen Höchstspannungsnetz vorgenommen. Hierbei wird begründet, weshalb diese Technik ausgewählt wurde. Die nicht ausgewählten Stromübertragungstechniken, die als nächstbeste Alternativen in Betracht gezogen wurden, werden genannt und damit zur Diskussion gestellt.

Die stromnetzrelevanten Übertragungstechniken sind Freileitungen, Erdkabel und Seekabel, die sich nach Werk- und Isolierstoffen, Verlegeart, Querschnittsfläche, Leitungsmaterial maximal zulässiger Temperatur, Bauart unterscheiden.

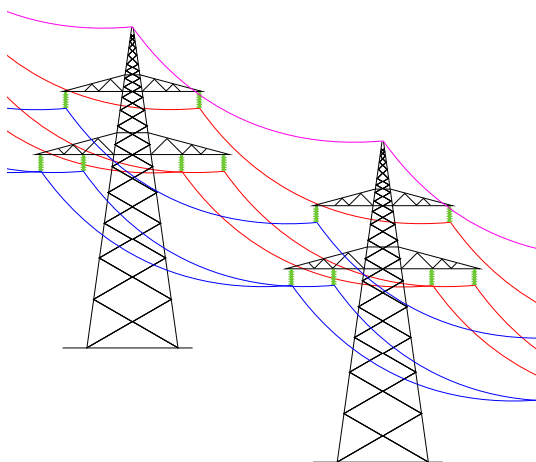
Darüber hinaus benötigt jede Technik spezifische Nebenanlagen, z. B. Konverter bei HGÜ-Leitungen, Masten bei Freileitungen, Muffen bei Kabeln.

3.1 Aktueller Stand der Technik – Freileitungen

Drehstromfreileitungen sind die älteste und am meisten verbreitete Stromübertragungstechnik. Noch vor zehn Jahren war 99,5 % des deutschen Höchstspannungsnetzes in Form von Freileitungen realisiert (Beck et al. 2012).

Der grundlegende Aufbau einer Freileitung mit zwei Stromkreisen ist in Abbildung 1 dargestellt. Jeweils drei Leiterseile pro System (rot und blau) sind an den Isolatoren (grün) der Traversen aufgehängt. Oberhalb der Leiterseile verläuft das Erdseil (purpur), das an den Mastspitzen befestigt und geerdet ist.

Abbildung 1: Aufbau Freileitung



Quelle: Benoit81, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons,
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Pylone_and_line_drawing.svg

3.1.1 Komponenten einer Freileitung

Im Folgenden wird auf die einzelnen Komponenten einer Freileitung eingegangen (Quelle für die Darstellung des Aufbaus einer Freileitung: Beck et al. 2012):

3.1.1.1 Isoliermedium Luft

Anders als bei einem Erdkabel kann der Potenzialunterschied zwischen dem spannungsführenden Leiterseil und der Umgebung sich mithilfe des Isoliermediums Luft über eine größere Entfernung ausgleichen. Die Umgebungsluft als Isoliermedium unterliegt keinem Materialverschleiß, da sie sich kontinuierlich selbst heilt. Sie weist eine hohe elektrische Festigkeit auf, was die Entfernungen zwischen den einzelnen Leiterseilen und zur Erde bestimmt. Die notwendigen Sicherheitsabstände bedingen es auch, dass die Stromtrassen innerhalb eines parabolischen oder linearen Schutzstreifens von hohem Bewuchs oder Sonstigem freigehalten werden müssen. Unabhängig von der Position im Spannungsfeld ist derselbe geltende Mindestabstand zwischen elektrischer Komponente und zu schützendem Objekt einzuhalten. In der Mitte zwischen zwei Strommasten ist der Durchhang allerdings am größten.

3.1.1.2 Strommasten

3.1.1.2.1 Stahlgitterkonstruktionen

Ein wesentlicher Bestandteil der Freileitungen sind die Masten, die klassischerweise als Stahlgitterkonstruktionen errichtet werden. Die gängigste Bauweise in Deutschland ist der Donaumast (siehe Abbildung 2). Der klassische Donaumast kann zwei Drehstromkreise transportieren und ist für die Spannungsebene ± 380 kV ausgelegt. Die durchschnittliche Masthöhe liegt bei ca. 50 – 60 m. Die drei Phasen werden in Dreiecksform aufgehängt. Es gibt aber auch größere Masten für mehr als zwei Systeme.

Der Tonnenmast (siehe Abbildung 3) weist eine geringere Trassenbreite auf, ist dafür aber höher als der Stahlgittermast. Die drei Phasen eines Drehstromkreises werden untereinander angeordnet. Als dritte Variante wird zur Vermeidung von einer großen Höhe auch der Einebenenmast (siehe Abbildung 4) eingesetzt, bei dem die drei Phasen eines Systems nebeneinander angeordnet sind. Damit geht die eingesparte Höhe dann zu Ungunsten der Trassenbreite. Ersterer wird beispielsweise in Waldgebieten zur Vermeidung von breiten Schneisen, letzterer in Vogelschutzgebieten eingesetzt.

Abbildung 2: Donaumast



Quelle: Kreuzschnabel, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons, <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Donaumast-Mastkopf.jpg>

Abbildung 3: Tonnenmast



Quelle: Kreuzschnabel, CC-BY-SA-3.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:2016_Hessen_Ost_Mast_114_Kirberg.jpg

Abbildung 4: Einebenenmast



Quelle: Ikar.us, CC BY 3.0 DE, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:RDK_Goldgrund.jpg

3.1.1.2.2 Tragmasten und Abspannmasten

Für jeden Mast gibt es verschiedene Masttypen mit speziellen Einsatzgebieten: Bei den gängigsten Masttypen wird zwischen Tragmasten und Abspannmasten unterschieden. Ein Tragmast stellt eigentlich nur eine Aufhängung für die Leiterseile dar. Der Abspannmast dient darüber hinaus noch dazu, die über die Länge entstehenden Seilzugkräfte aufzunehmen und abzuführen. Ein Abspannmast ist auch dann erforderlich, wenn die Richtung des Leitungsverlaufs geändert werden soll. Entsprechend weist er eine stabilere Bauweise auf. Die durchschnittliche Entfernung zwischen zwei Masten in ± 380 kV ist 0,4 km, in ± 220 kV 0,45 km.¹ Dabei ist ungefähr jeder 5. bis 7. Mast ein Abspannmast. Ein Tragmast kann nur sehr geringe Kurven ermöglichen. Wenn eine Trasse sehr viele Knicke enthält, sind viele Abspannmaste notwendig. Der Materialeinsatz ist daher abhängig vom Verlauf der Trasse.

3.1.1.2.3 Vollwandmasten

Eingang in die aktuelle Diskussion um den Ausbau der Freileitungen finden alternative Mastbauformen. Diese Masten werden als Vollwandmasten bezeichnet. Dieser Masttyp wird in den europäischen Nachbarländern, z. B. Italien (siehe Abbildung 5) oder Niederlande bereits häufiger eingesetzt. Für die deutschen Anforderungen an den Stromübertragungstransport hingegen befindet er sich noch in der Entwicklungsphase.

Nicht alle Masten sind auf Deutschland übertragbar, da in Deutschland aufgrund des höheren Stromübertragungsbedarfs größere Querschnitte und damit schwerere Leiterseilbündel als in den Nachbarländern eingesetzt werden, daher wird eigentlich nur das Modell Wintrack (siehe Abbildung 6) von Tennet sowie das Modell compactLine von 50Hertz in Betracht gezogen (Fuchs 2016).

¹ Information der ÜNB aus der Projektbegleitenden Arbeitsgruppe

Abbildung 5: Germoglio-Kompaktmast in Italien



Quelle: Andreas Karrer, CC BY-SA 4.0, Wikimedia Commons, <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Freileitungsmast-Italien.jpg>

Abbildung 6: Wintrack-Kompaktmast in den Niederlanden



Quelle: cafuego, CC BY-SA 2.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wintrack_pylons_380_kV_Oude_IJsselstreek_NL_2017.jpg

3.1.1.3 Leiterseile

Freileitungsseile (siehe Abbildung 7) bestehen üblicherweise aus mehreren Einzeldrähten aus Aluminium (Reinaluminium 99,5 %), Aluminiumlegierungen (Aldrey: 0,3 bis 0,5 % Mg, 0,4 bis 0,7 % Si, 0,3 % Fe, Rest Al) und Stahl. Abbildung 7 zeigt zwei verschiedene Leiterseilvarianten aus Aluminium, links mit zentrischem Stahlseil (Aluminium conductor steel-reinforced cable, ACSR), rechts mit Faser-Kunststoff-Verbund (Aluminium Conductor Composite Core, ACCC).

Abbildung 7: Leiterseile aus Aluminium (ACSR und ACCC)



Quelle: Dave Bryant, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:ACSR_and_ACCC.JPG

Das Stahlseil hat hierbei die Aufgabe, die auftretenden Zugkräfte aufzunehmen, trägt aber aufgrund seines im Vergleich zu Aluminium deutlich höheren Widerstandes nicht nennenswert zur Stromleitung bei. Die Dimensionierung der Leiterseile beeinflusst primär die Größe des elektrischen Widerstandes und die hieraus resultierenden Stromwärmeverluste entlang der Leitung. Die Längsspannung wird maßgeblich durch die Betriebsinduktivität bestimmt. Die Wahl des Querschnittes bzw. die Materialzusammensetzung bestimmt somit neben der zulässigen Übertragungsleistung auch die Höhe der entstehenden Verluste. In Abhängigkeit von den zu erwartenden Leiterströmen ist der Leiterquerschnitt so zu wählen, dass die höchstzulässige Seiltemperatur weder im Normalbetrieb noch im Kurzschlussfall überschritten wird. Für Standardseile liegt die zulässige Betriebstemperatur für den Dauerbetrieb bei entsprechender Trassierung bei 80°C. Da der Seildurchhang einer Freileitung aufgrund der Längenänderung der Leiterseile temperaturabhängig ist, muss die Freileitung so ausgelegt werden, dass auch bei Erreichen dieser Maximaltemperatur unter Standard-Umgebungsbedingungen² die vorgeschriebenen Mindestabstände eingehalten werden.

Weiterhin ist bei der Wahl des Querschnittes zu beachten, dass die Leiterseile über eine ausreichende Zugfestigkeit zur Beherrschung der maximal zu erwartenden mechanischen Belastungen verfügen. Hierbei sind die zu erwartenden Zusatzlasten, zum Beispiel durch Wind oder starken Eisbehang, zu beachten und durch entsprechende Sicherheitsfaktoren mit einzubeziehen. Für Leitungen mit Betriebsspannungen von 220 kV und mehr kommen in der Regel sogenannte Bündelleiter zum Einsatz, d. h. eine parallele und räumlich eng benachbarte Anordnung von mehreren Leiterseilen gleichen Potentials. Diese haben den Vorteil, dass sich für die elektrische Randfeldstärke³ deutlich kleinere Werte einstellen als bei Einzelleitern, was sich positiv auf den sogenannten Hochfrequenz-Störpegel (HF-Störpegel) und die Geräuschentwicklung auswirkt. Ein weiterer Vorteil von Bündelleitern gegenüber Einzelleitern

² Standard-Umgebungsbedingen nach DIN/EN 50128: 35°C, Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit quer zum Seil 0,6 m/s

³ Unter der Randfeldstärke versteht man die elektrische Feldstärke an der Oberfläche der Leiterseile. Die Intensität der Korona-Entladungen am Seil hängt unter anderem von dieser Randfeldstärke ab.

ist, dass größere Querschnitte durch den Einsatz von mehreren, verhältnismäßig leichteren Einzelseilen erreicht werden können, was die Bauarbeiten erleichtert. Damit der Abstand zwischen den Teilleitern (in der Regel ca. 40 cm, künftig teilweise 30 cm) auch bei Wind eingehalten wird, werden in regelmäßigen Abständen Abstandshalter eingesetzt.

3.1.1.3.1 Aluminium-Stahl-Leiteseile

Für die in der Höchstspannungsebene üblichen Leiterquerschnitte werden aus Gewichts- und Kostengründen sogenannte Aluminium-Stahl-Seile eingesetzt, bei dem Aluminiumdrähte in einer oder mehreren Lagen auf ein Stahlseil aufgebracht sind.

3.1.1.3.2 Hochtemperaturleiter und Hochstromleiter

Hochtemperaturleiter (HTL) sind Leiteseile, die bei einer höheren Betriebstemperatur betrieben werden, um damit die Stromtragfähigkeit der Leitung zu erhöhen. Während Standardleiter nur für eine maximale Betriebstemperatur von 80 °C ausgelegt sind, sind bei HTL Temperaturen von 150 bis 210 °C zulässig. Dies ermöglicht eine höhere Strombelastbarkeit gegenüber Standardleitern mit vergleichbarem Querschnitt (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018).

Es gibt verschiedene Formen von HTL. Die konventionellen, bereits heute im Einsatz befindlichen TAL-Leiter (Thermal resistant Aluminum) haben über eine Betriebstemperatur von 150 °C. Hochtemperaturleiteseile (HTLS- High Temperature Low Sag) können bei deutlich höheren Temperaturen von bis zu 210 °C betrieben werden. HTLS-Leiteseile haben aufgrund der Kombination aus hoher Stromtragfähigkeit, geringem Gewicht und geringem Durchhang das Potenzial, das Leiterseil auf den Bestandsmasten einer Trasse zu ersetzen und die Übertragungsleistung zu erhöhen (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018).

Hochtemperaturleiteseile sind spätestens seit den 1980er Jahren Gegenstand der Forschung (Ishikawa, Masaaki and Ito, Hideto). Die geläufigsten HTLS-Technologien sind in Tabelle 11 zusammengestellt:

Tabelle 11: HTLS-Leiteseil-Typen

Abkürzung	Name
GTACSR	Gap-type Aluminum Conductor Steel Reinforced
ZTACIR	Super thermal-resistant aluminum alloy
ACSS	Aluminum Conductor Steel Supported
ACCR	Aluminum Conductor Composite Reinforced
ACCC	Aluminum Conductor Composite Core

Quelle: Öko-Institut e.V. in Anlehnung an (Wietschel 2015)

Hochstromleiter (HSL) sind Leiter, bei denen durch die Vergrößerung des Leiterquerschnittes eine größere Dauerstrombelastung von 3.600 bis 4.000 A ermöglicht wird und die sich im Vergleich zu HTL geringere Netzverluste und eine geringere Geräuscentwicklung auszeichnen. Wenn Leitungen neu gebaut werden, wird aus technisch-wirtschaftlichen Gründen die Hochstrombeseilung bevorzugt. Bei bestehenden Leitungen ist aus statischen Gründen eine Umbeseilung nicht immer möglich, ohne dass Masten ausgetauscht werden. (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018)

3.1.1.4 Fundamente

Das klassische Fundament eines Stahlgittermasts besteht aus einem Stufenfundament an jedem Mastfuß (sog. Eckstiele), abgestuften, runden und unbewehrten Einzelfundamenten mit einer Gesamtbaugröße zwischen 100-400 m² in Abhängigkeit vom Boden. Allen Fundamenttypen ist gemein, dass oberhalb der Erdoberkante nur die vier in der Regel runden Fundamentköpfe (Durchmesser ca. 1,0-1,2 m) sichtbar sind, an die die Eckstiele des Mastes angeschlossen werden. Die Oberflächenversiegelung pro Maststandort beträgt ca. 4-8 m².

3.1.1.5 Nebenanlagen für Freileitungen

3.1.1.5.1 Erdseil

Um die Leiterseile vor Blitzeinschlag zu schützen und die Auswirkungen der Erdkurzschlussströme zu reduzieren, sind die Masten des Hoch- und Höchstspannungsnetzes mit einem Erdungsseil ausgestattet, das an der Spitze des Mastes hängt. Teilweise werden auch mehr als eines verwendet, insbesondere Neubauten werden überwiegend mit Doppelhorn ausgeführt. Bei dem Seil kann es sich um ein einfaches Leiterseil handeln, verbreitet sind aber auch OPGW (Optical Ground Wires). An jedem Freileitungsmast ist es mit der Erdungsanlage des Mastes verbunden, um als Blitzableiter zu fungieren

3.1.1.5.2 Isolatoren

Hängeisolatoren sind Langstabisolatoren aus Porzellan oder Verbundisolatoren aus glasfaserverstärkten Kunststoffen mit Silikongummiüberzug, wobei die Porzellanisolatoren bei Neubauten in Deutschland nicht mehr verwendet werden. Die Anzahl der Isolatoren ist abhängig vom Spannungsniveau: bei 110 kV ein Isolator und bei 220 kV zwei Isolatoren. Bei 380 kV werden Verbundisolatoren als ein großes Stück eingesetzt (früher waren es drei Isolatoren).

3.1.1.5.3 Armaturen

- ▶ Seilarmaturen, wie z. B. Klemmen, Verbinder, Schwingungsdämpfer, Abstandshalter, Flugwarnkugeln, Vogelschutzmarkierungen, Radarmarker
- ▶ Kettenarmaturen, wie z. B. Abstandshalter, Klemmen, Bolzen, Laschen, Schutzarmaturen

3.1.1.5.4 Weitere Nebenanlagen in einem Freileitungssystem

- ▶ Schaltwerke, um zwei Stromleitungen gleichen Spannungsniveaus miteinander zu verknüpfen, die Länge einer einzelnen Stromleitung zu begrenzen und einen abschaltbaren Abschnitt für den Fehlerfall zu definieren,
- ▶ Umspannwerke, um die Spannung auf das jeweils niedrigere oder höhere Niveau zu transformieren und die regionale Nachfrage zu bedienen,
- ▶ Ggf. erforderliche Anlagen zur Blindleistungskompensation (siehe Unterkapitel 3.4.2) und
- ▶ im Gleichstromfall: mindestens 2 Konverterstationen.

3.1.2 Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten - Freileitungen

3.1.2.1 Standardvariante „HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast“

Die auch aktuell noch meistgebaute Freileitung ist die Leitung, die auch den Leitungsbestand in Deutschland weitestgehend charakterisiert: die an einem Stahlgittermast angebrachte 380 kV-Drehstrom-Freileitung mit Al/St- oder Al/ACS-Viererbündeln als Leiterseil. Die vorher genannte

Freileitung wird mittlerweile vornehmlich realisiert, um eine möglichst hohe Stromübertragung unter Einsatz von möglichst wenigen Trassen zu realisieren.

Im Bereich der Standardvariante bestehen zwei technologische Neuerungen: Freileitungsmonitoring (FLM), ein Regelungsverfahren, mit dem klimatische Umgebungsbedingungen besser ausgenutzt werden, und der Einsatz von sog. „Hochstromleiterseilen“ (HSL) vgl. Unterkapitel 3.1.1.3.2 (Mischinger et al. 2017).

Freileitungsmonitoring (FLM) wird nicht als technologische Variante vorgeschlagen, da es prinzipiell mit jeder Freileitungstechnik kombinierbar ist und entsprechend keine distinkte Bauweise darstellt. Zudem ist ein gewisser Zusatzaufwand dafür nötig.

Das HSL ist aufgrund der geringeren Stromverluste im Vergleich zum Hochtemperaturleiterseil mit geringem Durchhang (high temperature, low sag, HTLS) (vgl. Abschnitt 3.1.1.3.2), der hohen Übertragungsleistung (3.600 - 4.000 A / Stromkreis), der geringen Geräuschentwicklung und der hohen Betriebserfahrung mit Al/St-Beseilung das bevorzugte Leiterseil für Netzentüchtigungsmaßnahmen und Netzausbau (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014a). HTLS wird hingegen vor allem bei Netzverstärkungen eingesetzt. Da der Fokus auf Netzausbauentscheidungen und nicht auf der Bewertung des Bestandsnetzes liegt, wird das HSL in dieser Studie als Standardvariante betrachtet.

3.1.2.2 Vollwandmast „HDÜ-FL 380 kV Al/St, Vollwandmast“

Im europäischen Ausland, insbesondere in Frankreich, Polen und in den Niederlanden, werden im Freileitungsbau zunehmend Vollwandmasten eingesetzt.

In Deutschland ist der Einsatz von Vollwandmasten noch nicht so weit entwickelt wie z. B. in den genannten Nachbarländern. Die in den Nachbarländern verwendeten Masten sind selbst bei identischem Spannungsniveau nicht einfach in Deutschland einsatzfähig, da die Leitungen in Deutschland mit einer höheren Stromtragfähigkeit geplant werden und entsprechend andere Leiterseile erhalten sollen.

Da die in den europäischen Nachbarländern bereits eingesetzten Strommasten aufgrund der geringeren Stromtragfähigkeit einer 380 kV-Leitung nicht einfach in Deutschland einsatzfähig sind, sind die Masten so zu entwickeln, dass die statischen und elektrischen Berechnungen die Einhaltung der entsprechenden Normen und Richtlinien (Fuchs 2016) sicherstellen. Aktuell existieren in Deutschland zwei Pilotvorhaben, in denen der Einsatz von Vollwandmasten auf einem Spannungsniveau von 380 kV Drehstrom getestet wird:

- ▶ Amprion (Q3/2018): Inbetriebnahme von 7 km mit Vollwandmasten im Rahmen des ENLAG-Vorhabens 13 Niederrhein/Wesel – Landesgrenze (Amprion 2017).
- ▶ 50Hertz (Q3/2018): Inbetriebnahme der 2 km langen Pilotstrecke des Vollwandmastes „compactline“ am Umspannwerk Jessen/Nord (50Hertz Transmission GmbH 2018a).

TransnetBW plant den Einsatz von Vollwandmasten auf etwa der Hälfte der 380 kV-Neubauleitung Birkenfeld – Punkt Ötisheim (TransnetBW 2017).

Bevor für die in Deutschland geplanten HGÜ-Korridore ein Erdkabelvorrang beschlossen wurde, wurde nach (Fuchs 2016) auch der Einsatz von Vollwandmasten bei HGÜ-Leitungen untersucht. Vorteile gegenüber einer Stahlgittermastkonstruktion waren danach schmalere Schutzstreifen, niedrigere Masten und seitlich der Leitung reduzierte elektromagnetische Feldstärken. Diese Vorteile gelten auch für Drehstrom-Freileitungen.

3.1.2.3 Hybridübertragung Gleichstrom: „HGÜ-FL ± 400 kV, auf 380 kV-HDÜ-Stahlgittermast“

Im Bereich der klassischen Stromübertragung über eine Entfernung von bis zu 150 km hat sich aufgrund der besseren Handhabbarkeit die Übertragung von Drehstrom durchgesetzt. Mit zunehmenden Distanzen gestaltet sich die Stromübertragung von Drehstrom hingegen als herausfordernd. Aufgrund dessen wird für Stromübertragungen über längere Distanzen mittlerweile der Bau von Hochspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ-Leitungen) in Betracht gezogen. Auf diesen entstehen über die Leitungslänge betrachtet geringere Stromverluste. Zur Einbindung in das Stromsystem sind Konverterstationen erforderlich, die aus Drehstrom Gleichstrom und aus Gleichstrom Drehstrom erzeugen. Es stehen zwei Konvertertypen zur Auswahl: der voltage source converter (VSC) und der line commutated converter (LCC). Der VSC als selbstgeführter Umrichter kann einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, da er Blindleistung bereitstellen kann und schwarzstartfähig ist. Es handelt sich um die modernere Technologie. Der LCC ist ein netzgeführter Umrichter, der auf der Basis von Thyristoren arbeitet. Mit dieser Technologie können zum einen höhere Spannungsniveaus, zum anderen höhere Ströme beherrscht werden.

In Deutschland existieren bisher keine HGÜ-Freileitungen in VSC-Ausführung. LCC-HGÜ wird in Deutschland fast nicht eingesetzt (Wietschel 2015). Die LCC-Ausführung findet jedoch Anwendung im Zuge der Kopplung des deutschen mit dem schwedischen Stromnetz durch die Ostsee. Diese Verbindung ist auch unter dem Begriff „Baltic Cable“ bekannt. Weltweit hingegen gibt es über 90 LCC-HGÜ-Projekte als Kabel oder als Freileitung mit Spannungsebenen von bis zu ± 800 kV. Für die Höchstspannungsgleichstromprojekte des Netzentwicklungsplans und für die Anbindung von Offshore-Anlagen erfolgt der Einsatz von VSC, da LCC offshore nicht möglich ist.

HGÜ-Freileitungen spielen in Deutschland seit der Durchsetzung des Erdkabelvorrangs für Gleichstromleitungen eine untergeordnete Rolle: Eine der vier geplanten Gleichstromvorhaben - das HGÜ-Projekt „Ultramet“ - wird als Freileitung geplant. Es liegt in der Verantwortung der ÜNB Amprion und TransnetBW. Das Gemeinschaftsvorhaben erhält auch deshalb Pilotcharakter, weil die Gleichstromleitung weitestgehend auf einer vorhandenen 380 kV-Leitung mitgeführt werden soll.

3.1.2.4 Hochtemperaturleiter: „HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast“

Durch den Verzicht auf einen Neubau in bestehender Trasse oder den Bau einer parallelen Stromtrasse versprechen sich die Befürworterinnen und Befürworter von HTLS-Leiterseilen eine hohe Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft, eine schnellere Umsetzung aufgrund vereinfachter Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Ressourceneinsparungen im Vergleich zu einem Neubau (Wietschel 2015). Hieraus könnten sich auch ökonomische Vorteile ergeben.

Seit dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 gilt für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zudem der NOVA-Grundsatz „Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau“, mit dem der Einsatz von HTLS-Leiterseilen als Netzverstärkungsoption gegenüber Netzausbau der Vorrang gegeben wird (50Hertz Transmission GmbH et al. 2012). Ende 2012 nimmt 50Hertz nach eigener Aussage das erste Hochtemperatur-Leiterseil Deutschlands auf einer Strecke von 18 km nahe Remptendorf in Betrieb (mdw 2012) und entscheidet sich für den Typ ACSS. Bis Ende 2018 wurde auf der 380 kV-Ebene ein zweites HTLS-Vorhaben durch Amprion auf einer Strecke von 4 km (Strecke Haneckenfähr - Gersteinwerk) in Betrieb genommen, zwei Pilotprojekte auf 220 kV-Ebene von den verbleibenden zwei Übertragungsnetzbetreibern (TenneT: Raum Hamburg auf der Strecke Stade-Sottrum, transnetBW: Abschnitt auf der Strecke Daxlanden - Weier).

Auch wenn die Technologie in anderen Ländern (z. B. Japan) großflächig eingesetzt wird, obwohl innerhalb der Forschungstätigkeiten weiterhin Interesse an HTLS-Leiterseilen besteht und obwohl HTLS-Leiterseile in Deutschland sogar durch den o. g. im Netzentwicklungsplan Strom 2012 verankerten NOVA-Planungsgrundsatz vorgezogen werden muss, hat sie sich zur Ertüchtigung des bestehenden Stromnetzes bisher nicht durchgesetzt. Folgende Gründe erschweren den Einsatz von HTLS auf Bestandstrassen (vgl. z. B. Wietschel 2015, Wietschel 2010, Mischinger et al. 2017, Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018 und Schmid 2014:

- ▶ Die auf einer Leitung entstehenden Stromwärmeverluste berechnen sich aus dem Wirkwiderstand des Leiterseils und dem ihn durchfließenden Strom, wobei der Strom quadratisch in die Gleichung eingeht. Ist also die Option der Umbeseilung einer Bestandsleitung mit HTLS-Leiterseilen, welche die doppelte Stromtragfähigkeit aufweisen, gegen den Bau einer parallel geführten zweiten Leitung abzuwiegen, so entstehen auf der HTLS-Seite höhere Leitungsverluste. Leitungen, die konzeptuell dauerhaft hoch ausgelastet sein werden, kommen daher tendenziell nicht infrage.
- ▶ Neben dem Kostenfaktor der hohen Leitungsverluste ist auch die Investition in das moderne Leiterseil deutlich höher als in ein klassisches Hochstromleiterseil (HSL). Nach (Wietschel 2015) ist für ACSS von 15-30 % höheren Seilkosten, bei ACCC sogar von 200 % höheren Seilkosten auszugehen.
- ▶ Auf die höheren Ströme auf den Leiterseilen muss auch das umliegende Gesamtsystem ausgerichtet sein. Das betrifft die Umspannwerke, die Bemessung der Kurzschlussströme und die Schutztechnik. Auch sind die genehmigungsrechtlichen Anzeigepflichten bei der dann möglichen Höherbelastung einzuhalten. Dies kann ein Ausschlusskriterium dafür sein, dass sich eine Leitung zur Umbeseilung eignet.
- ▶ Selbst bei identischem Durchhang dürfte die HTLS-Leitung nur so weit ausgelastet werden, wie es die Grenzwerte der 26. BImSchV (Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz 2013a) zulassen: Mit zunehmender Stromstärke erhöhen sich die magnetischen Feldstärken um die Stromleitung.

Der Einsatz von HTLS-Leiterseilen wird politisch gefordert (Aktionsplan Stromnetz, (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2018) und beobachtet (dena-Workshop, Mischinger et al. 2017). Die BNetzA hat zum vierten Quartal 2022 einen Monitoringbericht herausgegeben, der unter anderem den Stand der aktuellen HTLS-Vorhaben zusammenträgt. Nach diesem Bericht ist bei zehn Vorhaben der Einsatz von HTLS vorgesehen (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2022).

Hieraus geht hervor, dass es trotz der Nachteile, die mit dem Einsatz von HTLS-Leiterseilen einhergehen, zukünftig mehr Stromtrassen in Deutschland geben wird, die mit HTLS-Leiterseilen ausgestattet sind. Aufgrund dessen wird der Einsatz von HTLS-Leiterseilen als eine untersuchte Variante aufgenommen.

3.1.3 Übersicht der untersuchten Freileitungsvarianten

Tabelle 12: Untersuchte technologische Freileitungsvarianten

Freileitungsvarianten			
HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast	HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Vollwandmast	HGÜ-FL +/-525kV, auf HDÜ-Stahlgittermast	HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast

3.2 Aktueller Stand der Technik – Erdkabel

Kabel zeichnen sich im Gegensatz zu Freileitungen durch ihren kompakten Aufbau aus. Beim Drehstrom werden drei (aufgrund der drei Phasen), beim Gleichstrom zwei Kabel (Hin- und Rückleiter) pro Stromkreis verlegt. Bei hohen Übertragungsleistungen kann es bei Drehstromkabeln notwendig sein, zwei Kabel pro Phase zu verwenden. Je nach Konzept der eingesetzten Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik kann ein drittes Kabel (metallischer Rückleiter) vorgesehen werden.

Der Aufbau eines Kabels ist komplexer als der einer Freileitung. Die Herausforderungen bestehen in der Isolation und in der Wärmeabfuhr: Der Potenzialunterschied zwischen Leiter und Erde wurde bei Freileitungen über 7,8 m Luft überwunden, bei einem Höchstspannungskabel reduziert sich die Strecke bei hohen Leiterquerschnitten auf etwa 26 mm. Bei geringeren Leiterquerschnitten steigt die Isolierwandstärke. Die entstehende Wärme muss aus dem Kabel abgeleitet werden.

Bei der Verwendung von Kabeln ist es auf Niederspannungsebene üblich, den Drehstrom über Kabel mit Isolierung aus PVC zu verteilen, während im 110 kV-Bereich Drehstrom-Erdkabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE) Anwendung finden. Im Höchstspannungsbereich hingegen ist der Einsatz von Drehstrom-Erdkabeln weiterhin weltweit die Ausnahme.

Ein Grund ein Erdkabel einzusetzen, ist die Querung von Gewässern oder Meeren. Dies spiegelt sich auch in den von (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016) ermittelten Daten über die weltweit installierten HGÜ- und HDÜ-Kabel wider: Mit einer Summe von 10.545 Leitungskilometern und einem Anteil von knapp 75 % aller weltweit verlegten Kabel sind Seekabel das vorherrschende Einsatzgebiet für Kabel.

Insgesamt sind über 80 % der HöS-Kabel in Europa verlegt, dieser Wert ist unabhängig davon, ob es sich um Erdkabel oder Seekabel handelt, vgl. Tabelle 13. Dabei werden HDÜ-Kabel aber häufiger außerhalb von Europa eingesetzt, so dass der europäische Anteil am weltweiten Einsatz von HDÜ-VPE-Kabeln mit 600 km nur 46 % beträgt. HGÜ-Erdkabel, wie sie in Deutschland jetzt für drei der vier Gleichstromtrassen vorgesehen sind, finden sich bisher ausschließlich in Europa.

Tabelle 13: Anteile der in Europa installierten an den weltweit installierten Höchstspannungskabeln

Einsatzbereich	Kabeltyp	Anteil	km
Erdkabel in Europa	HGÜ-VPE	100 %	2.000
	HGÜ-Masse imprägnierte Kabel	91 %	400
	HDÜ-VPE	46 %	600
	Gesamt	80 %	3.000
Seekabel in Europa	HGÜ-VPE	68 %	2.300
	HGÜ-Masse imprägnierte Kabel	89 %	6.300
	HDÜ-VPE	33 %	15
	Gesamt	82 %	8.615

Einsatzbereich	Kabeltyp	Anteil	km
Kabel gesamt in Europa	HGÜ-VPE	79 %	4.300
	HGÜ-Masse imprägnierte Kabel	89 %	6.700
	HDÜ-VPE	46 %	615
	Gesamt	81 %	11.615

Quelle: Öko-Institut e. V. nach Angaben von (Consentec 2016)

3.2.1 Aufbau Erdkabel ⁴

Abbildung 8 zeigt Querschnitte durch ein 110 kV- und ein 380 kV-Erdkabel.

Abbildung 8: Erdkabel: 110 kV und 380 kV



Quelle: Wdwd, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons,
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hochspannungskabel_110kV_400kV.JPG

Eine beispielhafte Komponentenzusammensetzung eines Erdkabels ist im Folgenden angeführt (Beck et al. 2012):

- ▶ Leiter: Kupfer, Alternative Aluminium (größerer Querschnitt)
- ▶ Innere Leitschicht: leitfähiger Kunststoff zur Glättung des elektrischen Feldes

⁴ Seidl und Heuke 2014

- ▶ Isolierung: Kunststoffe (VPE, vernetztes Polyethylen)
- ▶ Bei 380 kV: 27 mm Wandstärke, Außendurchmesser = 14,2 cm
- ▶ Äußere Leitschicht: leitfähiger Kunststoff zur Glättung des elektrischen Feldes
- ▶ Innere Schutzhülle / leitfähige Polsterschicht gegen mechanische Beschädigung
- ▶ metallischer Schirm: Kupferdrähte, hier erfolgt ggf. die Erdung. Elektrisches Feld nur zwischen innerer und äußerer Leitschicht, dringt nicht nach außen, zudem leitet Schirm kapazitive Ladeströme und Kurzschlussströme ab.
- ▶ Hier ggf. Lichtwellenleiter-Kabel (LWL) zum Temperaturmonitoring über die Leitungslänge
- ▶ Quelfähiges Material als Längswassersperre
- ▶ Aluminiumband als Schutz vor eindringendem Wasser (Querwasserdichtigkeit)
- ▶ Kabel- oder Außenmantel aus Polyethylen (mechanischer Schutz)

3.2.2 Masseimprägnierte-Erdkabel

Vorteil des masseimprägnierten (MI-)Kabels gegenüber dem VPE-Erdkabel sind seine sehr guten Isoliereigenschaften, die auch höhere Spannungsniveaus beherrschen. Beim Einsatz im Meer beinhaltet der Aufbau des MI-Kabels einen Bleimantel und eine äußere Stahlarmierung, so dass es im Vergleich zu einem VPE-Kabel sehr schwer ist. Das Fassungsvermögen einer Kabeltrommel beschränkt sich auf eine Kabellänge von etwa 500 m, so dass etwa doppelt so viele Verbindungsmuffen wie bei einem VPE-Kabel erforderlich werden – und doppelt so viele Anfahrten für die Kabeltrommeln. Das MI-Erdkabel kommt für die Realisierung hoher Spannungsniveaus heute kaum noch in Frage, eingesetzt wird die Technologie heute nur bei Seekabeln. (Consentec 2016)

3.2.3 Verlegung von Erdkabeln

In diesem Abschnitt wird auf die unterschiedlichen Möglichkeiten der Legung von Kabeln in der Erde und auf die eingesetzten Bettungsmaterialien eingegangen. Darüber hinaus wird erläutert, was unter der politischen Forderung nach der Verlegung von „Vorrats-Schutzrohren“ zu verstehen ist.

3.2.3.1 Offene und geschlossene Bauweise

Bei der Kabelverlegung wird grundsätzlich zwischen der offenen und der geschlossenen Bauweise unterschieden. Bei der üblichen Legung in der offenen Bauweise wird ein Graben ausgehoben, in den entweder direkt die Kabel oder alternativ Kunststoffrohre eingebracht werden. Bei der geschlossenen Bauweise wird der Kabelkanal unterirdisch gebohrt.

Die **geschlossene Bauweise** wird angewendet, wenn Gewässer oder Verkehrsinfrastruktur zu queren sind. Als Verfahren wird der Pilotrohrvortrieb, das Horizontalspülbohrverfahren, der Mikrotunnelbau oder der Tunnelvortrieb angewendet. Tunnel werden nur äußerst selten eingesetzt. „Infrastruktur-tunnel“, in die später mehrere Kabel verlegt werden, werden nur bei Querungen mit ganz besonderen Anforderungen z. B. an die Länge eingesetzt. Üblicherweise werden Einzelrohre je Einzelkabel verlegt, aufgrund der Kosten meist Horizontal-Direct-Drilling-Verfahrens (HDD). Die Verfahren werden in Abhängigkeit des zu realisierenden Tunneldurchmessers sowie der zu querenden Länge ausgewählt. Sie sind aufsteigend hinsichtlich ihrer Komplexität sortiert: Wenn ein Bohrverfahren die Dimension des

Pilotrohrvortriebs überschreitet, wird auf das nächstkomplexere zurückgegriffen. Der Tunnelvortrieb kann somit theoretisch alle Bohrverfahren substituieren, ist aber selbst durch keines ersetzbar. Es handelt sich allerdings auch um das mit Abstand teuerste und langwierigste Bauverfahren.

Der Pilotrohrvortrieb, der dadurch charakterisiert ist, dass erst ein Pilotrohr von der Start- bis in die Zielgrube gebohrt wird, kann Rohrdurchmesser bis zu 1,2 m und Leitungslängen von bis zu 100 m realisieren. Das Horizontalspülbohrverfahren führt auch eine Pilotbohrung und eine Aufweitbohrung durch, anschließend wird ein Leerrohr eingezogen. Es können abhängig vom Baugrund Distanzen von bis zu 2 km überwunden werden, die Rohrgröße kann bis zu 1,6 m Durchmesser annehmen. Der Mikrotunnelbau wird angewendet, um Rohrgrößen bis zu 2,5 m Durchmesser zu realisieren. Es kann abhängig vom Baugrund eine Trassenlänge von 1,2 km realisiert werden. Tunnelvortriebe kommen zum Einsatz, wenn größere Trassenlängen realisiert werden. Das aufwendige Verfahren wird in Stadtgebieten und bei Flussquerungen angewendet, vgl. (Sweco GmbH 2016) und Tabelle 14.

Als neue Verlegetechnik zeichnet sich das von dem Unternehmen Herrenknecht entwickelte Verfahren „E-Power Pipe“ ab, das Elemente HDD und des Microtunnelling in sich vereint und Vortriebslängen von bis zu 1,5 km erreicht (zu Eulenburg 2017). Das Verfahren wird bereits von einigen ÜNB in Pilotvorhaben erprobt.

Tabelle 14: Übersicht Bohrverfahren Kabelverlegung

Verfahren	Max. Rohrdurchmesser in m	Max. Leitungslänge in km
Pilotrohrvortrieb	1,2	0,1
Horizontalspülbohrverfahren (HDD)	1,6	2
Mikrotunnelbau	2,5	1,2
Tunnelvortriebe	größer	länger
„E-Power Pipe“	0,28 - 0,4	1,5

Quellen: Eigene Darstellung nach Angaben von (zu Eulenburg 2017), (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2012)

Im Standardfall werden die Erdkabel in der offenen Bauweise, d. h. in einem Kabelgraben von bis zu 2,15 m Tiefe verlegt. Bei der Legung können drei Varianten voneinander unterschieden werden: die äquidistante Legung aller Kabel, die äquidistante Legung eines Systems (wird bei Leitungen mit sehr hohen Stromstärken, also den Zwischenverkabelungen AC 380 kV, nicht angewendet) und die Verlegung jeweils eines Doppelsystems in zwei getrennten Kabelgräben. Die Legeart nimmt Einfluss auf die Trassenbreite, bei der Verlegung in zwei getrennten Kabelgräben hat sie während des Baus ein geringeres Baufeld, nimmt aber über ihre Nutzungsdauer hinweg eine vergleichsweise breite Trasse ein. Die Trassenbreite wird durch die thermische Auslegung und die betrieblichen Anforderungen bestimmt (Consentec 2016).

Bei Zwischenverkabelungen verlegen die deutschen ÜNB aufgrund der unterschiedlichen Übertragungsleistung üblicherweise pro Freileitungssystem zwei Kabelsysteme, d. h. insgesamt sechs Kabel (Consentec 2016). Es ist gängig, dass auf einer 380 kV-Leitung zwei Freileitungssysteme geführt werden, so dass sich die Anzahl der benötigten Kabel auf zwölf verdoppelt. Allen Legungen gemein ist, dass die Kabel stets nebeneinander auf einer Ebene verlegt werden. Die Trassenbreite bei Kabeln, die von tiefwurzeln dem Bewuchs freigehalten

werden muss, ist etwa halb so breit wie die Schutzstreifenbreite bei Freileitungen, die beim Stahlgittermast bei etwa 60 m liegt (Hofmann 2015).

Während der Bauphase hat die Kabeltrasse etwa die doppelte Breite wie nach der Inbetriebnahme, da der ausgehobene Boden, entsprechend seiner Schichten, neben der Trasse gelagert werden und der maximale Böschungswinkel berücksichtigt werden muss (Consentec 2016). Beim Bau einer Erdkabeltrasse müssen mit dem Kabel große Massen über die Straße zu der Baustelle transportiert werden. Aufgrund des max. Ladegewichts eines LKWs ist die maximale Kabellänge beschränkt. Auch die Muffen und die Betonbauwerke müssen antransportiert sowie der nicht mehr benötigte Bodenaushub abtransportiert werden. Hierzu ist meist die temporäre Einrichtung von Baustellenstraßen erforderlich. Bei Freileitungen hingegen kann im Allgemeinen auf die Errichtung einer Baustraße verzichtet werden (Consentec 2016). Beim Bau des Kabelgrabens kann eine Drainagewirkung ausgelöst werden. Um den Graben während der Bauarbeiten von Wasser freizuhalten, kann das Wasser über Drainagerohre umgeleitet werden, ggf. müssen auch Pumpen zur Wasserfreihaltung eingesetzt werden. Beides wird nach Abschluss der Bauarbeiten entfernt. (Consentec 2016)

3.2.3.2 Bettungsmaterialien

Die Verlegung von Erdkabeln stellt einen Eingriff in den Wasserhaushalt des Bodens dar. Da sich die Kabel im Betrieb erwärmen, kann es je nach lokalen Verhältnissen zu einer Austrocknung des umgebenden Bodens kommen. Dies stellt nicht nur aus ökologischen, sondern auch aus technischen Gründen ein Problem dar, da sich die thermische Ableitfähigkeit des Bodens kontinuierlich verschlechtern würde.

Um dem Problem technisch zu begegnen, wird ein sogenanntes „Bettungsmaterial“ verwendet, das die Kabel umschließt. Das Bettungsmaterial weist eine konstant hohe Wärmeleitfähigkeit auf. Im städtischen Bereich wurde hierfür lange Zeit Magerbeton eingesetzt, ein aushärtendes Gemisch aus Sand und Zement. Magerbeton ist erosionsunempfindlich und bietet einen mechanischen Schutz für das Kabel. Mittlerweile darf Magerbeton nicht mehr eingesetzt werden, da es die Fläche versiegelt. Übertragungsnetzbetreiber setzen nach eigener Aussage einen zeitweise fließfähigen, selbstverdichtenden Verfüllbaustoff (z. B. Amprion) ein. TenneT setzt auf Sandmischungen mit speziellen Eigenschaften, die insbesondere eine bestimmte thermische Leitfähigkeit gewährleisten und ein so hohes Wasserhaltevermögen besitzen, so dass sie bei den vorherrschenden Temperaturen nicht austrocknen.

3.2.3.3 Kabelschutzrohre

Eine Möglichkeit der Kabellegung sieht vor, die Erdkabel direkt in dem Bettungsmaterial einzubetten. Mittlerweile ist es üblich, zunächst Schutzrohre, d. h. Kunststoff-Kabelschutzrohre mit einem Durchmesser von 25 cm, zu verlegen, durch welche das Höchstspannungskabel anschließend gezogen wird.

Die Stromkabel werden zum mechanischen Schutz ggf. noch mit Platten aus Kunststoff, Beton oder Maschendraht abgedeckt, um sie vor mechanischer Einwirkung zu schützen. Zuletzt wird ein Trassenwarnband aufgelegt.

3.2.3.4 Leerrohre

Für eine spätere Erweiterung der Übertragungskapazität könne auch zusätzlich weitere Leerrohre mitverlegt werden. Die Verlegung von Leerrohren steht seit dem vom BMWi im August 2018 veröffentlichten „Aktionsplan Stromnetz“ in der politischen Diskussion (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2018). Bei dieser schlägt der damalige Bundeswirtschaftsminister Altmaier im Sinne einer „vorausschauenden Netzplanung“ vor, dass

bei der Verlegung von einer Erdkabeltrasse bereits zusätzliche Leerrohre für den Fall mitverlegt werden könnten, dass die Trasse zu einem späteren Zeitpunkt verstärkt werden soll (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2018). Damit wäre das Genehmigungsverfahren für die neuen Trassen nach §18, 3 NABEG vereinfacht, und die zukünftigen Kabel könnten unter ausschließlich „punktuellen Eingriffen“ verlegt werden (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2011). Seit 17. Mai 2019 ist das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus in Kraft, das Auswirkungen auf das NABEG und das BBPlG hätten (Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz 2013b). §2 des BBPlG ist demnach um Absatz 8 in folgendem Wortlaut ergänzt worden:

„Bei den im Bundesbedarfsplan mit „H“ gekennzeichneten Vorhaben⁵ steht die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für Leerrohre fest, die nach Maßgabe des § 18 Absatz 3 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz zugelassen werden.“ (Bundesgesetzblatt 2019)

Das BMWi verspricht sich von der Neuregelung die Möglichkeit der Verlegung von „Vorrats-Leerrohren“ neben der Beschleunigung des Netzausbaus eine Baukostenminderung, eine Reduktion der ökologischen Belastungen und eine Erhöhung der Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2018).

Der Referentenentwurf wurde im April 2019 von Bundesrat und Bundestag verabschiedet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019). Insofern stellt die Verlegung von „Vorratsleerrohren“ eine Zukunftstechnologie dar, die im Rahmen dieser Studie in einem Anwendungsfall untersucht wird.

3.2.3.5 Weitere Bauelemente der Verlegung

3.2.3.5.1 Muffen und Cross-Bonding-Muffen

Aufgrund des Gewichts und der Abmessungen eines Höchstspannungskabels ist es nicht möglich, ein Erdkabel mit einer Länge bedeutend über 1.200 m auf dem Landweg zu transportieren: Eine solche Kabeltrommel wiegt über 40 t. Aufgrund dieser Begrenzung muss eine Kabeltrasse aus mehreren Teilkabeln zusammengesetzt werden. Um zwei Kabel elektrisch und mechanisch miteinander zu verbinden, werden Verbindungsmuffen eingesetzt. Die Verbindungsmuffen werden an einer Bodenplatte unterflur befestigt. Bei Drehstromkabeln kommt etwa bei jeder zweiten Verbindungsstelle eine Cross-Bonding-Muffe zum Einsatz. Cross-Bonding-Muffen sind Muffen, in denen die Schirme der einzelnen Kabel eines Systems zyklisch miteinander ausgekreuzt werden.

Muffenübergänge zwischen zwei Teilkabeln stellen die Schwachstellen des Systems dar.

3.2.3.5.2 Kabelendverschlüsse

Ein Kabel muss am Anfang und am Ende der Kabelstrecke an das nächste Element angeschlossen werden, z. B. an einen Transformator oder an eine Freileitung. Hierzu wird ein weiteres Bauteil, der Kabelendverschluss, benötigt, der dazu dient, das Kabel vor der Einführung in eine Schaltanlage abzuschließen und gleichzeitig vor dem Eindringen von Schmutz und Feuchtigkeit zu schützen (Beck et al. 2012).

3.2.3.5.3 Kabelprüfung

Die verlegten Kabel sind einer Hochspannungsprüfung zu unterziehen. Dies betrifft einerseits eine Gleichspannungsprüfung des Mantels als auch einer Wechsellspannungsprüfung des Isoliersystems, um eine Unversehrtheit der Materialien nachzuweisen. Die

⁵ Bisher gilt das nur für eine HGÜ-Trasse.

Hochspannungsprüfung ist aufwendig und teuer, da viel Ausrüstung erforderlich ist, die antransportiert werden muss (Beck et al. 2012).

3.2.4 Nebenanlagen für Erdkabel

3.2.4.1 Drosselspulen zur Blindleistungskompensation (HDÜ)

Durch die Bauweise des Kabels bedingt entstehen über die Leitungslänge hohe Kapazitäten, welche die maximale Leitungslänge beschränken. Diese Kapazitäten müssen z. B. durch die Errichtung von Drosselspulen kompensiert werden. Aufgrund dessen wird dieses Bauteil insbesondere bei dieser Stromübertragungstechnik erforderlich (Beck et al. 2012).

3.2.4.2 HDÜ-Kabelübergabestationen

In der Praxis werden Freileitungen und Erdkabel gegeneinander abgewogen, welche Technik auf einem bestimmten Abschnitt besser ist. Beim Bau werden sie je nach Gegebenheiten kombiniert: Sofern möglich, werden Freileitungen eingesetzt. Sollen Freileitungen nicht eingesetzt werden, so wird das Teilstück mit einem Erdkabel überbrückt (gesetzliche Regelungen dazu vgl. 3.2.5.1). Die Übergänge von Freileitungen zu Erdkabeln werden als Kabelübergangsanlagen oder Kabelübergabestationen bezeichnet. Eine Kabelübergangsanlage ist in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9: Kabelübergangsanlage⁶



Quelle: jodocus, CC BY-SA 3.0 DE, Wikimedia Commons,
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Kabelübergabestation_Diestegge_IMG_1551.jpg

Sie besteht aus den folgenden einzelnen Komponenten und weist folgende bauliche Eigenschaften auf (Beck et al. 2012)

- ▶ Umzäuntes Grundstück
- ▶ Freileitungsendmast, Freileitungsportal inkl. Fundamente
- ▶ Schutztechnik und andere Sekundärtechnik in einem Container
- ▶ Zusätzliche Erdungsseile, um Blitzschutz für Kabel besonders sicherzustellen (Überspannungsschutz)
- ▶ Pro Kabelsystem sind drei Kabelendverschlüsse erforderlich, an denen möglichst direkt je ein Überspannungsableiter installiert wird und drei Stromwandler.

⁶ Diese hohen Kapazitäten entstehen auch bei Freileitungen.

- ▶ Ggf. sind auch drei Trennschalter und ggf. drei Leistungsschalter erforderlich (abhängig vom Schutzkonzept).
- ▶ Ggf. sind auf dem Gelände der Kabelübergangsanlage auch Blindstromkompensations-einrichtungen erforderlich.

3.2.4.3 Konverterstationen

Bei Konverterstationen handelt sich um eine große bauliche Anlage bestehend aus einer Schaltanlage und einem Konverter, in dem der Gleichstrom in Drehstrom und umgekehrt umgewandelt wird, so dass die HGÜ-Trasse an das Drehstromnetz angeschlossen werden kann.

Zur Umrichtung des Stroms sind Konverter erforderlich. Unter diesen stehen zwei Technologien zur Auswahl: selbstgeführte Konverter bzw. „voltage source converter“ (VSC) und netzgeführte Umrichter bzw. „line commutated converter“ (LCC) (vgl. 3.1.2.3). In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass zukünftig ausschließlich selbstgeführte Konverter eine Rolle spielen werden. Insofern wird der gewählte Konverter über die Varianten hinweg als Konstante betrachtet.

3.2.5 Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten – Erdkabel

3.2.5.1 HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV

Unter den HöS-Erdkabeln (HDÜ und HGÜ) haben HDÜ-Erdkabel weltweit einen Anteil von 35 % (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016). Auffällig sind die geringen Trassenlängen von durchschnittlich etwa 5-6 km in Deutschland (laut Aussagen der ÜNB). Es existiert eine technische Begrenzung: Die Blindleistung nimmt mit der Leitungslänge zu.

Aufgrund der technischen Beschränkungen und des hohen Aufwands der Nutzung von HDÜ-Erdkabeln wird ihr Einsatz sogar gesetzlich beschränkt. Ein Einsatz von HDÜ-Erdkabeln kann nach §4, BBPlG nur dann erwogen werden, wenn das Vorhaben als Pilotprojekt für Erdverkabelung identifiziert wurde und wenn ein Kriterium nach §4, 2 BBPlG gegeben ist, d. h. wenn

- ▶ der geplante Trassenverlauf den geforderten Mindestabstand zu Wohngebäuden unterschreitet⁷,
- ▶ Naturschutzgesetze die Verwendung von Freileitungen verbieten oder
- ▶ eine breitere Wasserstraße gequert werden muss (Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz 2013b).

Bis 2018 hatte neben der Ost-West-Kabelverbindung der BEWAG (2009 aufgelöst) nur Amprion ein 380 kV-Kabel als Pilotvorhaben mit Teilverkabelung in Raesfeld realisiert. Mehrere Vorhaben befinden sich seitdem in der Planung und Umsetzung. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung wird in dieser Studie ein 380-kV-HDÜ-Erdkabel in einem Anwendungsfall mitberücksichtigt, in dem es einen Teil der betrachteten Strecke ausmacht und an das sonstige Freileitungssystem angeschlossen ist.

⁷ BBPlG: „Im Falle des Neubaus kann eine Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitung eines Vorhabens nach Absatz 1 auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn 1. die Leitung in einem Abstand von weniger als 400 Metern zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich im Sinne des § 34 des Baugesetzbuchs liegen, falls diese Gebiete vorwiegend dem Wohnen dienen, 2. die Leitung in einem Abstand von weniger als 200 Metern zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs liegen, [...]

Für die Teilerdverkabelung wird also berücksichtigt, dass sie im Verbund mit zwei Kabelübergabestationen modelliert werden muss. Kabelübergabestationen sind Nebenanlagen, die den Übergang von Freileitungen zu Erdkabeln elektrisch und mechanisch ermöglichen, vgl. Unterkapitel 3.2.4.2).

Sowohl im Gleichstrom- als auch im Drehstrombereich hat sich das Kabel mit einer Isolierung aus VPE durchgesetzt. Dieses ist bis ca. 90°C (AC) bzw. ca. 70°C (DC) temperaturbeständig und besitzt im Vergleich zum Masse-Kabel bessere Biege- und Umwelteigenschaften.

Aufgrund dessen wurde das 380-kV-VPE-HDÜ-Erdkabel als eine Variante untersucht.

3.2.5.2 Selbstgeführte (VSC) HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV oder höher (± 525 kV)

Bei Gleichstrom wurde das VPE-Erdkabel bisher im Spannungsbereich von ± 320 kV eingesetzt. Die in Deutschland neu geplanten HGÜ-Trassen werden mit einem Spannungsniveau von ± 525 kV realisiert. In dieser Studie werden beide Spannungsniveaus jeweils als eine Variante untersucht.

Muffen sind auch im Bereich der HGÜ-Kabel erforderlich. Cross-Bonding-Muffen entfallen, da beim Gleichstrom keine Auskreuzung der Kabelschirme vorgenommen werden muss. Darüber hinaus bestehen keine weiteren elementaren Unterschiede in der Verlegung von HGÜ- und HDÜ-Erdkabeln.

Pro Kabelsystem – d. h. zwei Einleiterkabel und ggf. ein metallischer Rückleiter – kann beim 320 kV-VPE-Erdkabel etwa 1 GW an Leistung übertragen werden. Da die Längen der Erdkabelstücke üblicherweise aufgrund von Transportbeschränkungen zwischen 600 und 1200 m betragen, werden die Kabel über Verbindungsmuffen miteinander verbunden.

Zur Erreichung der vorgesehenen Leistung werden u. U. mehrere Kabel in einem gewissen Abstand parallelgeschaltet verlegt. Dies wird in offener Bauweise und äquidistanter Verlegung durchgeführt. Hieraus resultiert eine bestimmte Trassenbreite während der Bauphase: oberirdisch bis 50 m breit, unterirdisch ca. 7-16 m, und eine bestimmte Trassenbreite während der Betriebsphase: Schutzstreifen ca., 20-25 m breit, unterirdisch ca. 7-16 m (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016).

Pro Kabelsystem – d. h. zwei Einleiterkabel – kann gegenüber 320 kV etwa das Doppelte, also 2 GW an Leistung übertragen werden. Im Vergleich zu einem masseimprägnierten Kabel oder einem 320-kV-VPE-Kabel sind zur Übertragung der gleichen Leistung nur noch halb so viele Kabelsysteme erforderlich. Damit halbiert sich die zu veranschlagende Trassenbreite (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016).

3.2.5.3 Selbstgeführte (VSC) HGÜ-masseimprägnierte-Erdkabel ± 525 kV

Da das masseimprägnierte (MI-)Erdkabel für die Realisierung hoher Spannungsniveaus heute kaum noch in Frage kommt, wird es nicht als Variante in die Ökobilanzierung mitaufgenommen.

3.2.5.4 Alternative Verlegeverfahren

In dieser Studie wird bei den HDÜ-Erdkabel-Varianten davon ausgegangen, dass die Kabel in offener Bauweise und in Leerrohren verlegt werden. Abschnitte, auf denen auf eine alternative Verlegungsmethode zurückgegriffen werden muss, werden bei den synthetischen Vorhaben in dieser Studie vernachlässigt.

Eine alternative Verlegung der Kabel durch das „Herrenknecht-Verfahren“ konnte im Rahmen dieser Studie nicht untersucht werden, da keine Daten hierzu vorlagen.

3.2.6 Übersicht der untersuchten Erdkabelvarianten

Im Ergebnis wurden im vorangegangenen Abschnitt die folgenden drei Technologien als Varianten ausgewählt und vorgestellt:

Tabelle 15: Untersuchte technologische Erdkabelvarianten

Erdkabelvarianten		
HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV	HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV (VSC)	HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC)

3.3 Aktueller Stand der Technik – Seekabel

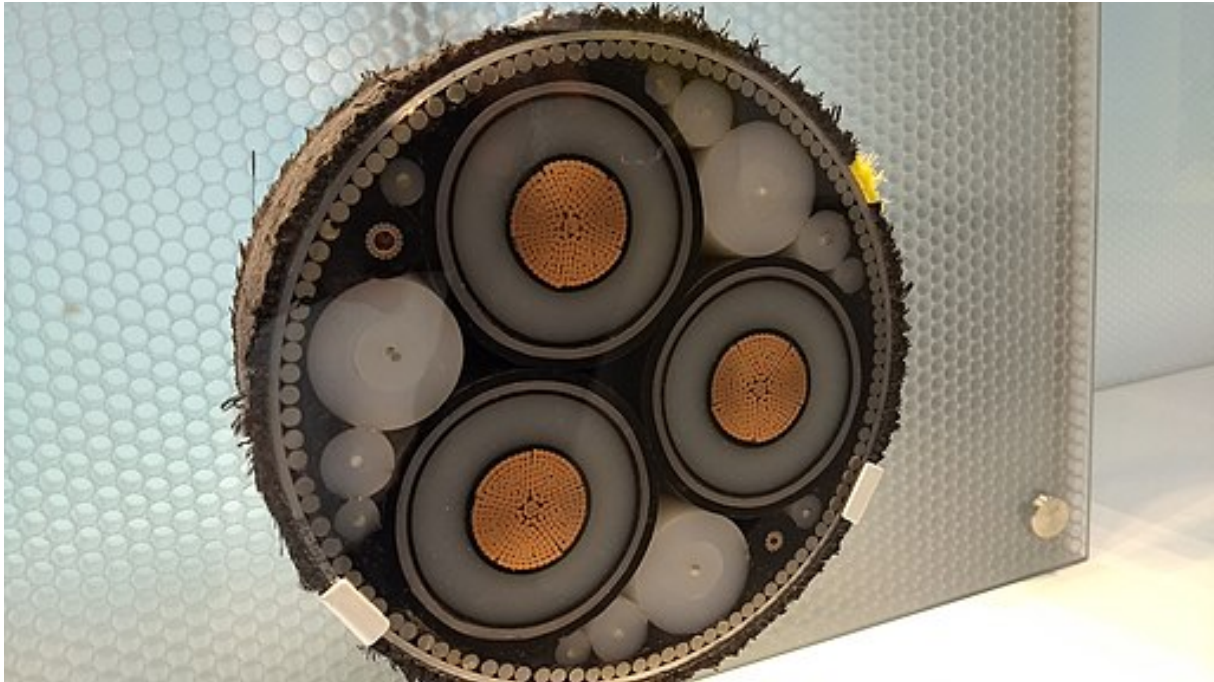
Die Stromübertragung auf See stellt eine Herausforderung dar, weil die Bauten starken, kontinuierlichen mechanischen Kräften ausgesetzt sind. Es ist sehr aufwendig, ein Bauwerk mithilfe eines Fundamentes zu befestigen. Um dies möglichst zu vermeiden (und die Umwelteinwirkungen zu minimieren), wird auf die Verlegung von Stromkabeln im Meeresboden gesetzt. Doch auch hier stellen sich aufgrund der teilweise großen Distanzen zwischen Wind-Offshore-Plattform und Netzverknüpfungspunkt und dem Wasser als Umgebungsmedium neue Herausforderungen an die Stromkabel. Auf diese wird im Unterkapitel 3.3.2 gesondert eingegangen.

Mithilfe von Seekabeln werden Interkonnektoren zwischen Ländern ermöglicht, wie es z. B. aktuell in Form von dem HGÜ-Projekt „Hansa Power Bridge“ zwischen Deutschland und Schweden geplant ist. Zu einem Wachstumsmarkt wird das Seekabel insbesondere durch die Technologie der Offshore-Windenergieanlagen, die an das Festland angebunden werden müssen. Im Rahmen dieses Projektes wird sich auf den Einsatz von Seekabeln zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen beschränkt.

3.3.1 Aufbau Seekabel

Abbildung 10 zeigt einen Schnitt durch ein 150 kV 3-Phasen Seekabel.

Abbildung 10: Schnitt durch ein Seekabel



Quelle: Ersanchez, CC BY 4.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:150_kV_3-Phase_Submarine_Cable.jpg

Einen beispielhaften Aufbau eines VPE-Seekabels zeigt von innen nach außen folgende Komponenten⁸:

- ▶ Leiter (Cu/Al)
- ▶ Innere Leitschicht
- ▶ VPE-Isolierung
- ▶ Äußere Leitschicht / leitfähiges Band
- ▶ Leitendes Krepp-Papier
- ▶ Cu-Drahtschrim
- ▶ Gummi-Innenisolation
- ▶ Polyethylen-Außenjsolation

3.3.2 Verlegung von Seekabeln, das 2 K-Kriterium und dessen Auswirkungen auf die Verlegeart

Seekabel unterscheiden sich in einigen Punkten von erdverlegten Kabeln. Ein Seekabel wird dort produziert, wo es sofort von Verlegeschiffen (vgl. Abbildung 11) an den Verlegeort transportiert werden kann. Verlegeschiffe haben mit einer Kapazität von 10.000 t gegenüber

⁸ <https://plus.netzausbau.de/N2000/DE/Technik/Seekabel/seekabel-node.html>; zuletzt geprüft am 20.06.2024.

Schwertransportern eine 250-fach höhere Aufnahmefähigkeit. Dem entsprechend kann ein Seekabel – in Abhängigkeit von der Entfernung bzw. Trassenlänge – in einem Stück verlegt werden, es bedarf dann keiner oder nur weniger Verbindungsmuffen. Moderne Verlegeschiffe können Verlegetiefen von bis zu 3.000 m realisieren (Nexans GmbH 2018).

Abbildung 11: Verlegeschiff für Seekabel mit Kabeltrommel



Quelle: Alfvanbeem, CC0 1.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ndurance_-_IMO_9632466_leaving_Port_of_Rotterdam_pic1.JPG

In Deutschland werden Offshore-Windenergieanlagen aufgrund baurechtlicher Vorschriften in vergleichsweise großen Entfernungen zur Küste errichtet. Insbesondere die in der Nordsee geplanten Anlagen liegen teilweise über 100 km vor der Küste und in Wassertiefen bis zu 50 m (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014b).

Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert ist das sogenannte „2 K-Kriterium“ einzuhalten. Das 2 K-Kriterium gibt eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Kelvin in 20 cm (Bereich Ausschließliche Wirtschaftszone, AWZ) bzw. 30 cm (Bereich Küstenmeer) Sedimenttiefe vor. Dieser Wert gilt als „naturschutzfachlicher Vorsorgewert“, der nach dem derzeitigen Wissensstand des Bundesamtes für Naturschutz mit hinreichender Wahrscheinlichkeit sicherstellt, dass durch diese Sedimenterwärmung keine Veränderung der Benthoslebensgemeinschaften erzwungen wird (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2018b). Um diesen Grenzwert einzuhalten, ist bei der Verlegung möglichst eine Tiefenlage des Seekabels herzustellen, die die Einhaltung des 2 K-Kriteriums gewährleistet. In tieferen Sedimentschichten von > 1,50 m ergeben sich jedoch technische Restriktionen beispielsweise bei der Einhaltung der maximalen Leitertemperatur aufgrund der schlechteren Temperaturabführung in tieferem Sediment. Der Wärmewiderstand des Bodens ist dabei abhängig von der jeweiligen Sedimentbeschaffenheit.

Die Verlegetiefe von Seekabeln war bisher auf ein Minimum von 1,5 m in Nord- und Ostsee festgelegt. Mit dem Flächenentwicklungsplan (FEP) wird für die AWZ der Nordsee an der Verlegetiefe bzw. Überdeckung der Seekabel von mindestens 1,5 m festgehalten. Die Festlegung der Überdeckung für Seekabelsysteme in der Ostsee erfolgt im Einzelverfahren im

Einvernehmen mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (GDWS) sowie unter Einbeziehung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2022).

Es gibt weitere Faktoren, die Einfluss auf das Ausmaß der Sedimenterwärmung nehmen, aber zeitlich und örtlich variabel sind. Hierzu zählen die Umgebungstemperatur und die umgebende Sedimentzusammensetzung. Die punktuelle Messung an einer Stelle gewährleistet nicht, dass diese Messung repräsentativ für die Kabellänge ist. Zur Gewährleistung des 2 K-Kriteriums ist der Worst Case zu identifizieren und anzusetzen. Die Berechnung erfolgt gemäß Standarduntersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 4) (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie 2013).

Die in dem Kabel entstehende und abzuführende Wärme ist insbesondere auch abhängig von der Betriebsweise des Kabels: Das Lastprofil und damit die Aufeinanderfolge der zeitlichen Auslastung bestimmt die Kabeltemperatur und damit die tatsächliche zu erwartende maximale Erwärmung des Sedimentbodens.

3.3.3 Nebenanlagen für Seekabel

Folgende Nebenanlagen sind bei Seekabeln zu berücksichtigen:

- ▶ Konverterplattform bei DC (vgl. Abbildung 12)
 - Stromrichtertransformatoren
 - Thyristor-Ventil-Brücke mit einfachen Thyristoren (LCC⁹) oder Transistoren IGBTs¹⁰ (VSC¹¹)
 - WechselspannungsfILTER / OberschwingungsfILTER
 - Konverter auf Landseite
 - Übergabe See-Landkabel Station

⁹ Line-commutated-converter

¹⁰ Insulated-gate bipolar-transistore

¹¹ Voltage-source-converter

Abbildung 12: Konverterplattform



Quelle: Ossi Fan, CC BY-SA 4.0, Wikimedia Commons,

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:HG%C3%9C_Offshore_Plattform_Helwin_1%2B2.jpg

3.3.4 Auswahl der berücksichtigten Technologien / Varianten - Seekabel

Mit dem vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) herausgegebenen Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee wurde ein Standardkonzept vorgelegt, das verbindlich auf die Errichtung und Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen in Abhängigkeit von ihrer Allokation (Nordsee oder Ostsee) angewendet werden sollte.

Die in der vorliegenden Studie berücksichtigten Seekabeltechnologien ermöglichen es, die im Flächenentwicklungsplan 2019 überarbeiteten Standardkonzepte Nordsee und Ostsee bezüglich ihrer in einer Ökobilanz quantifizierten ökologischen Auswirkungen mit alternativen Anbindungskonzepten zu vergleichen, vgl. Unterkapitel 3.3.4.

3.3.4.1 Systemgrenze Seekabel

Die für den Bereich Freileitungen und Erdkabel definierte Systemgrenze ist auf den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber beschränkt. Das untersuchte Spannungsniveau ist auf den Höchstspannungsbereich, also auf Spannungen ≥ 220 kV eingegrenzt. Die für Nordsee und Ostsee diskutierten Standardkonzepte behandeln den Bereich des Anschlusses der Offshore-Windenergieanlagen bis zur Anbindung der Anlage an die Anlandungsstation, d. h. bis zu einem Höchstspannungs-Umspannwerk (Netzverknüpfungspunkt) an Land. Dieses kann sehr küstennah sein, aber auch weiter entfernte, lastnähere Netzverknüpfungspunkte sind im Netzentwicklungsplan geplant.

Vorschläge zur Veränderung des Standardkonzeptes im Vergleich zu den bisher etablierten Bauweisen beziehen sich auf diesen gesamten Bereich. Um ihre ökologische Vorteilhaftigkeit z. B. gegenüber der bisherigen Verfahrensweise zu untersuchen, ist es teilweise notwendig, das gesamte Anbindungskonzept zu betrachten.

Entsprechend wird die Systemgrenze für den Bereich der Seekabel auf das Ausgangskabel der Offshore-Windenergieanlage ausgeweitet. Das Spannungsniveau wird damit entsprechend auf

Seekabel mit einer Spannung von 66 kV ergänzt. Die zu untersuchenden Anlagenkomponenten befinden sich im Verantwortungsbereich des Offshore-Windenergieanlagenbetreibers oder im Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers.

3.3.4.2 Standardkonzept Nordsee

In der Nordsee soll aufgrund der erwarteten Distanzen von über 100 km zwischen Offshore-Plattform und Netzanschlusspunkt an Land standardmäßig ein Gleichstromsystem zum Leistungstransport vorgesehen werden. Das selbstgeführte (VSC) Gleichstromsystem weist eine Spannung von ± 320 kV auf und ist auf eine Übertragungsleistung von 1000 MW ausgelegt.

Eine wesentliche Neuerung im Standardkonzept Nordsee betrifft das Anbindungskonzept von Offshore-Windparks und der Konverterplattform. Das BSH legt mit dem sog. „66 kV Anbindungskonzept“ im FEP vom 28.06.2019 einen Standard fest, mit dem auf die Umspannplattform zwischen Offshore-Windenergieanlage und Konverterplattform verzichtet wird. Die Offshore-Plattformen sollen nun teilweise direkt an die Konverterplattform angeschlossen werden. Dabei wird angestrebt, dass der Standort der Konverterplattform möglichst zentral ausgewählt wird, um die anzuschließenden Offshore-Windenergieanlagen möglichst in einem Umkreis von 20 km zu haben.

Mit der Abschaffung der Umspannplattform auf 155 kV wandert die Schnittstelle zwischen den Betreibern der Offshore-Plattform und den ÜNB von der Umspannplattform zur Konverterstation: Als Schnittstelle wird der Kabelendverschluss der 66-kV-Seekabelsysteme definiert. Aufgrund dieser Neuerung ist zu erwarten, dass die 155-kV-Wechselspannungs-Seekabel zukünftig von geringerer Relevanz sind.

3.3.4.3 Standard Nordsee 1: VPE-HGÜ-Seekabel ± 320 kV bzw. ± 525 kV

Bei HGÜ-Seekabeln für Gleichspannungen bis ± 320 kV sind nach (BET et al. 2018) die fünf auf dem europäischen Markt agierenden Kabelhersteller in der Lage, VPE-isolierte Kabel herzustellen. Insofern kann das im Standardkonzept Nordsee vorgesehene **VPE-isolierte Gleichstromkabel ± 320 kV** als derzeitiger technischer Standard für Seekabel bezeichnet werden. Beispielsweise zur 2015 fertiggestellten Anbindung des Windparks DolWin1 wurde dieses Seekabel verbaut. Ebenso wie für den Bereich der Erdkabel wird aber auch für den Bereich der Seekabel erwartet, dass sich spätestens bis zum Jahr 2030 ein **VPE-isoliertes Gleichstromkabel ± 525 kV** auf dem Markt durchsetzt (BET et al. 2018), Planungen hierfür gibt es bereits bei den deutschen ÜNB. Zudem ist dies auch bereits im FEP 2023 berücksichtigt.

Das ± 525 -kV-Kabel weist – entsprechend dem aktuellen FEP 2023 – eine Übertragungskapazität von 2 GW auf. Demnach erscheint die Übertragung von 2 GW mit bereits heute eingesetzten Kabelquerschnitten unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums möglich zu sein (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2023).

Technische Alternative zum VPE-HGÜ-Kabel ist das masseimprägnierte Gleichspannungskabel, welches standardmäßig bereits auf Spannungsniveaus bis ± 525 kV in Projekten eingesetzt wird. Als ein 2021 in Betrieb genommenes Seekabelvorhaben, das ein masseimprägniertes ± 525 -kV-Seekabel einsetzt, sei der Interkonnektor NordLink zur direkten Verbindung von Deutschland und Norwegen genannt.¹²

In dieser Studie werden als Varianten die VPE-Gleichstromkabel mit einem Spannungsniveau von ± 320 kV untersucht.

¹² <https://www.tennet.eu/de/projekte/nordlink>

3.3.4.4 Standard Nordsee 2 und 3: VPE-HDÜ-Seekabel 66 kV

Der FEP des BSH legt im Standardkonzept Nordsee fest, dass die Umspannplattform zwischen Windpark und Konverterstation nicht mehr realisiert werden soll. Stattdessen sollen die Windenergieanlagen mit mehreren 66-kV-Kabeln direkt an die Konverterplattform angeschlossen werden. Es wird dabei erwartet, dass die Konverterplattform so angeordnet wird, dass sich kein anzuschließender Windpark in einer Entfernung von mehr als 20 km von der Konverterplattform befindet.

Damit wird das 66-kV-HDÜ-Seekabel zukünftig in größerem Umfang eingesetzt. Im Zuge der vorliegenden Studie wurde das 66-kV-HDÜ Kabel im Anwendungsfall „Gleichstrom in der Ostsee“ mitmodelliert.

3.3.4.5 Alter Standard Nordsee: VPE-HDÜ-Seekabel 155 kV (Verbindung USP-KS)

Bisher war zum Anschluss von Windenergieanlagen in der Nordsee das Drehstromkabel mit einem Spannungsniveau von **155 kV** von Bedeutung, da es als Standard zwischen der Umspannplattform und der Konverterplattform verlegt wurde. Zwischen Konverterplattform und Umspannplattform wurde typischerweise ein 33-kV-HDÜ-Seekabel verlegt. Da dieses Konzept veraltet ist, wird es in der vorliegenden Studie nicht als Variante berücksichtigt.

3.3.4.6 Standardkonzept Ostsee

Mit dem FEP 2019 des BSH wurde für die Ostsee das bisherige Anbindungskonzept, welches im Bundesfachplan Offshore – Ostsee etabliert wurde, beibehalten. Aufgrund der erwarteten Distanzen von weniger als 100 km zwischen Offshore-Plattform und Netzanschlusspunkt an Land und aufgrund der erwarteten geringen Anschlussleistung der Offshore-Anlagen kann nach Einschätzung des BSH weiterhin standardmäßig ein VPE-isoliertes HDÜ-Seekabel mit einem Spannungsniveau von 220 kV zur Stromübertragung vorgesehen werden.

Im Flächenentwicklungsplan des BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2023) ist hingegen das Anbindungssystem OST-2-4 in Gleichstromtechnologie geplant, da in Zukunft auch in der Ostsee ein deutlich höheres Energiepotenzial ausgeschöpft werden soll. Das länderübergreifende Projekt Bornholm Energy Island soll ebenfalls mit Gleichstrom angebunden werden.

Nach Einschätzung des BSH kann mit dem gewählten Spannungsniveau von 220 kV und unter Einhaltung der thermischen Restriktion des „2 K-Kriteriums“ (vgl. Unterkapitel 3.3.2) eine maximale Leistung von 300 MW pro Leitungssystem übertragen werden (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2018b). Der von Offshore-Winderenergieanlagen erzeugte Strom wird an einer Umspannplattform zusammengeführt, auf ein höheres Spannungssystem transformiert und über ein HDÜ-Seekabel zum Netzverknüpfungspunkt an Land transportiert (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2018b). Der Einsatz von Konverterstationen ist in dem Standardkonzept Ostsee also weiterhin nicht erforderlich.

Für die Verbindung zwischen den Offshore-Anlagen und den Umspannplattformen enthält der FEP des BSH keine Festlegungen. Um die Anbindungskonzepte miteinander vergleichbar zu machen, sollte dieser Anschluss jedoch mitberücksichtigt werden. Es wird angenommen, dass zur Anbindung der Offshore-Anlagen an die Umspannplattformen ein 33-kV-VPE-Drehstromkabel verwendet wird.

3.3.4.7 VPE-HDÜ-Seekabel 220 kV (Standard Ostsee)

Der auf den Offshore-Plattformen erzeugte Strom wird über ein angenommenes **33-kV-HDÜ-Seekabel** an einer Umspannplattform zusammengeführt und auf das Spannungsniveau von

220 kV transformiert. Aufgrund dessen wird als vierte zu betrachtende Variante ein **VPE-isoliertes HDÜ-Seekabel** mit einem Spannungsniveau von **220 kV** berücksichtigt.

Da die Drehstrom-Seekabel pro Kabel eine geringere Kapazität als die Gleichstromkabel aufweisen, wären bei gleicher Leistung mehr Seekabel als beim Standardkonzept Nordsee vorzusehen. Damit ist der spezifische Flächenverbrauch pro MW für die Kabelverlegung in der Ostsee höher als in der Nordsee.

Auf den Umspannplattformen sind Schaltfelder vorzusehen, um Windenergieanlage und Anbindungsleitung aneinander anzuschließen und die über den Leitungstransport entstandene Blindleistung zu kompensieren. Vorgaben zu den Schaltfeldern wurden im FEP 2019 vom BSH nicht getroffen (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2018b).

3.3.5 Übersicht der untersuchten Seekabelvarianten

Im Ergebnis wurden in diesem Unterkapitel die folgenden vier Technologien als Varianten ausgewählt und vorgestellt:

Tabelle 16: Untersuchte technologische Seekabelvarianten

Seekabelvarianten			
HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV (Standard Ostsee)	HGÜ-VPE-Seekabel ±320 kV (Standard Nordsee)	HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV	HDÜ- VPE-Seekabel 33 kV

3.4 Weitere Nebenanlagen

3.4.1 Umspannwerke

Ein Umspannwerk (siehe Abbildung 13) wird in jedem Drehstrom-Netz benötigt und dient dazu, Leitungsstränge zu verbinden und die Spannung von einem Niveau auf ein anderes Niveau zu transformieren. Ein Umspannwerk ist ein komplexes Bauwerk. Seine wesentlichen Teilanlagen sind der Leistungstransformator zur Transformierung der Spannung (siehe Abbildung 14) und die Schaltanlagen. Schaltanlagen sind notwendiger Bestandteil eines Umspannwerkes, sie können aber auch separate Nebenanlagen sein, die ohne die Notwendigkeit eines zugehörigen Transformators auftreten.

Abbildung 13: Umspannwerk mit Freiluftschaltanlage



Quelle: Bin im Garten, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:2012-08-08-fotoflug-bremen_erster_flug_0040.JPG

Abbildung 14: Dreiphasentransformator im Bau



Quelle: Faruku, Public Domain, Wikimedia Commons, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Leistungstrafo_Wicklungen.jpg

3.4.2 Anlagen zur Blindleistungskompensation

Blindleistung ist der Anteil der Leistung, der keine Arbeit verrichtet. Sie wird für den ständigen Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder bei Wechselspannung benötigt,

belastet die Leitungen und die Betriebsmittel und verursacht Verluste (Oswald, Forum Netzintegration 2009). Der Blindleistungsbedarf muss größtenteils lokal durch eine entsprechende Installation von Blindleistungskompensationsanlagen in den Umrichterstationen gedeckt werden. Gängige Anlagen zur Blindleistungskompensation sind Kondensatorbatterien (siehe Abbildung 15) und Drosselspulen. (siehe Abbildung 16).

Abbildung 15: Kondensatorbatterie



Quelle: Philippe Mertens, Public Domain, Wikimedia Commons

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Condensor_bank_150kV_-_75MVAR.jpg

Abbildung 16: Drosselspule



Quelle: Mario Sedlak, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons,
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Drosselspule_im_Umspannwerk_Bisamberg.jpg

3.5 Fazit: Übersicht über den aktuellen Stand der Technik der untersuchten Varianten

Kapitel 3 dieser Studie hat einen Überblick über die verschiedenen technischen Alternativen gegeben, die für das heutige und zukünftige Höchstspannungsnetz Deutschlands relevant sind. Im Bereich der Seekabel wurde die Beschränkung auf das Höchstspannungsnetz aufgehoben, um die aktuell vom BSH zu entwickelnden Anbindungskonzepte von Offshore-Windenergieanlagen in ihrer Gesamtheit ökologisch bewerten zu können.

Eine Übersicht über die vorgeschlagenen und in Betracht gezogenen technologischen Varianten sowie deren aktuellen Entwicklungsstand in Deutschland zeigt Tabelle 17. Ein Feld ist rot gekennzeichnet, wenn noch keine Marktreife vorliegt. Grün ist ein Feld, wenn der Entwicklungsstand von mehreren Akteuren erreicht wurde. Ein Feld ist orange, wenn der Entwicklungsstand zwar von einem Akteur erreicht wurde, sich andere Akteure aber definitiv noch in früheren Entwicklungsstadien befinden.

Tabelle 17: Entwicklungsstand der untersuchten Varianten im Jahr 2021

	kommerziell in Betrieb	Pilotprojekte in Betrieb	Pilotprojekt wird gebaut	in Entwicklung	eher ruhend
HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast	grün	grün	grün	grün	grün
HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Vollwandmast	orange	orange	grün	grün	grün
HGÜ-FL ± 525 kV, auf	rot	rot	orange	grün	grün

	kommerziell in Betrieb	Pilotprojekte in Betrieb	Pilotprojekt wird gebaut	in Entwicklung	eher ruhend
380 kV-HDÜ-Stahlgittermast					
HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast	grün	grün	grün	grün	grün
HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV	grün	grün	grün	grün	grün
HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV (VSC)	grün	grün	grün	grün	grün
HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC)	rot	rot	orange	grün	grün
HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV	grün	grün	grün	grün	grün
HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV	grün	grün	grün	grün	grün
HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV	grün	grün	grün	grün	grün
HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV	grün	grün	grün	grün	grün

4 Ökobilanzierung

4.1 Allgemein

Eine Ökobilanz (engl. Life cycle assessment, LCA) wird angewandt, um mess- und skalierbare Umweltauswirkungen verschiedener Systeme, die den gleichen Nutzen erfüllen, miteinander zu vergleichen. Im einfachsten Fall handelt es sich bei den zu vergleichenden Systemen um denselben Untersuchungsgegenstand, der sich ausschließlich in der Wahl eines Einsatzstoffes von dem anderen unterscheidet, z. B. Beton- anstelle von Stahlfundamenten. In einem komplexeren Fall verlangt die Wahl eines alternativen Systems auch Anpassungen bei der Wahl und der Anzahl der damit zusammenhängenden Nebenanlagen, z. B. unterscheiden sich die Nebenanlagen von Drehstromfreileitungen und Gleichstromkabeln grundsätzlich.

Um die Umweltauswirkungen beider Bauteile dennoch miteinander vergleichen zu können, gibt es in den Normen ISO 14040:2021-02 Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen sowie ISO 14044:2021-02 Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen festgelegte Vorschriften, deren Einhaltung die Vergleichbarkeit der Ergebnisse einer LCA gewährleisten. Ein nach diesen Normen festzulegender Bestandteil einer Ökobilanz ist die Zieldefinition.

4.2 Zieldefinition der Ökobilanz

Die Festlegung des Ziels einer Ökobilanz beinhaltet die eindeutige Festlegung der beabsichtigten Anwendung, die Darlegung der Gründe für die Durchführung der Studie, die Definition der angesprochenen Zielgruppe und eine Festlegung, ob die Ergebnisse in zur Veröffentlichung vorgesehenen vergleichenden Aussagen verwendet werden sollen (vgl. ISO 14044, Abschnitt 4.2.2).

In Deutschland besteht ein großer Netzausbaubedarf. Im Rahmen der bundesweiten Netzentwicklungsplanung werden Entscheidungen über die einzusetzenden Leitungstechniken getroffen. Die ökologische Bewertung des Einsatzes der diskutierten Technologien wurde bisher nicht systematisch im Sinne einer Lebenszyklusbetrachtung vorgenommen.

Ziel dieser Untersuchung und beabsichtigte Anwendung der LCA ist es entsprechend, politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern auf vorgelagerter, übergeordneter Ebene eine Studie an die Hand zu geben, die ihnen erlaubt, die untersuchten Umweltwirkungen stärker in die Diskussion und Ausgestaltungen einzubringen. Insbesondere werden politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern in die Lage versetzt, in ihre Handlungsempfehlungen entsprechende Ergebnisse einzubeziehen. Somit ist beabsichtigt, vergleichende Aussagen zu treffen und die Ergebnisse der Studie zu veröffentlichen. Damit ist gemäß Punkt 7.2 der ISO 14040 ein externes Prüfungsverfahren der LCA obligatorisch.

Das Ziel der Ökobilanz ist es, einen Beitrag zur Ermittlung der Umweltwirkungen der zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes (HöS-Netz) und der als Seekabel diskutierten Technologien zu ermitteln und die aus ökobilanziellen Gesichtspunkten vorteilhaften Technologien für definierte Anwendungsfälle zu identifizieren. Die für Deutschland in Gegenwart und Zukunft bedeutsamen Technologien werden betrachtet. Soweit möglich (das bedeutet, im Sinn von den Anwendungsfällen), sollen die verschiedenen Leitungstechniken miteinander verglichen werden.

Die Zielgruppe der zu erstellenden Ökobilanzen umfasst (neben dem Umweltbundesamt):

- Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger im Bereich der Umwelt-, Energie- und Netzinfrastrukturpolitik, z. B. BMUV und BMWK
- Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger der Netzbetreiber, der BNetzA und des BSH, die Einfluss auf die Technologieauswahl von Neubauprojekten nehmen
- Hersteller der diskutierten Technologien
- die interessierte Öffentlichkeit, insbesondere die Fachöffentlichkeit

Der Bericht ist zur Veröffentlichung vorgesehen.

4.3 Übersicht veröffentlichter Ökobilanzen zu Höchstspannungsleitungen

Im Rahmen einer Literaturrecherche zu publizierten Ökobilanzen zu Hoch- und Höchstspannungsleitungen wurden 20 Literaturquellen aus den Jahren 2010 bis 2018 zu Leitungssystemen außerhalb Deutschlands ausgewertet.

Die meisten der betrachteten Quellen haben speziell Übertragungsnetze als Schwerpunkt, einige konzentrieren sich auf Teile des Stromnetzes und zwei Publikationen haben im Rahmen eines Reviewpapers diverse andere LCAs ausgewertet (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: Überblick über die recherchierten Literaturquellen

Gesamte Anzahl der LCA-Literaturquellen	20
Davon	
Übertragungsnetze (inkl. Kabel & Freileitungen und Nebenanlagen)	14
Kabel und Freileitungen	1
Nebenanlagen	3
Review-Papers (Meta-LCAs)	2

Die jeweiligen geografischen Bezugsrahmen der LCA zeigt Tabelle 19.

Tabelle 19: Geografischer Bezug der recherchierten Literaturquellen

Gesamte Anzahl der LCA-Literaturquellen	20
Chile	1
Dänemark	1
Europa	4
Großbritannien	1
Island	1
Norwegen	4
Venezuela	2
Nicht zuordenbar	6

In den verschiedenen Literaturquellen haben sich vor allem folgende Parameter als besonders wichtig für die Umweltbewertung herausgestellt:

- Netzverluste
- Anteil des Recyclinganteils bei Aluminium, Stahl und Kupfer
- Frage des Recyclings oder des Verbleibs von Seekabeln im Meeresboden nach Nutzung
- Verluste an SF₆¹³
- Aufwand des Baus, vor allem bei Erdkabeln, kann von den geografischen und geologischen Bedingungen abhängen, z. B. Gestein, Geländeformen.

Eine ausführliche Aufstellung wichtiger Parameter und Ergebnisse in den untersuchten Literaturquellen findet sich in Anhang C.

4.4 Untersuchte Technikvarianten und betrachtende Szenarien

4.4.1 Technikvarianten

In der Analyse in Kapitel 3 wurden verschiedene technologische Varianten aus den Übertragungstechniken Freileitungen (vgl. 3.1.2), Erdkabel (vgl. 3.2.5) und Seekabel (vgl. 3.3.4) ausgewählt, deren Umweltauswirkungen mit der Methodik der Ökobilanzierung bewertet werden.

4.4.2 Anwendungsfälle

Stromübertragungstechnologien sind nicht beliebig austauschbar. Aufgrund dessen sollte bei einem Variantenvergleich der Stromübertragungstechnologien darauf geachtet werden, nur die miteinander substituierbaren Varianten einander gegenüberzustellen. Hierzu werden nachfolgend synthetische Anwendungsfälle eingeführt, die als repräsentativ für zukünftige Netzausbauvorhaben betrachtet werden. Für die jeweiligen Anwendungsfälle wird vorgestellt, welche Varianten im Rahmen einer LCA verglichen werden. Eine Übersicht über die einzelnen Anwendungsfälle ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Übersicht über die Anwendungsfälle

Anwendungsfall	Nr.	Varianten
Anwendungsfall „Langstreckenstromübertragung“: Neubau von 4 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von 500 km, HGÜ, Freileitung oder Erdkabel	1.1	500 km HGÜ-FL ±525kV, Stahlgittermast, 4 GW
	1.2	500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ±525 (VSC), 4 GW
Anwendungsfall „Vollwandmast“: Einsatz von Vollwandmasten auf 100 km Neubautrasse 3 GVA	2.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA
	2.2	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Vollwandmast, 3 GVA
Anwendungsfall „HTLS-Umbeseilung“: Upgrade von 100 km Bestandsleitung	3.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA, Neubau

¹³ Da gasisierte Schaltanlagen in Deutschland von geringer Relevanz auf Höchstspannungsebene sind, sondern Freiluftanlagen eingesetzt werden, wurden die gasisierten Anlagen nicht mit in die Ökobilanzuntersuchung mitaufgenommen, somit spielt SF₆ in den Ergebnissen keine Rolle.

Anwendungsfall	Nr.	Varianten
380 kV anstelle eines Neubaus in bestehender Trasse, 3 GVA	3.2	100 km HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast, 3 GVA, Umbeseilung
Anwendungsfall „Erdkabelvarianten“: Neubau von 2 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von 500 km	4.1	500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV (VSC), 2 GW
	4.2	500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2 GW
Anwendungsfall „Teilerdverkabelung“: 100 km 380-kV-Trassenneubau mit der Option auf 25 km AC-Erdverkabelung, 3 GVA	5.1	100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA
	5.2	Kombination: 80 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast + 20 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV (4 Kabelabschnitte), 3 GVA
Anwendungsfall „offene“ Bauweise vs. „geschlossene“ Bauweise	6.1	2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 100 km, in offener Bauweise verlegt
	6.2	2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 100 km, in geschlossener Bauweise verlegt
Anwendungsfall „Zusätzliche Leerrohrverlegung“: Neubau von 2 GW HGÜ-Erdkabel im Jahr 2020 und 2 GW im Jahr 2030 über eine Distanz von 500 km	7.1	2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2020 in offener Bauweise verlegt + 2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2030 in offener Bauweise verlegt, beides 500 km
	7.2	2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC) + Leerrohre, 2020 in offener Bauweise verlegt + Einziehen der Kabel für 2 GW HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC) in 2030, beides 500 km
Anwendungsfall „Gleichstrom in der Ostsee“: Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee	8.1	Konfiguration Gleichstrom: 6x 20 km HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV + 2x100 km HGÜ- VPE-Seekabel ± 320 kV + 1x3 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV, 900 MW
	8.2	Konfiguration Drehstrom: 16x5 km HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV + 2x90 km HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV 900 MW

4.5 Untersuchungsrahmen der Ökobilanz

4.5.1 Funktionelle Einheit

Bei einer vergleichenden Ökobilanz muss vor der Auswertung der Ergebnisse die Vergleichbarkeit der Systeme sichergestellt werden, was durch die entsprechende Festlegung des Untersuchungsrahmens und -designs sichergestellt wird. Ein Bestandteil davon ist die Festlegung einer Bezugsgröße, auf die die Input- und Output-Daten im mathematischen Sinn normiert werden. Diese wird als „funktionelle Einheit (FU)“ bezeichnet. ISO-Normen 14040/44 definiert die FU als quantifizierter Nutzen eines Produktsystems für die Verwendung als Vergleichseinheit

4.5.1.1 Allgemeine Beschreibung der funktionellen Einheit (FU)

Die Systeme in einer Ökobilanz müssen unter Anwendung derselben funktionellen Einheiten und äquivalenten methodischen Festlegungen, wie z. B. Leistung, Systemgrenze, Datenqualität, Allokationsverfahren, Kriterien zur Beurteilung von Inputs und Outputs sowie zur

Wirkungsabschätzung, verglichen werden. Hinsichtlich dieser Parameter müssen alle Unterschiede zwischen Systemen angegeben und im Bericht aufgeführt werden.

Bei der Wahl der funktionellen Einheit sind folgende Kriterien relevant:

- eindeutig definiert und messbar, vgl. ISO 14044, Abschnitt 4.2.3.2
- geeignet, um den Nutzen des Produktsystems zu quantifizieren.

Letzteres Kriterium zeigt, dass es nicht eine allgemein gültige funktionelle Einheit gibt, sondern dass die funktionelle Einheit hinsichtlich des Ziels und des Untersuchungsrahmens der Studie ausgewählt werden muss.

4.5.1.2 Funktionelle Einheiten aus der Literaturlauswertung

Im Rahmen dieser Studie wurde mithilfe der vorhandenen Literatur ein Überblick über die bereits betrachteten Ökobilanzen im Bereich der Stromnetze erstellt, der insbesondere auf die Zielsetzung der jeweiligen Studie und die Wahl der funktionellen Einheit fokussiert. Bezüglich der Zielstellung konnte eine relativ große Bandbreite festgestellt werden: Einige Studien fokussieren auf eine einzelne Komponente wie z. B. einen einzelnen Mast (LCEE 2011; Kjeld et. al. 2018) oder eine Schaltanlage (Jorge et. al 2012b), andere Studien hingegen bewerten das gesamte Höchstspannungsnetz eines Landes (Wang & Besséde 2015).

Die These, dass mit der Definition der Zielstellung die Wahl der FU einhergeht, konnte mithilfe der Literaturlauswertung nicht bestätigt werden. Trotz gleicher Zielstellung weichen die gewählten FU deutlich voneinander ab. In der Literatur wird am häufigsten eine FU gewählt, die an die Strommenge von 1 kWh geknüpft ist. Ebenfalls häufig findet sich eine an die Übertragungsleistung gebundene FU. Es gibt hingegen auch FU, die sich ausschließlich auf die Leitungskilometer beziehen, vgl. (Jorge et. al 2012a).

4.5.1.3 Definition der Funktionellen Einheit

Aufgrund der Zielsetzung, den Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern Informationen über die ökologischen Konsequenzen einer Technologieentscheidung im Bereich der HÖS-Leitungen bereitzustellen, wird folgende Definition der funktionellen Einheit ausgewählt:

- Neubau einer Übertragungsleistung von 1 GW auf einer Strecke von 1 km, die über einen Betrachtungszeitraum von 1 Jahr betrieben wird

Die Festlegung der FU hat sowohl in der Projektbegleitenden Arbeitsgruppe (PAG) als auch im Critical Review-Panel (CR) Diskussion ausgelöst, z. B. darüber, über wie viele Jahre der Betrachtungszeitraum gewählt werden sollte. Bei einem Kabel wird erwartet, dass es eine Nutzungsdauer von etwa 40 Jahren aufweist, eine Freileitung kann ggf. 80-100 Jahre genutzt werden. Bei Ökobilanzierungen nimmt die Wahl des Betrachtungszeitraums keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Die Umwelteinwirkungen des gesamten Lebenszyklus gehen anteilig zu der betrachteten Nutzungsdauer in die Ökobilanz ein. Wird ein Betrachtungszeitraum gewählt, der die Nutzungsdauer eines Bauteils übersteigt, so wird angenommen, dass eine baugleiche Reinvestition getroffen wird.

Die Annahmen über die hinterlegte Strommenge, die Neubauleistung, die Volllaststunden und die jeweils mögliche betrachtete Strecke sind separat und außerhalb der FU in den Referenzflüssen¹⁴ festzulegen.

Aus den folgenden Gründen entschied sich das Öko-Institut für die Übertragungsleistung als FU:

Die Einheit „Zubauleistung“ bzw. Übertragungskapazität einer Neubauleitung erscheint mit Blick auf das definierte Ziel der Studie intuitiver, da diese Studie eine Entscheidungsfindung bei Neubauvorhaben darstellen soll und Neubauvorhaben mit Blick auf Leistungsbedarfe geplant werden. Die Dimensionierung des Stromnetzes basiert zudem auf dem „worst case“, d. h. es wird für die Stunden mit den maximalen Belastungen ausgelegt. Damit ist die maximale Leistung und nicht die übertragene Jahresarbeit die entscheidende Größe.

Die Annahme über die zukünftige Auslastung der Leitung spielt nur zur Berechnung der Verluste eine Rolle und kann so transparenter dargestellt und mithilfe von Sensitivitäten variiert werden.

Wird zukünftig eine Technologieentscheidung getroffen, so kann das Ergebnis der LCA ohne größere Umrechnung direkt auf die Neubauleistung angewendet werden, da dann nur in der Nutzungsphase bei der Berechnung der Energieverluste eine Annahme über die Auslastung getroffen werden muss. Nicht für jede Leitungsvariante muss notwendigerweise die gleiche typische Auslastung angenommen werden.

Für die FU wird eine Leitungslänge von 1 km betrachtet. Für die Ausgestaltung der Referenzflüsse wird angenommen, dass jede Technologie in einer sinnvollen Länge errichtet wird. Bei Drehstrom-Freileitungen werden somit ca. 100 km betrachtet, bei Drehstrom-Erdkabeln ca. 5 km, bei Gleichstrom-Leitungen ca. 500 km. Die ermittelten Werte werden dann durch die angenommene Leitungslänge geteilt, um sie auf die funktionelle Einheit zu bringen und miteinander vergleichen zu können.

Bei der Gestaltung der Variantenvergleiche muss darauf geachtet werden, welche Technologien sich tatsächlich substituieren lassen und welche Distanzen in dem Anwendungsfall zu betrachten wären.

Das Problem besteht, da die vorgeschlagenen Technologien in den Kategorien Freileitungen, Erdkabel und Seekabel innerhalb ihrer Kategorie zwar weitestgehend miteinander substituierbar sind, zwischen den Kategorien hingegen nur sehr eingeschränkt. Zusammenfassend ist hervorzuheben, dass Vergleiche über die Grenzen der Anwendungsfälle hinaus nicht valide sind, da deren Substituierbarkeit nicht gegeben ist.

4.5.2 Definition der Systemgrenze

Die Systemgrenze legt fest, welche Prozessmodule in der Ökobilanz enthalten sein müssen. Die Auswahl der Systemgrenze muss mit dem Ziel des Vorhabens übereinstimmen. Innerhalb der Systemgrenze werden die Höchstspannungsleitungen von der Rohstoffgewinnung über die Materialverarbeitung, die Produktion, Distribution, Installation / Verlegung, den Betrieb inkl. der Wartung, der Abfallbehandlung bzw. des Recyclings der Materialien bis zur endgültigen Beseitigung (d. h. „von der Wiege bis zur Bahre“) betrachtet.

Die Systemgrenze fällt mit dem Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Bestandteil des Untersuchungsgegenstands und innerhalb der Systemgrenze sind die Netzanschlusspunkte der Kraftwerke, d. h. der Ort, an dem die Verantwortungsübernahme des Netzbetreibers vom Kraftwerksbetreiber stattfindet.

¹⁴ Referenzfluss: Maß für die Outputs von Prozessen eines vorhandenen Produktsystems, die zur Erfüllung der Funktion, ausgedrückt durch die funktionelle Einheit, erforderlich sind

Außerhalb der Systemgrenze sind:

- ▶ die Stromleitungen vom Kraftwerk zum Netzverknüpfungspunkt
- ▶ die Stromleitungen innerhalb des Kraftwerkes.
- ▶ Ebenfalls sind die Interkonnektoren zu den benachbarten Netzen nicht Bestandteil des Systems, d. h. etwaige Konverterstationen sind der Übergabepunkt der Systemgrenze.

Um bei den Seekabeln die Unterschiede in den Standardkonzepten für Nord- und Ostsee vergleichen zu können, ist es hier notwendig, das gesamte Anbindungskonzept zu betrachten. Entsprechend wird die Systemgrenze für den Bereich der Seekabel auf die Anbindung der Offshore-Windenergieanlage ausgeweitet.

Bei Freileitungen sind Mast, Leiterseil, Erdseil, Isolatoren, der Bau des Fundaments und erforderliche Transporte in die Betrachtung miteinbezogen, die Leitungsverluste während des Betriebs, sowie Maschineneinsatz und Transporte beim Rückbau und Recycling bzw. Entsorgung der Materialien.

Bei Erdkabeln sind die Kabel, Muffen, die Verlegung, Transporte und Bettungsmaterial, die Leitungsverluste während des Betriebs sowie Maschineneinsatz und Transporte beim Rückbau und Recycling bzw. Entsorgung der Materialien miteinbezogen.

Bei Seekabeln sind Kabel, Muffen, die Verlegung, Transporte und Bettungsmaterial, Konverter und Umspannanlagen, die Leitungsverluste während des Betriebs sowie Maschineneinsatz und Transporte beim Rückbau und Recycling bzw. Entsorgung der Materialien miteinbezogen.

Für den hier angestrebten ökobilanziellen Vergleich verschiedener Technologien zur Stromübertragung darf davon ausgegangen werden, dass die Auswahl der Systemgrenze mit dem Ziel der Studie übereinstimmt.

4.5.3 Berücksichtigung von Nebenanlagen

Ausgangspunkt der LCA-Berechnungen ist, wie die Anwendungsfälle zeigen, ein individuell parametrisiertes Projekt. Die Nutzung von Anwendungsfällen soll gewährleisten, dass die so ermittelten Durchschnittswerte für die Komponenten pro MW und Trassenkilometer repräsentativ für die Technologie sind. Dennoch gibt es Nebenanlagen, die nicht sinnvoll auf einen Leitungskilometer heruntergebrochen werden können, da ihr Bau von individuellen Gegebenheiten vor Ort und nicht von einer technologischen Notwendigkeit abhängt. Für diese Nebenanlagen ist charakteristisch, dass ihre Anzahl eine hohe Varianz zum Mittelwert aufweist.

Konverter und Umspannanlagen (inkl. Transformatoren), sind in den Anwendungsfällen 1 bis 7 nicht Teil der Systemgrenze und wurden deshalb nicht mitbilanziert. In den Anwendungsfällen 8.1 und 8.2 wurden Umspannanlagen mitberücksichtigt, da hier innerhalb der Systemgrenzen eine Transformation zwischen verschiedenen Spannungsebenen stattfindet, in Anwendungsfall 8.1. wurden auch Konverter mitberücksichtigt, da hier zusätzlich den zu den verschiedenen Spannungsebenen auch eine Konversion von Drehstrom zu Gleichstrom (mittels Gleichrichtern) und wieder zu Drehstrom (mittels Wechselrichtern) in den Systemgrenzen mitenthalten ist.

Bei weiteren Nebenanlagen, die Teil der Systemgrenzen sind, hat sich nach einer ersten Abschätzung gezeigt, dass die Nebenanlagen von den Massenströmen und den Umweltwirkungen her, im Vergleich zu den Gesamtmassen der Leitungen, vernachlässigt werden können (bezogen auf Massen und auf die Umweltwirkungen jeweils < 1 %), deshalb sind sie nicht gesondert ausgewiesen worden. Auch bei den Verlusten sind die spezifischen Verluste

durch die Nebenanlagen deutlich geringer als die Unsicherheiten in den Gesamtverlusten, so dass auch die Verluste in diesen Nebenanlagen vernachlässigt wurden.

4.5.4 Modellierung der Stromverluste

4.5.4.1 Berechnung der Stromverluste in den Anwendungsfällen

Die Berechnung der Stromverluste (Leistungsverluste) im Zuge des Betriebs der jeweiligen Stromübertragungsvariante erfolgte unter Zuhilfenahme von spezifischen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (Stand 2022) anhand von Standardberechnungen für Verlustleistungen für die Stromübertragung separat für jeden Anwendungsfall. Je nach eingesetztem Leitungs- oder Kabeltyp sowie je nach Höhe der Übertragungsleistung des spezifischen Anwendungsfalles, wurden möglichst praxisnah die entsprechenden Verluste berechnet. Die Leistungsverluste hängen sehr stark von der Dimensionierung des jeweiligen Leiters und von dessen Belastung ab. Wie genau eine konkrete Leitung dimensioniert wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab. In dieser Studie wurden die Leitungen der jeweiligen Anwendungsfälle so dimensioniert, wie sie zurzeit in vergleichbaren Fällen – zumeist aufgrund ökonomischer Optimierung bezogen auf die Baukosten – tatsächlich dimensioniert werden. Die Ergebnisse beziehen sich somit immer auf diese Dimensionierungen der jeweiligen Leitungen und lassen keine Schlussfolgerungen auf die exakten Umweltwirkungen anderer möglicher Dimensionierungen zu. Im Allgemeinen sind die Verluste und damit die daraus resultierenden Umweltwirkungen allerdings geringer bei einer höheren Dimensionierung der Leiter.

In den Anwendungsfällen 1 bis 7 sind Konverter und Umspannanlagen (inkl. Transformatoren), nicht Teil der Systemgrenze, deshalb wurden die damit verbundenen Verluste nicht berücksichtigt. In den Anwendungsfällen 8.1 und 8.2 wurden Transformatoren mitberücksichtigt, da hier innerhalb der Systemgrenzen eine Transformation zwischen verschiedenen Spannungsebenen stattfindet, in Anwendungsfall 8.1. wurden auch Konverter mitberücksichtigt, da hier zusätzlich den zu den verschiedenen Spannungsebenen auch eine Konversion von Drehstrom zu Gleichstrom und wieder zu Drehstrom in den Systemgrenzen mitenthalten ist.

Im Folgenden werden die Berechnungen für die jeweiligen Anwendungsfälle detailliert aufgezeigt.

Anwendungsfall 1.1:

Für die Berechnung der Leistungsverluste im Anwendungsfall 1.1 (500 km HGÜ-FL ± 525 kV, Stahlgittermast, 4 GW) wurde auf Literaturdaten und Experteneinschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. In Lübbert (2009) werden für sehr hohe Spannungen bei einer HGÜ-Übertragung auf 1000 km Freileitung circa 3 % Energieverluste angegeben. Für den Anwendungsfall 1.1 wurden daher 1,5 % Verluste über eine Strecke von 500 km angenommen. Insgesamt ist das Stromübertragungssystem auf eine Übertragungsleistung von 4 GW ausgelegt. Nach Verrechnung der prozentualen Verluste von 1,5 % sowie der Übertragungsleistung von 4 GW beträgt die Verlustleistung 0,06 GW / 500 km. Bei einer Betriebsstundenzahl pro Jahr von 8760 h ergibt sich eine Verlustenergie von 1,051 GWh / km*a. In der Literatur wurde keine Angabe zum Lastprofil gemacht. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde ein Wert von 1,136 GWh / km*a genannt (Stand 2022). Aufgrund einer konservativen Herangehensweise wurde im Zuge der Studie mit dem Wert 1,136 GWh / km*a gerechnet.

Anwendungsfall 1.2:

Für den Anwendungsfall 1.2 (500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 4 GW) wurde davon ausgegangen, dass die DC-Leitung 50 % der Betriebszeit mit einer Auslastung von 50 % betrieben wird und die anderen 50 % der Betriebszeit mit 100 % Auslastung. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung von 75 %.

Für die Berechnung der Kabelverluste (+/- 525 kV) wurde auf folgende Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (Stand 2022) zurückgegriffen:

- Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung: 7,5 W/m Kabel
- Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung: 30 W/m Kabel
- Anzahl der Kabel bei einer Übertragungsleistung von 2 GW: 2
- Anzahl der Kabel bei einer Übertragungsleistung von 4 GW: 4
- Stunden im Jahr: 8760 h / a
- Strecke: 500 km

Für beide Auslastungsvarianten (50 % und 100 %) werden die Energieverluste berechnet. Dies erfolgt anhand folgender Formel:

Leitungsverluste [Wh / a] = Kabelverluste entsprechend der Auslastung [W / m Kabel] x Anzahl der Kabel entsprechend der Übertragungsleistung x Jahresstunden x Strecke des Kabelsystems

Nach Anwendung der Formel ergeben sich folgende Verluste für die Erdkabelvarianten bei einer Übertragungskapazität von 4 GW:

- 50 % Auslastung: 131,4 GWh / a
- 100 % Auslastung: 525,6 GWh / a

Um für den konkreten Anwendungsfall die Verluste über das gesamte Jahr zu berücksichtigen, erfolgt die Bildung des Mittelwertes aus beiden Auslastungen. Dies entspricht einem elektrischen Energieverlust von 328,5 GWh / a bzw. einem Leitungsverlust von 0,657 GWh / km*a. Zu beachten ist hier, dass dieser Verlust nur bei der angesetzten Auslastung von 50 % Auslastung bzw. 100 % Auslastung über jeweils 4380 h / a zutrifft. Eine durchschnittliche Auslastung von 75 % über das gesamte Jahr würde aufgrund des quadratischen Anstiegs der Verluste bezogen auf die Auslastung zu einem elektrischen Energieverlust von 295,65 GWh / a bzw. 0,5913 GWh / km*a führen.

Anwendungsfälle 2.1, 2.2, 3.1, 5.1:

Für die HDÜ-Freileitungen in den Anwendungsfällen 2.1 (100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA), 2.2 (100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Vollwandmast, 3 GVA), 3.1 (100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA, Neubau) und 5.1 (100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast, 3 GVA) wurden in Abstimmung mit den ÜNB unter Berücksichtigung der Jahresstunden und der Streckenlänge bei einem AC-Lastprofil von 60 % (Angabe der ÜNB) über 8760 h / a elektrische Energieverluste von 0,758 GWh / km *a zugrunde gelegt.

Anwendungsfälle 3.2:

Für die Verluste des Anwendungsfall 3.2 (100 km HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast, 3 GVA, Umbeseilung) wurden die berechneten elektrischen Energieverluste des Anwendungsfalls

3.1 herangezogen und verdoppelt. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass das HTL-Seil im betrachtenden Anwendungsfall doppelt so hohe Verluste wie ein konventionelles Leiterseil verursacht.

Anwendungsfall 4.1:

Für den Anwendungsfall 4.1 (500 km HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 320 kV (VSC), 2 GW) wurde davon ausgegangen, dass das Kabel 50 % der Betriebszeit mit einer Auslastung von 50 % betrieben wird und die anderen 50 % der Betriebszeit mit 100 % Auslastung. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung von 75 %.

Für die Berechnung der Kabelverluste (+/- 320 kV HGÜ-VPE Erdkabel) wurde auf folgende Angaben zurückgegriffen (Stand 2022):

- ▶ Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 7 W/m Kabelsystem
- ▶ Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 28 W/m Kabelsystem
- ▶ Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 2 GW: 4
- ▶ Stunden im Jahr: 8760 h / a
- ▶ Strecke: 500 km

Für beide Auslastungsvarianten (50 % und 100 %) werden die Energieverluste berechnet. Dies erfolgt anhand folgender Formel:

Leitungsverluste [Wh / a] = Kabelverluste entsprechend der Auslastung [W / m Kabel] x Anzahl der Kabel entsprechend der Übertragungsleistung x Jahresstunden x Strecke des Kabelsystems

Nach Anwendung der Formel ergeben sich folgende Verluste für die Erdkabelvarianten:

- ▶ 50 % Auslastung: 122,6 GWh / a
- ▶ 100 % Auslastung: 490,6 GWh / a

Um für den konkreten Anwendungsfall die Verluste über das gesamte Jahr zu berücksichtigen, erfolgt die Bildung des Mittelwertes aus beiden Auslastungen. Dies entspricht einem elektrischen Energieverlust von 306,6 GWh / a bzw. einem Leitungsverlust von 0,613 / km*a. Auch hier ist zu beachten, dass dieser Verlust nur bei der angesetzten Auslastung von 50 % Auslastung bzw. 100 % Auslastung über jeweils 4380 h / a und nicht bei einer durchschnittlichen Auslastung von 75 % über das ganze Jahr zutrifft.

Anwendungsfälle 4.2, 6.1, 6.2, 7.1, 7.2:

Für die Anwendungsfälle 4.2 (500 km HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 2 GW), 6.1 (2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 100 km, in offener Bauweise verlegt), 6.2 (2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 100 km, in geschlossener Bauweise verlegt), 7.1 (2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 2020 in offener Bauweise verlegt + 2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC), 2030 in offener Bauweise verlegt, beides 500 km), 7.2 (2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC) + Leerrohre, 2020 in offener Bauweise verlegt + Einziehen der Kabel für 2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel $\pm$ 525 kV (VSC) in 2030, beides 500 km) wurde davon ausgegangen, dass die Kabel 50 % der Betriebszeit mit einer Auslastung von 50 % betrieben wird und die anderen 50 % der Betriebszeit mit 100 % Auslastung. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung von 75 %.

Für die Berechnung der Kabelverluste (+/- 525 kV) wurde auf folgende Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (Stand 2022) zurückgegriffen:

- ▶ Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 7,5 W/m Kabelsystem
- ▶ Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 30 W/m Kabelsystem
- ▶ Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 2 GW: 2
- ▶ Stunden im Jahr: 8760 h / a
- ▶ Strecke: 500 km

Für beide Auslastungsvarianten (50 % und 100 %) werden die Energieverluste berechnet. Dies erfolgt anhand folgender Formel:

Leitungsverluste [Wh / a] = Kabelverluste entsprechend der Auslastung [W / m Kabel] x Anzahl der Kabel entsprechend der Übertragungsleistung x Jahresstunden x Strecke des Kabelsystems

Nach Anwendung der Formel ergeben sich folgende Verluste für die Erdkabelvarianten:

- ▶ 50 % Auslastung: 65,7 GWh / a
- ▶ 100 % Auslastung: 262,8 GWh / a

Um für den konkreten Anwendungsfall die Verluste über das gesamte Jahr zu berücksichtigen, erfolgt die Bildung des Mittelwertes aus beiden Auslastungen. Dies entspricht einem elektrischen Energieverlust von 164,3 GWh / a bzw. einem Leitungsverlust von 0,329 GWh / km*a. Auch hier ist zu beachten, dass dieser Verlust nur bei der angesetzten Auslastung von 50 % Auslastung bzw. 100 % Auslastung über jeweils 4380 h / a und nicht bei einer durchschnittlichen Auslastung von 75 % über das ganze Jahr zutrifft.

Anwendungsfall 5.2:

Für die Berechnung der Verluste des Anwendungsfalls 5.2 (Kombination: 80 km HDÜ-FL 380 kV Al/St (HSL), Stahlgittermast + 20 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV (4 Kabelabschnitte), 3 GVA) wurde für den Freileitungsteil auf die Verlustrechnung des Anwendungsfalls 2.1 zurückgegriffen, 0,758 GWh / km*a, für die Erdverkabelung wurde mit 0,502 GWh / km*a die Kabelabschnitte (Angabe der ÜNB, Stand 2022) gerechnet. Unter Berücksichtigung der prozentualen Streckenanteile des Freileitungs- und Kabelsystems von jeweils 80 % und 20 % ergibt sich ein gemittelter elektrischer Energieverlust von 0,707 GWh / km*a für das System der Teilerdverkabelung in Anwendungsfall 5.2.

Anwendungsfall 8.1:

Für die Berechnung des HGÜ-Seekabelsystems (Konfiguration Gleichstrom: 6x 20 km HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV + 2x 100 km HGÜ- VPE-Seekabel ±320 kV + 1x 3 km HDÜ- VPE-Erdkabel 380 kV, 900 MW) wurde auf folgende Angaben der ÜNB (Stand 2022) zurückgegriffen:

HDÜ-VPE Seekabel 66 kV

- ▶ Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 40 W/m Kabelsystem
- ▶ Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 120 W/m Kabelsystem
- ▶ Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 0,9 GW: 6

- Strecke: 20 km

HGÜ-VPE Seekabel 320 kV

- Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 23 W/m Kabelsystem
- Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 80 W/m Kabelsystem
- Anzahl der Kabel bei einer Übertragungsleistung von 0,9 GW: 2
- Strecke: 100 km

HDÜ-VPE Erdkabel 380 kV

- Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 0,9 GW: 1
- Strecke: 3 km
- AC/DC-Lastprofil: 60 %
- Stunden im Jahr: 8760 h / a
- Strecke gesamt: 123 km

Für beide Auslastungsvarianten der Seekabel (50 % und 100 %) werden die Energieverluste berechnet. Dies erfolgt anhand folgender Formel:

Übertragungsverluste [Wh / a] = Verluste elektrischer Energie der Seekabel entsprechend der Auslastung [W / m Kabel] x Anzahl der Kabel entsprechend der Übertragungsleistung x Jahresstunden x Strecke des Seekabelabschnitts

Nach Anwendung der Formel und Einbezug des angesetzten Gesamt-Lastprofils von 60 % ergeben sich folgende Verluste für die jeweiligen Seekabelvarianten:

- 66 kV Seekabel: 3027,5 MWh / km*a
- 320 kV Seekabel: 504,6 MWh / km*a

Für das 380 kV HDÜ-Erdkabel liegen die elektrischen Energieverluste bei einer 60 % Auslastung im Zuge des Betriebs nach Angaben der ÜNB (Stand 2022) bei 334,3 MWh / km*a.

Unter Berücksichtigung der Streckenanteile der einzelnen Kabel, welche wie folgt sind:

- Seekabel 66 kV: 16,3 % der Gesamtleitungslänge
- Seekabel 320 kV: 81,3 % der Gesamtleitungslänge
- Erdkabel 380 kV: 2,4 % der Gesamtleitungslänge

ergibt sich ein elektrischer Energieverlust im Zuge des Betriebs des betrachteten Systems in Anwendungsfall 8.1. von 911,7 MWh / km*a zzgl. Transformatorverlusten und Konverterverlusten.

Anwendungsfall 8.2:

Für die Berechnung des HDÜ-Seekabelsystems (Konfiguration Drehstrom: 16x5 km MDÜ-VPE-Seekabel 33 kV + 2x90 km HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV 900 MW) wurde auf folgende Annahmen zurückgegriffen (Stand 2022):

MDÜ-VPE Seekabel 33 kV

- ▶ Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 50 W/m Kabelsystem
- ▶ Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 200 W/m Kabelsystem
- ▶ Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 0,9 GW: 16
- ▶ Strecke: 5 km

HDÜ-VPE Seekabel 220 kV

- ▶ Verluste bei einer potenziellen 50 % Auslastung über das ganze Jahr: 30 W/m Kabelsystem
- ▶ Verluste bei einer potenziellen 100 % Auslastung über das ganze Jahr: 120 W/m Kabelsystem
- ▶ Anzahl der Kabelsysteme bei einer Übertragungsleistung von 0,9 GW: 2
- ▶ Strecke: 90 km
- ▶ AC-Lastprofil: 60 %
- ▶ Stunden im Jahr: 8760 h / a
- ▶ Strecke gesamt: 95 km

Für beide Auslastungsvarianten der Seekabel (50 % und 100 %) werden die Energieverluste berechnet. Dies erfolgt anhand folgender Formel:

Übertragungsverluste [Wh / km*a] = Verluste elektrischer Energie der Seekabel entsprechend der Auslastung [W / m Kabel] x Anzahl der Kabel entsprechend der Übertragungsleistung x Jahresstunden x Strecke des Seekabelabschnitts

Nach Anwendung der Formel und Einbezug des Lastprofils von 60 % ergeben sich folgende Verluste für die jeweiligen Seekabelvarianten:

- ▶ 33 kV Seekabel: 10091,5 MWh / km*a
- ▶ 220 kV Seekabel: 717 MWh / km*a

Unter Berücksichtigung der Streckenanteile der einzelnen Kabel, welche wie folgt sind:

- ▶ Seekabel 33 kV: 5,3 %
- ▶ Seekabel 220 kV: 94,7 %

ergibt sich ein elektrischer Energieverlust im Zuge des Betriebs des betrachteten Systems in Anwendungsfall 8.2 von 1210,1 MWh / km*a zzgl. Transformatorverlusten.

Transformator-Verluste

Die Transformatorverluste liegen nach Angaben der ÜNB (Stand 2024) bei 12.059 MWh/a pro Transformator.

Konverter-Verluste

Die Konverterverluste liegen nach Angaben der ÜNB (Stand 2024) bei ca. 1 % der Nennleistung pro Konverter.

4.5.4.2 Stromvorkette

Für die Bewertung der Stromverluste in den Leitungen wird ein aktualisierter Strommix verwendet, da die Strommix-Datensätze in ecoinvent zeitlich etwas verzögert aktualisiert werden. Der Strommix wurde analog zu den ecoinvent-Datensätzen mit veröffentlichten Zahlen des Fraunhofer ISE (2020) und Angaben der AG Energiebilanzen (2022) zum Strommix 2020 in Deutschland nachmodelliert (vgl. Tabelle 21).

Tabelle 21: Strommix 2020 nach Energieträger (Nettostromerzeugung)

Energieträger	Strommix 2020
Braunkohle	16,01 %
Erdgas	19,46 %
Wind Onshore	17,37 %
Kernenergie	11,54 %
Steinkohle	7,32 %
Solar	9,19 %
Biomasse	8,1 %
Wind Offshore	5,1 %
Laufwasser	3,21 %
Andere	nicht berücksichtigt
Nicht-erneuerbarer Abfall	1,02 %
Erneuerbarer Abfall	0,88 %
Mineralöl	0,78 %
Speicherwasser	nicht berücksichtigt
Geothermie	0,03 %
Kohlegas	0 %

Quelle: Fraunhofer ISE (2020) und AG Energiebilanzen (2022)

Die Energieträger, die in den veröffentlichten Zahlen des Fraunhofer ISE und der AG Energiebilanzen bzw. die in den zukunftsgerichteten Prognosen für den Strommix 2030 und 2040 nach Reppening et al. (2021) zu finden sind, müssen geeigneten Providern der ecoinvent Datenbank zugeordnet werden. Dazu wurden folgende Annahmen getroffen:

- „Andere“ – Die Kategorie Andere findet keine Berücksichtigung in der Strommixmodellierung.
- „Speicherwasser“ bzw. „Pumpspeicher“ – Speicherwasser/Pumpspeicher stellt eine Speichertechnologie und keinen Energieträger selbst dar und wird nicht in der Berechnung berücksichtigt.
- „Flüssige Biomasse“ – Der Energieträger findet keine Entsprechung in der ecoinvent Datenbank und wird fester Biomasse aufgeschlagen.

- ▶ „erneuerbarer und nicht erneuerbarer Abfall“ – hier wird keine Unterscheidung vorgenommen, da der entsprechende ecoinvent Prozess bereits eine Abfallzusammensetzung annimmt die sich aus „erneuerbaren“ und „nicht-erneuerbaren“ Anteilen zusammensetzt.
- ▶ Importe und Exporte werden nicht berücksichtigt.

Die geringe Abweichung von den Fraunhofer ISE Zahlen ist auf die im Zuge der Bilanzierung nicht berücksichtigten Kategorien „Andere“ und „Speicherwasser / Pumpspeicher“ zurückzuführen. Diese umfassen in Summe etwa 2,5 %.

4.5.5 Anforderungen an die Datenqualität

Zur Sicherstellung der für die Untersuchung erforderlichen Datenbasis müssen an die zugrunde gelegten Daten entsprechende Anforderungen gestellt werden. Generell sollen sowohl generische als auch spezifische Daten verwendet werden. Entsprechend der Leistungsbeschreibung werden für die im Fokus stehenden Prozesse primäre Daten von Herstellern bzw. Netzbetreibern verwendet und für die jeweiligen Vorketten generische Daten (z. B. Produktion von Aluminium). Solche Datensätze stammen im Allgemeinen aus der Literatur, verfügbaren Datenbanken (überwiegend ecoinvent v3.8) und Ermittlungen durch Experten. Darüber hinaus werden die generischen Datensätze grundsätzlich so ausgewählt, dass sie sowohl vom zeitlichen und räumlichen Bezug als auch vom bilanzierten Objekt, dem in dem zu untersuchenden System auftretenden möglichst nahekommen.

Bei den Anforderungen an die Datenqualität sollte nach ISO 14040/44 Folgendes berücksichtigt werden:

- ▶ der zeitbezogene Erfassungsbereich (das Alter der Daten und das kleinste Zeitintervall, über das die Daten gesammelt werden sollten)
 - Als zeitlicher Bezug für Primärdaten wird ein Produktionsjahr nicht älter als drei Jahre (entspricht Bezugsjahren 2018-2021) vorgeschlagen. Sofern für Sekundärdaten keine Daten mit den Bezugsjahren 2018-2021 verfügbar sind, wird darauf geachtet, dass die Datenmodule nicht älter als 10 Jahre sind.
- ▶ der geographische Erfassungsbereich (geographischer Bereich, aus dem Daten für Prozessmodule gesammelt werden sollten, um das Ziel der Studie zu erfüllen)
 - Die Daten beziehen sich grundsätzlich auf deutsche Rahmenbedingungen. Für die Leitungsherstellung werden länderspezifische Daten zugrunde gelegt, je nachdem, wo sich die Produktionsstandorte befinden.
- ▶ der technologische Erfassungsbereich (spezifische Technologie oder Technologiemix)
 - Die zu erhebenden Primärdaten für die Leitungsherstellung sollen den aktuellen Stand der Technik sowie die derzeitigen Rahmenbedingungen widerspiegeln. Die Sekundärdaten werden einem mittleren Stand der Technik entsprechen.

4.5.6 Allokation auf Prozessebene

Wenn bei einem Produktionsprozess neben dem zu untersuchenden Produkt weitere Koppelprodukte entstehen, müssen der Produktionsaufwand bzw. die Umweltlasten des Prozesses zwischen dem untersuchten Produkt und dem Koppelprodukt entsprechend definierten Regeln (Allokationsregel oder Allokationsverfahren) aufgeteilt werden. Ein

denkbares Beispiel der Allokation sind Freileitungen, bei denen am selben Mast sowohl Höchstspannungs- als auch Hochspannungsleitungen aufgehängt sind.

Aus der Literatur konnten wenig Informationen über die benötigten Allokationen und die gewählten Allokationsregeln entnommen werden. In dieser Studie wurde so vorgegangen, dass im Falle einer Zulässigkeit mehrerer alternativer Allokationsverfahren die Folgen des Abweichens von den ausgewählten Allokationsparametern in der Sensitivitätsanalyse untersucht werden.

Die LCA-Normen geben eine Hierarchie für eine mögliche Allokation vor, die auch in der vorliegenden Studie eingehalten wird.

- ▶ Vermeiden durch höheren Detaillierungsgrad
- ▶ Vermeiden durch Systemerweiterung
- ▶ Allokation nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten
- ▶ Allokation nach anderen Gesetzmäßigkeiten, z. B. ökonomisch

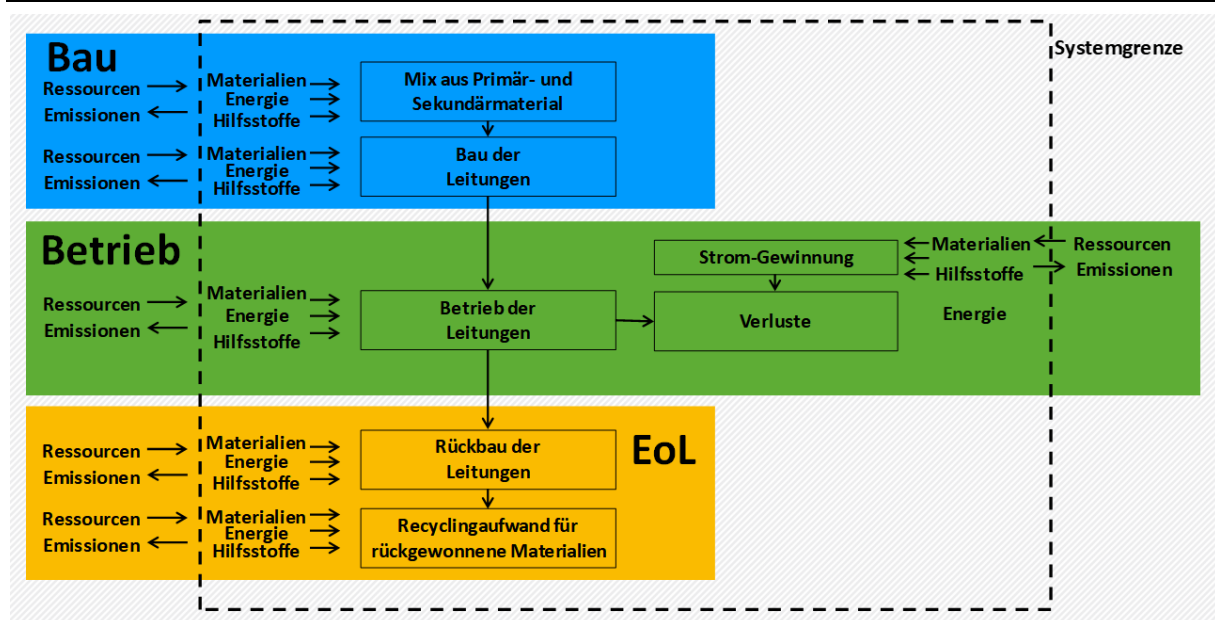
Die Literaturdaten bestehen z. B. aus von ecoinvent v3.8 übernommenen Datensätzen, für die in einigen Fällen bereits Allokationen vorgenommen worden sind. Soweit diese keinen maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis haben, werden sie im Endbericht nicht explizit aufgeführt und können der entsprechenden Dokumentation in ecoinvent v3.8 entnommen werden.

4.5.7 End-of-Life-Allokation

Das End-of-Life (EoL) der verwendeten Materialien wurde mit einer Variante des recycled content approach (cut-off) modelliert: Für alle Materialien wurde inputseitig ein Mix aus Primär- und Sekundärmaterialien angesetzt,¹⁵ am Ende des EoL werden hingegen keine Gutschriften für recycelte Materialien vergeben, sondern die Systemgrenzen werden nach dem Aufbereitungsprozess (Recycling) abgeschnitten. In den Ergebnissen des End-of-life sind somit nur die Wirkungen des Rückbaus der Leitungen und die Aufwendungen für den eigentlichen Recyclingprozess enthalten und keine Gutschriften. Dieser Ansatz wurde in dieser Studie gewählt, da das Recycling der in den Leitungen verbauten Materialien erst in einigen Jahrzehnten stattfindet und somit eine solide Bewertung, wie hoch die Gutschrift zum Zeitpunkt des Recyclings tatsächlich ausfällt, im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen werden konnte. Die Ergebnisse der Studie gelten somit nur unter diesem End-of-Life-Ansatz. Abbildung 17 zeigt die Systemgrenze der Ökobilanzierung mit der Abgrenzung der drei Abschnitte Bau, Betrieb und EoL.

¹⁵ Die Verhältnisse zwischen Primär- und Sekundärmaterialien ergeben sich aus den jeweiligen Datensätzen der Datenbank ecoinvent. Aus lizenzrechtlichen Gründen können diese verwendeten prozentualen Verhältnisse hier nicht aufgeführt werden. Sie sind deshalb der Dokumentation der jeweiligen ecoinvent-Datensätze zu entnehmen.

Abbildung 17: Überblick über die Systemgrenzen der Ökobilanzierung



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

4.5.8 Umweltauswirkungen

Im Zuge der Festlegung des Untersuchungsrahmens muss auch bereits bestimmt werden, welche Wirkungskategorien, Wirkungsindikatoren und Charakterisierungsmodelle in der Ökobilanz-Studie berücksichtigt werden.

Das Öko-Institut hat folgende Wirkungskategorien berücksichtigt¹⁶:

- ▶ Treibhauspotenzial
- ▶ Abiotischer Rohstoffverbrauch
- ▶ Versauerungspotenzial
- ▶ Süßwassereutrophierung
- ▶ Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial
- ▶ Humantoxizität - kanzerogene Folgen

Für alle Wirkungskategorien werden die Charakterisierungsfaktoren nach (ReCiPe2016_CFs_v1.1_20180117) verwendet (midpoint, hierarchist, with LT).

Die Berechnung des **Treibhauspotenzials (Global Warming Potential, GWP)** in Form von CO₂-Äquivalenten wird allgemein anerkannt. Mit dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) besteht zudem ein internationales Fachgremium, das sowohl die Methode als auch die entsprechenden Kennzahlen für klimawirksame Substanzen errechnet und fortschreibt. Bei der Berechnung von CO₂-Äquivalenten wird die Verweilzeit der Gase in der Troposphäre berücksichtigt; daher stellt sich die Frage, welcher Zeitraum der Klimamodellrechnung für die Zwecke der Ökobilanz verwendet werden soll. ISO TS 14067 (ISO 2013) legt die Modellierung auf der 100-Jahre-Basis fest. In der vorliegenden Studie werden die Charakterisierungsfaktoren

¹⁶ Hierbei werden raumbezogene Gegebenheiten nicht berücksichtigt. Diese werden projektbezogen im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVPs) untersucht.

nach (ReCiPe 2016) verwendet. Diese basieren auf den Charakterisierungsfaktoren nach (IPCC 2013). Aus Konsistenzgründen wurde auch hier für das GWP (ReCiPe 2016) und damit (IPCC 2013) verwendet, obwohl mit (IPCC 2021) für diese Wirkungskategorie eine aktualisierte Fassung vorliegt. Die Implementierung dieser aktualisierten Fassung in OpenLCA ist allerdings noch fehlerbehaftet.

Für den **Verbrauch an abiotischen Ressourcen mineralischen Typs** wurde für Ökobilanzen der Wirkungsparameter **Mineral Scarcity** entwickelt. In der vorliegenden Studie werden die Charakterisierungsfaktoren nach (ReCiPe 2016) verwendet.

Die **Eutrophierung** steht für eine Nährstoffzufuhr im Übermaß, sowohl für Gewässer als auch für Böden. Im vorliegenden Projektzusammenhang wird der Nährstoffeintrag über Luft und Wasser (bzw. Boden) betrachtet. Das **Eutrophierungspotenzial (Eutrophication Potential, EP)** von Nährstoffemissionen wird durch die Aggregation von Phosphat-Äquivalenten nach (ReCiPe 2016) ermittelt, hierbei wird in der vorliegenden Studie der Schwerpunkt auf das Süßwasser-Eutrophierungspotenzial gelegt.

Eine **Versauerung** kann ebenfalls sowohl bei terrestrischen als auch bei aquatischen Systemen eintreten. Verantwortlich sind die Emissionen säurebildender Stoffe. Die Berechnung erfolgt in Form von **Säurebildungspotenzialen (Versauerungspotenzial, Acidification Potential, AP)** mit den Charakterisierungsfaktoren nach (ReCiPe 2016).

Die Wirkungskategorie **Photooxidantien (Photochemical Ozone Creation Potential, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, POCP)** bildet die Entstehung von Sommersmog oder bodennahem Ozon ab. Ozon führt zu Wald- und Vegetationsschäden. In höheren Konzentrationen ist es humantoxisch (Reizung der Atmungsorgane, Asthma, Husten und Augenreizung) (Schmid 2006). Die Ozonbildung ist ein komplexer Prozess, bei dem den Kohlenwasserstoffen ein Ozonbildungspotenzial zugewiesen werden kann. Genaue Potenziale gelten nur für eine definierte Umgebung mit einer bestimmten Lichtintensität, einer bestimmten NO_x-Konzentration und definierten meteorologischen Bedingungen. In der Ökobilanzierung werden als Mittelwerte die Wirkfaktoren nach (ReCiPe 2016) angesetzt, die auf 1 kg Ethylen-Äquivalent bezogen werden.

Zur Charakterisierung von **humantoxischen Belastungen** steht das USEtox Modell der UNEP/SETAC Life Cycle Initiative (Rosenbaum et al. 2011, Rosenbaum et al. 2008, Hauschild et al. 2008) zur Verfügung. Dieses Modell wird in der vorliegenden Studie verwendet. Zum Vergleich wird auch Human carcinogenic toxicity nach (ReCiPe 2016) berechnet.

4.5.9 Methoden der Auswertung

Die Auswertung wird entsprechend der in ISO 14040/44 geforderten Bestandteilen durchgeführt. Diese umfasst:

- ▶ Identifizierung der signifikanten Parameter auf der Grundlage der Ergebnisse der Sachbilanz und Wirkungsabschätzungsphasen der Ökobilanz;
- ▶ eine Beurteilung, die die Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfungen berücksichtigt;
- ▶ Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen.

4.5.10 Einschränkungen und Verwendung

Die Sachbilanzdaten werden aus Konsistenzgründen primär aus der Datenbank ecoinvent v3.8 entnommen.

4.5.11 Art und Aufbau des Berichts

Die Art und der Aufbau des Berichts orientieren sich konsequent an den vier Phasen einer Ökobilanz (Zieldefinition, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung, Auswertung).

4.5.12 Methodische Grenzen der Ökobilanz

In der Ökobilanz können nicht alle Umweltauswirkungen berücksichtigt werden, sondern nur diejenigen, die quantifizierbar und skalierbar sind. Umweltwirkungen wie z. B. elektromagnetische Felder, Beeinträchtigungen des Lebensraums von Tieren oder Bodenqualität sind nicht vollständig quantifizierbar und skalierbar und können deswegen aus methodischen Gründen nicht in der LCA bewertet werden. Lärm hingegen kann im Rahmen einer Ökobilanz wegen fehlender Ursache-Wirkungsmodelle nicht abgeschätzt werden. Üblicherweise werden diese genannten Umweltauswirkungen stattdessen im Rahmen einer Umwelterträglichkeitsprüfung (UVP) bewertet, siehe hierzu die Umweltberichte der Bundesnetzagentur¹⁷. Da in der vorliegenden Studie keine konkreten Planungsobjekte untersucht, sondern nur bestimmte Technologien ohne konkreten Ortsbezug bewertet werden, können die Auswirkungen elektromagnetischer Felder nicht in die ökobilanzielle Bewertung miteinbezogen werden. Siehe hierzu z. B. Runge et al. (2012) und Beck et al. (2012).

Da die Anwendungsfälle ohne konkreten Ortsbezug gewählt und untersucht wurden, können auch keine Flächennutzungsänderungen bilanziert und bewertet werden.

4.5.13 Konformität und kritische Prüfung

Die vorliegende Ökobilanz wurde entsprechend den einschlägigen Vorgaben der ISO 14040/14044 durchgeführt. Da es sich um eine vergleichende Ökobilanz handelt, die zur Publikation vorgesehen ist, wurde wie in den Normen vorgesehen, eine kritische Prüfung durch ein Panel aus drei unabhängigen Gutachtern durchgeführt. Das Review-Panel bestand aus Dr.-Ing. Andreas Ciroth (GreenDelta GmbH, Berlin, Panel Vorsitz), Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann (Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover) und Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann (Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, TU Ilmenau), die auf einschlägige und umfassende Kenntnisse und Erfahrungen in den methodischen Anforderungen an Ökobilanzen bzw. in Modellierung und Bewertung von Stromübertragungssystemen verweisen können. Die Prüfung erfolgte gemäß Abschnitt 6.2 der ISO 14044 begleitend zur Studie. Das die Prüfaussage enthaltende Gutachten ist im Anhang des Berichtes aufgenommen.

4.6 Sachbilanz

Ziel der Sachbilanz ist die Erfassung aller notwendigen Daten für die Quantifizierungen der relevanten Input- und Outputströme der zu betrachteten Produktsysteme.

Die **Sachbilanz** umfasst Datenerhebungen und Berechnungsverfahren zur Quantifizierung relevanter Input- und Outputströme. Die Sachbilanz (EN DIN ISO 14040, Abschnitt 5.3) stellt nach einschlägigen Erfahrungen in der Erstellung von Ökobilanzen den mit Abstand arbeitsintensivsten Schritt in dem vierstufigen Ablauf einer Ökobilanz dar. Wie in der Norm ausgeführt, ist die Erstellung der Sachbilanz ein iterativer Prozess, da während der Datensammlung und näheren Untersuchung des Systems neue Datenanforderungen oder auch Einschränkungen erkannt werden, die entsprechend adressiert und mit den Beteiligten abgestimmt werden müssen. Im Folgenden wird die Vorgehensweise differenziert nach Primärdaten und Sekundärdaten beschrieben.

¹⁷ <https://www.netzausbau.de/Wissen/Ausbaubedarf/Umweltbericht/de.html>

Eine kritische Prüfung und ggf. gezielte Anpassung dieser Daten wird durch Projekttreffen und PAG-Sitzungen sowie das Review-Panel ermöglicht.

4.6.1 Primärdaten

Die Herstellung der Leitungen, der Bau der Freileitungen bzw. die Legung der Kabel sowie der Betrieb und Rückbau der Freileitungen und Kabel sollten in diesem Projekt auf Primärdaten der Industrie basieren. Anhand von Fragebögen wurden diese Daten erhoben. Die Datenerhebung umfasst alle Energie-, Rohstoff-, Betriebsstoff- und sonstige physikalische Inputs in die betreffenden Recycling- und Primärsysteme, alle wesentlichen Produkte, Koppelprodukte und Abfälle, Emissionen in Luft, Einleitungen in Wasser sowie weitere Umweltaspekte. Die Fragebögen sind im Anhang B aufgeführt. Da nicht zu allen Prozessschritten Primärdaten aus der Industrie erhoben werden konnten, wurden zusätzliche Literaturrecherchen durchgeführt, um die Datenlücken zu schließen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die vorliegenden Daten.

Tabelle 22: Übersicht über die Daten

Art der Daten	vorliegende Daten
Herstellung der Komponenten der Freileitungen	Daten zu den Materialien: Primärdaten Energieverbräuche und Emissionen beim Herstellungsprozess der Leitungen: Primärdaten, ergänzt mit einzelnen Literaturdaten Daten zu den Materialvorketten: ecoinvent
Bau der Freileitungen bzw. Verlegung der Kabel	Primärdaten, ergänzt mit einzelnen Literaturdaten
Betrieb der Freileitungen bzw. der Kabel	Primärdaten
Rückbau der Freileitungen bzw. der Kabel	Primärdaten

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Folgende Herstellerkataloge wurden für die Zusammenstellung der Primärdaten zu Rate gezogen:

- ▶ alfanar: High Voltage Power Cables
- ▶ BDK GmbH
- ▶ Bahra Cables Company: High Voltage Power Cables
- ▶ Helukabel: Auswahltabellen für Energie- & Starkstromkabel
- ▶ Helukabel: Electrical characteristics of XLPE-insulated Medium Voltage Power Cables,
- ▶ highvolt.de: High Voltage Cable & Connectors
- ▶ highvolt.de: Programmable Power Supplies
- ▶ Nexans: 60-500 kV High Voltage. Underground Power Cables
- ▶ Nexans: High Voltage Cables for Power Transmission
- ▶ Nexans: Submarine Power Cables

- ▶ Nexans Olex: High Voltage
- ▶ nkt cables: Hoch- und Höchstspannungs-Kabelanlagen
- ▶ nkt cables: High Voltage Cable Systems
- ▶ Phelps Dodge International Limited: High - Extra High Voltage Power Cables
- ▶ Südkabel: Garnituren für VPE-Isolierte Hoch- und Höchstspannungskabel
- ▶ Südkabel: VPE-Hoch- und Höchstspannungskabelsysteme
- ▶ Südkabel: VPE-isolierte Kabel und Systeme für Hoch- und Höchstspannung
- ▶ Südkabel: VPE-Kabelsysteme für Hoch- und Höchstspannung
- ▶ TF Kable: HighVoltageXPLe Cables 87/150 - 161(170) kV
- ▶ Westfälische Drahtindustrie GmbH (WDI)
- ▶ Witthinrich: Stahlseile ACSR

4.6.2 Sekundärdaten

Neben den Herstellerkatalogen wurden folgende Literaturquellen zur Datenrecherche herangezogen: Arvesen et al. 2014, Arvesen et.al 2015, Gargiulo et al. 2017, Harrison et al. 2010, Hauan 2014, Hrólfsdóttir et. al 2014, Jorge et. al 2012a, Jorge et. al 2012b, Jorge & Hertwich 2014, Jorge & Hertwich 2013, Kieffel et. al 2014, Kim & Holme 2015, Kjeld et. al .2018, LCEE 2011, Nagarsheth & Singh 2014, Nes 2012, Nimpa et al. 2017, Turconi 2014, Valheim 2016, Wang 2011, Wang & Besséde 2015. Aus diesen Literaturquellen werden insbesondere ergänzende Daten zu den Energieverbräuchen und Emissionen bei der Herstellung und beim Bau der Stromleitungen verwendet, aber auch die darin enthaltenen Informationen zu Materialien mit den Daten aus den Herstellerkatalogen und den Angaben der ÜNB angeglichen.

Das Öko-Institut benutzte die Version 3.8 von ecoinvent (Ausgabe September 2021), die eine der anerkannten Datenbanken für die Erstellung von Ökobilanzen ist. Für die Bilanzierung von allgemeinen Materialvorketten (bspw. Rohstoffentnahme und Verarbeitung der Metalle oder der Kunststoffe) werden Datensätze aus der Ökobilanzdatenbank ecoinvent 3.8 zugrunde gelegt werden. Diese werden in diesem Arbeitsschritt entsprechend der im vorangegangenen Arbeitsschritt erhobenen Primärdaten unter Berücksichtigung der technischen Zusammenhänge und Sachverhalte zugeordnet und anhand der Software in das Bilanzierungsmodell eingestellt.

4.6.3 Bewertung der Datenlage

Für eine Ökobilanz sind im Wesentlichen die Materialmengen und die Energieverbräuche relevant, diese liegen aus den Angaben der ÜNB bzw. aus den aufgeführten weiteren Quellen vor, dazu direkt auftretende Emissionen, die aus den aufgeführten Literaturquellen abgeschätzt werden. In den Fragebögen sind viele weitere Fragen aufgeführt, die nicht relevant für die Frage sind, ob die Datenbasis ausreichend ist. Die Daten wurden durch das Öko-Institut noch einmal mit Literaturdaten etc. auf Plausibilität geprüft.

Mit den vorliegenden Primär- und Sekundärdaten ist eine ausreichende Datenbasis für die Durchführung der Ökobilanz vorhanden. Im nächsten Arbeitsschritt wurden diese Daten in das Ökobilanz-Softwaretool (openLCA) zur Weiterverarbeitung eingespeist. Die letztendliche Auswahl der Daten für das Modell ist bereits Teil der Modellierung, hierzu waren weitere

Diskussionen mit den ÜNB notwendig. Die Durchführung einer Ökobilanz ist ein iterativer Prozess, der sich in der Regel bis zur Berechnung der finalen Ergebnisse hinzieht.

4.7 Ergebnisse der Wirkungsabschätzung

In diesem Abschnitt werden für die acht Anwendungsfälle (AW) die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorien **Treibhauspotenzial, Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, Ressourcenverbrauch, Eutrophierungspotenzial, Versauerungspotenzial und Humantoxizität** anhand der drei betrachteten Lebenswegabschnitte Bau, Betrieb und End of Life dargestellt. Ergebnisse zu weiteren Wirkungskategorien finden sich in den Tabellen in Anhang B.

In den meisten Ergebnissen dominieren die Umweltwirkungen aus dem Betrieb. Hierbei handelt es sich fast ausschließlich um Umweltwirkungen, die aus den Leitungsverlusten resultieren, genauer gesagt aus den Vorketten der Stromerzeugung zur Deckung der Verluste. Auch bei den Umweltwirkungen der Bauphase sind es überwiegend die Vorketten, hier die Herstellung der für den Bau der Leitungen verwendeten Materialien, insbesondere die Herstellung der Metalle Kupfer, Aluminium und Stahl.

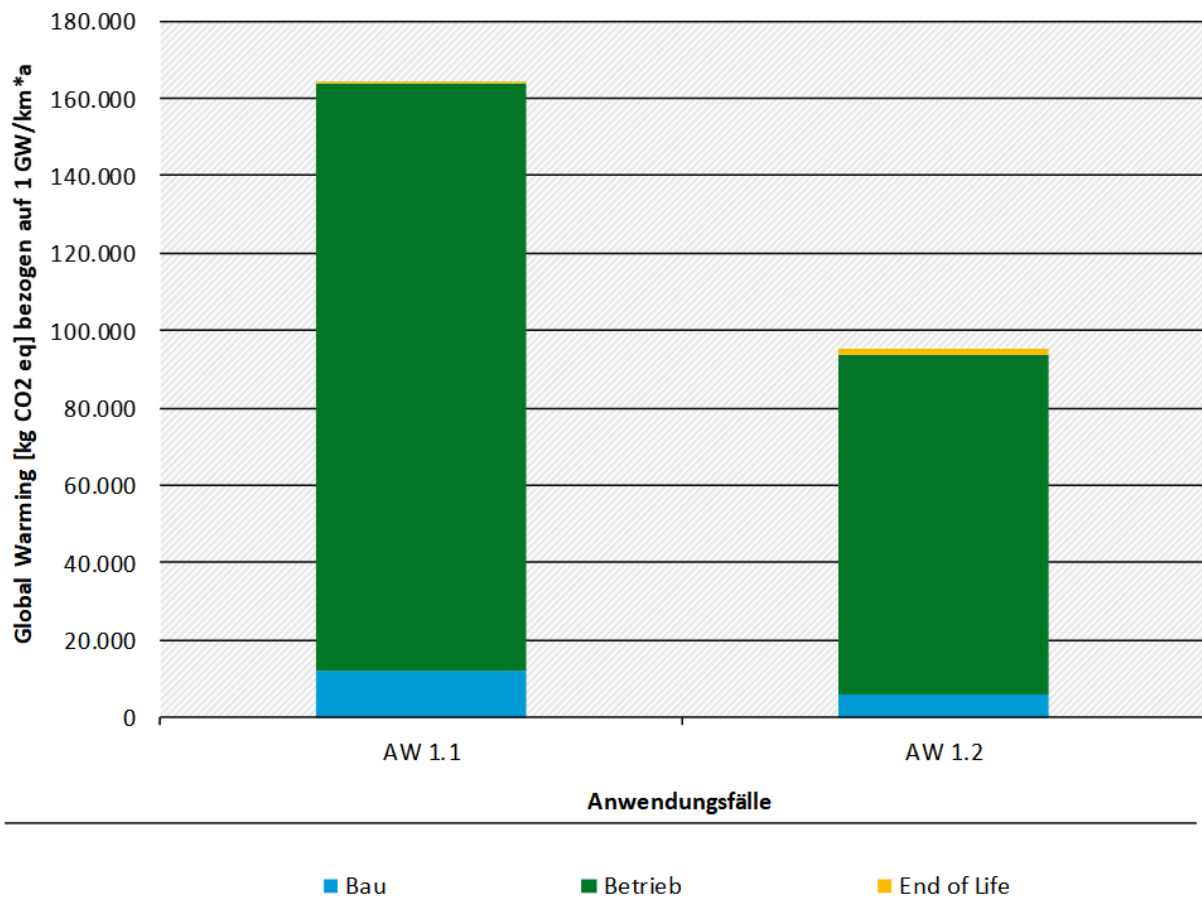
4.7.1 Anwendungsfall 1 „Langstreckenstromübertragung“

Im Anwendungsfall 1 erfolgt die Betrachtung einer Langstreckenstromübertragung mittels Freileitung (AW 1.1) sowie mittels Erdkabelauführung (AW 1.2). Verglichen werden jeweils der Neubau eines HGÜ-Systems (± 525 kV) mit einer Übertragungsleistung von 2 GW und einer Distanz von 500 km.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 1 findet sich in Tabelle 42 in Anhang B.

In Abbildung 18 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 18: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

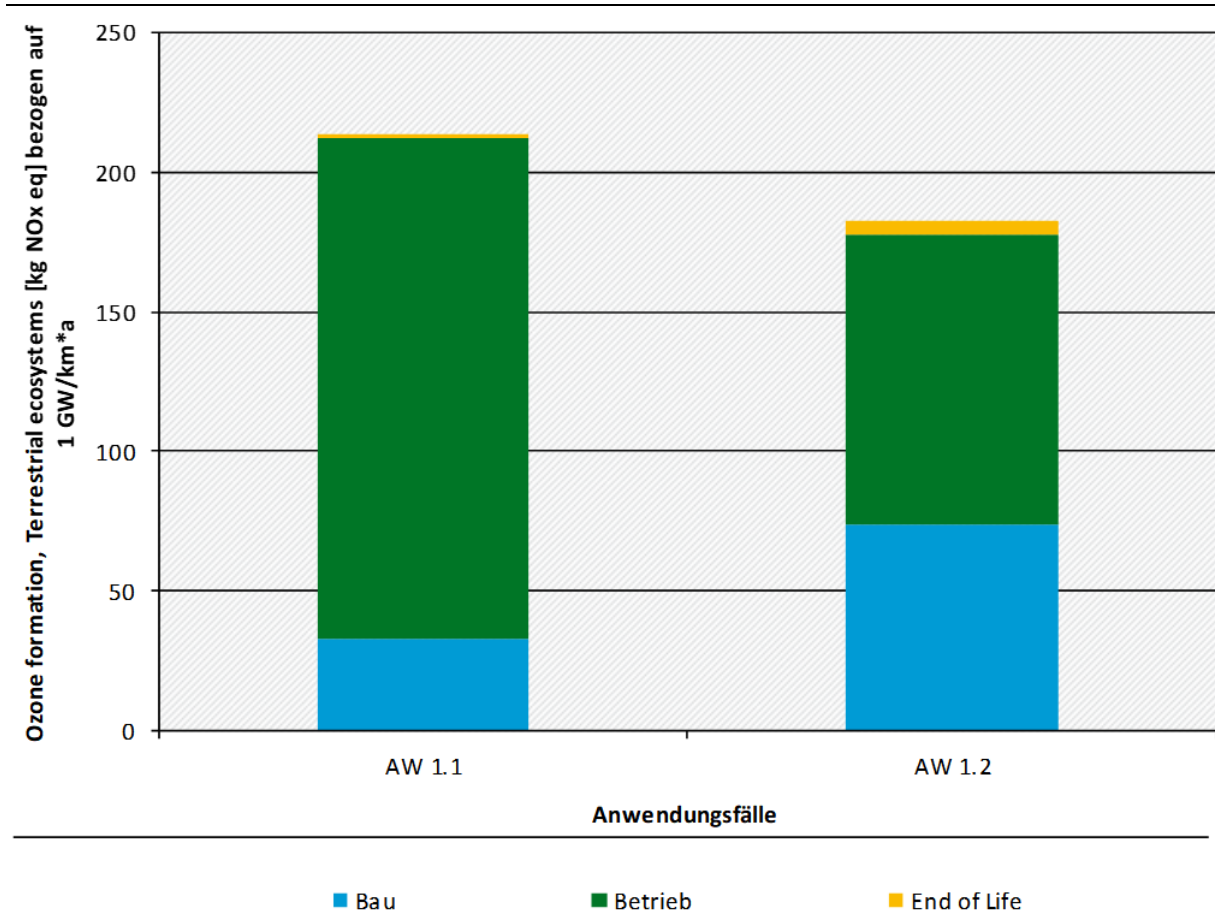
Bei beiden Langstreckenstromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 93 % dominierend. Die Freileitungsvariante weist im Vergleich zur Erdkabelvariante eine etwa 73 % höhere Klimawirkung auf. Dies ist auf die Leitungs- bzw. die Kabelverluste zurückzuführen. Bei diesem konkreten Anwendungsfall sind die Verluste der Freileitung um den Faktor 1,7 höher als bei den Erdkabeln (siehe Unterkapitel 4.5.4.1).

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 7 % (AW 1.1) bzw. 6 % (AW 1.2) zur Gesamtklimawirkung bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung und Erdkabel. Die Treibhausgasemissionen aus dem Bau inklusive Materialien ist bei den Freileitungen etwa doppelt so hoch wie bei den Erdkabeln. Dies ist vor allem auf den Einsatz der Stahlgittermaste und den Plattenfundamenten beim Freileitungssystem zurückzuführen, die beim Erdkabelsystem nicht eingesetzt werden müssen. Insgesamt ist das Freileitungssystem daher materialintensiver, was sich auch in den Treibhausgasemissionen niederschlägt.

Die End of Life Phase fällt, über den gesamten Lebenszyklus des betrachteten Systems, kaum ins Gewicht. Die Entsorgungsphase bei den Erdkabeln zeigt etwa zehnfach so hohe Treibhausgasemissionen wie bei der Freileitung, dies liegt im Wesentlichen an der Entsorgung der Polyethylen-Umhüllung.

In Abbildung 19 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 19: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Analog zur Wirkungskategorie Treibhauspotenzial scheidet der AW 1.2 im Gegensatz zum AW 1.1 hinsichtlich der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) besser ab. In AW 1.1 dominiert der Lebenswegabschnitt Betrieb mit circa 84 % das Bilanzergebnis. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Daran schließt sich der Bau der Freileitung mit circa 15 % an. Davon gehen 50 % auf die Herstellung des Leiterseils und 33 % auf die Herstellung des Stahlgittermasts zurück. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung.

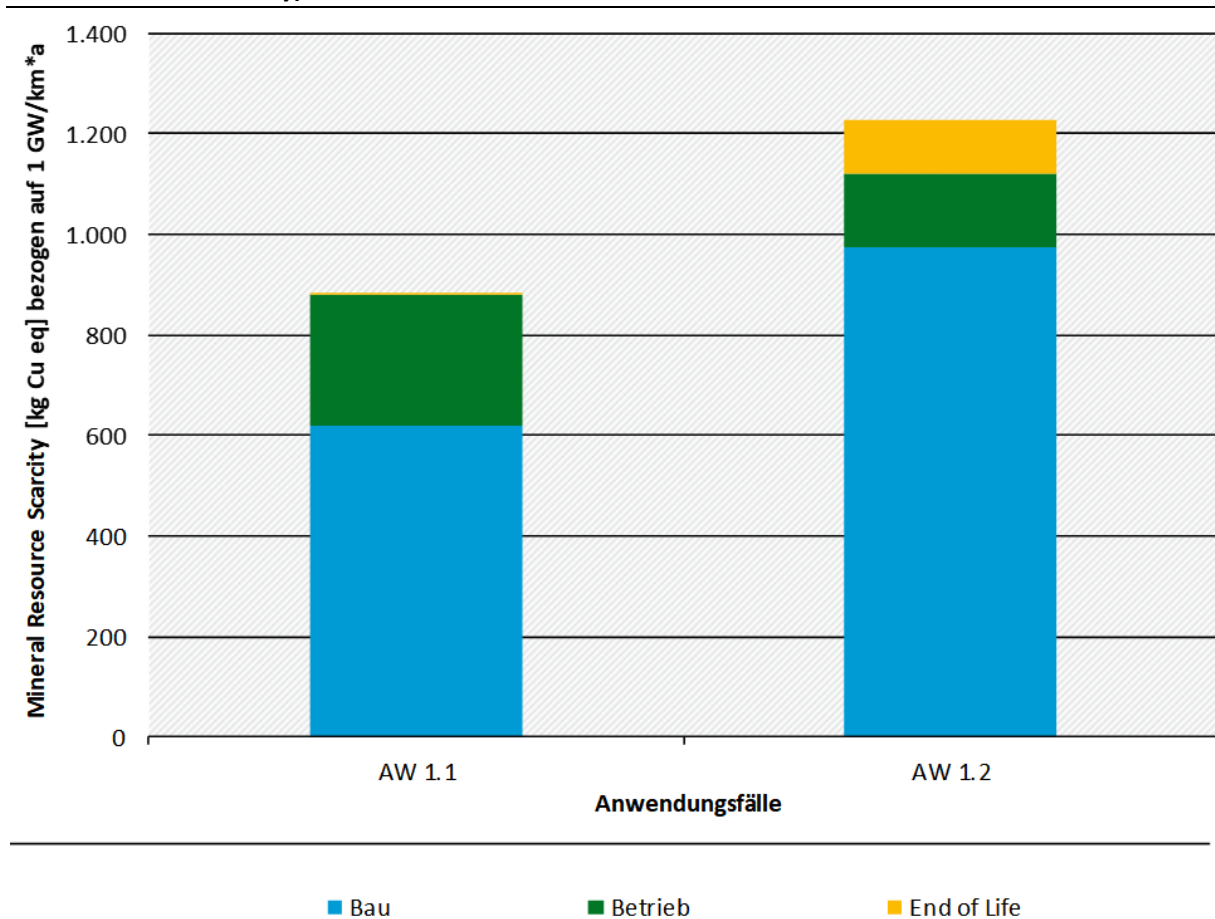
Eine etwas andere Tendenz zeigt sich in AW 1.2. Hier entfallen 57 % der NO_x-Emissionen auf den Betrieb und 40 % auf den Bau. Die Emissionen der Bauphase gehen fast ausschließlich auf die Kupferherstellung im Zuge der Erdkabelproduktion zurück. Im Vergleich zur Freileitungsvariante (AW 1.1) schneidet die Bauphase der Erdkabelvariante (AW 1.2) in der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) schlechter ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die

Kupferherstellung für die Erdkabel - im Vergleich zur Stahl- und Aluminiumherstellung für die Freileitungen - um den Faktor 4 mehr NO_x-Emissionen verursacht.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht. Die Entsorgungsphase bei den Erdkabeln zeigt etwa dreifach so hohes Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial wie bei der Freileitung. Dies liegt im Wesentlichen am Kupferrecycling.

In Abbildung 20 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 20: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

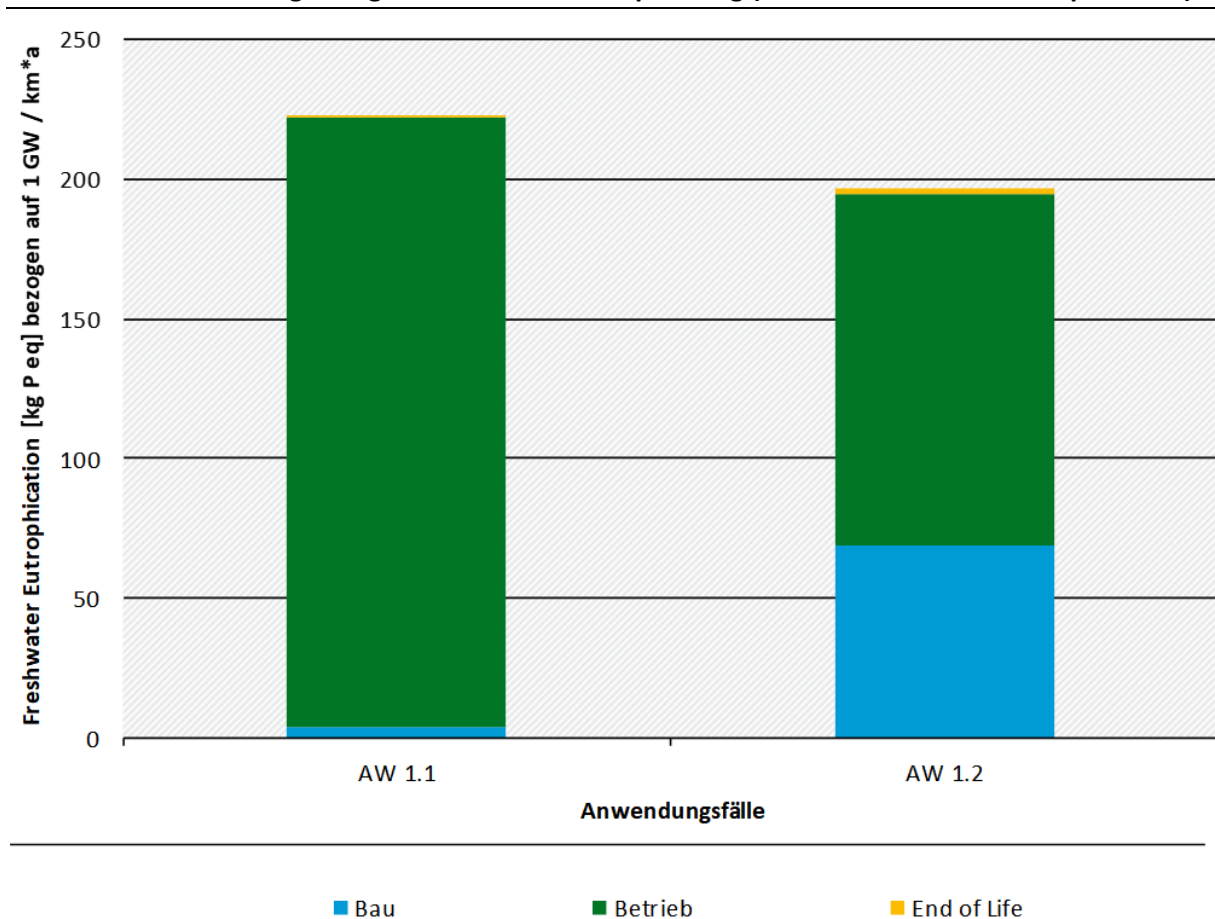
Im Vergleich zu den beiden vorausgehenden Wirkungskategorien Treibhauspotenzial und Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial, schneidet der AW 1.1 im Vergleich zu AW 1.2 hinsichtlich Abiotischem Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) besser ab. Hauptgrund hierfür ist, dass die Masse der Kabel im Vergleich zur Masse der Freileitung im Bezug auf die funktionelle Einheit größer ist.

Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Bau des jeweiligen Freileitungs- bzw. Kabelsystems das Ergebnis (71 % bei AW 1.1 und 79 % bei AW 1.2). Dies geht fast ausschließlich auf den Metalleinsatz im Zuge der Herstellung der Leitungen zurück.

Die Entsorgungsphase bei den Erdkabeln zeigt etwa hundertfach so hohe Ressourcenverbräuche wie bei der Freileitung. Die End of Life Phase des AW 1.2 wird durch die Behandlung und Aufbereitung der Kupferabfälle dominiert.

In Abbildung 21 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 21: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Analog zu den Wirkungskategorien Global Warming und Ozone formation, Terrestrial ecosystems scheidet der AW 1.2 im Gegensatz zum AW 1.1 hinsichtlich der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) besser ab.

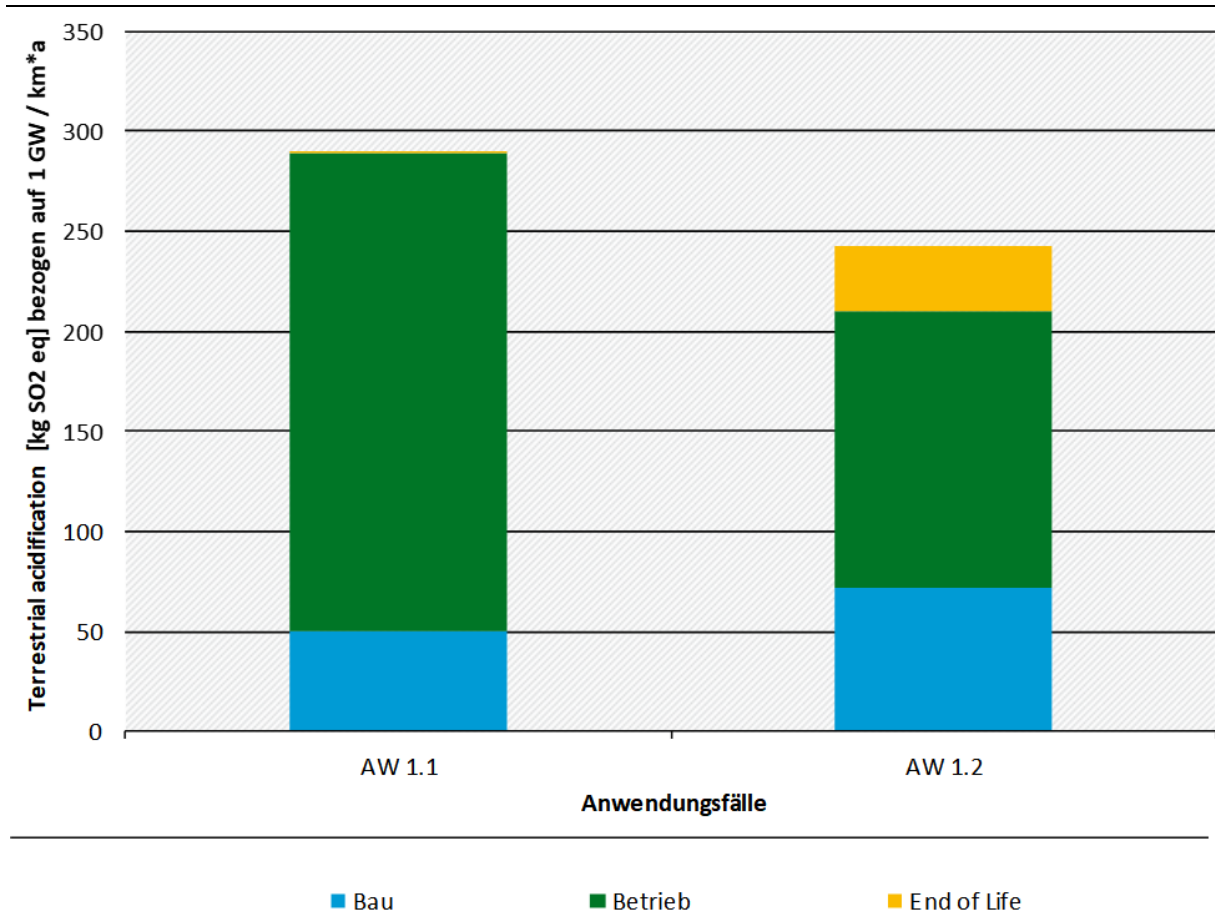
Bei AW 1.1 dominiert mit Abstand die Betriebsphase (Leitungsverluste) mit 98 %, gefolgt vom Bau des Systems mit etwa 2 %. Eine etwas andere Tendenz zeigt sich in AW 1.2. Hier entfallen 64 % der Phosphat-Äquivalent-Emissionen auf den Betrieb und 35 % auf den Bau. Die Unterschiede in den Emissionen der Bauphase gehen fast ausschließlich auf die

Kupferherstellung im Zuge der Erdkabelproduktion zurück und hier insbesondere auf Emissionen aus der Behandlung der Tailings im Kupferbergbau.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls insgesamt kaum ins Gewicht. Die Entsorgungsphase bei den Erdkabeln zeigt ein etwa hundertfach so hohes Süwassereutrophierungspotenzial wie bei der Freileitung, hier dominiert die Behandlung und Aufbereitung der Kupferabfälle.

In Abbildung 22 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 22: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

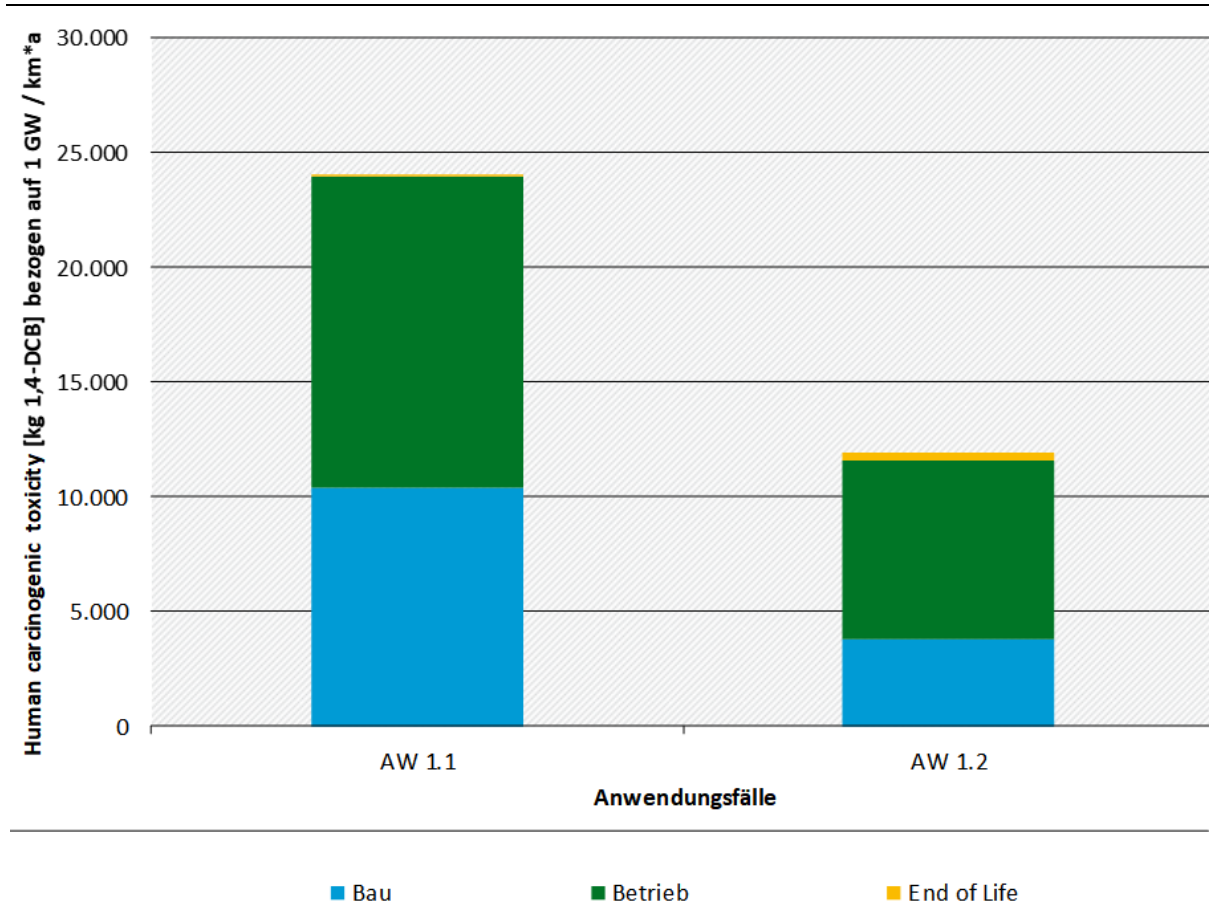
Analog zu den Wirkungskategorien Treibhauspotenzial und Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial schneidet der AW 1.2 im Gegensatz zum AW 1.1 hinsichtlich der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) besser ab.

Bei AW 1.1 dominiert mit Abstand die Betriebsphase (Leistungsverluste) mit 83 %, gefolgt vom Bau des Systems mit etwa 17 %. Eine etwas andere Tendenz zeigt sich in AW 1.2. Hier entfallen 57 % der Emissionen auf den Betrieb und 30 % auf den Bau. Die Emissionen der Bauphase gehen fast ausschließlich auf die Kupferherstellung im Zuge der Erdkabelproduktion zurück.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls 1.1 kaum ins Gewicht. Anders verhält es sich bei AW 1.2. Hier gehen 13 % der Umweltwirkungen auf die End of Life Phase zurück. Auch hier dominieren die Behandlung und Aufbereitung der Kupferabfälle.

In Abbildung 23 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 1.1 und 1.2 grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 23: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

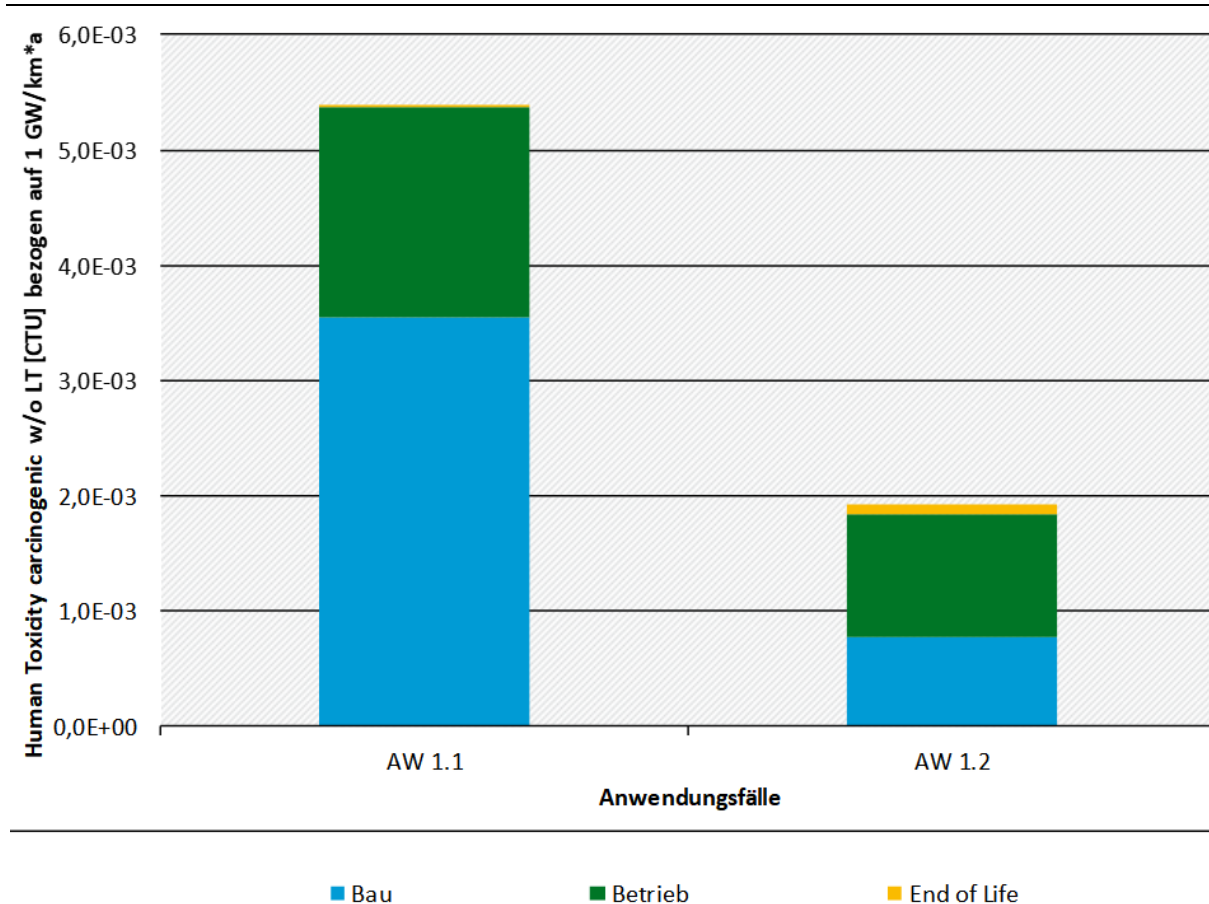
Bei beiden Langstreckenstromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 56 % (AW 1.1) und 65 % (AW 1.2) dominierend. Die Freileitungsvariante weist im Vergleich zur Erdkabelvariante eine etwa 73 % höhere Klimawirkung auf. Dies ist auf die Leitungsverluste zurückzuführen. Bei diesem konkreten Anwendungsfall sind die Verluste der Freileitung um den Faktor 1,7 höher als bei den Erdkabeln (siehe Unterkapitel 4.5.4.1). Hervorzuheben ist, dass die hier berechnete humantoxische Wirkung im Betrieb nicht mit möglichen Wirkungen der elektrischen Felder zusammenhängt. Sie lässt sich aus Emissionen der Stromgewinnung herleiten, die zusätzlich durch die Stromverluste der Leitung entstehen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei Anwendungsfall 1.1 mit circa 47 % zur Gesamtoxitizität bei. Bei Anwendungsfall 1.2 sind es 32 %. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung und Erdkabel.

Die End of Life Phase fällt, betrachtet über den gesamten Lebenszyklus des betrachteten Systems, kaum ins Gewicht. Die Entsorgungsphase bei den Erdkabeln zeigt ein etwa dreißigfach so hohes Toxizitätspotenzial wie bei der Freileitung. Hier dominieren die Behandlung und Aufbereitung der Kupferabfälle.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 24: Vergleich der Anwendungsfälle 1.1 (Freileitung) und 1.2 (Erdkabel) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 24 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Human Toxicity carcinogenic (USETox) der Anwendungsfälle 1.1 und 1.2 grafisch gegenübergestellt.

Bei der Langstreckenstromübertragungsvariante AW 1.1 ist der Lebenswegabschnitt Bau mit etwa 66 % dominierend, gefolgt von der Betriebsphase mit 34 %. Die Toxizität der Bauphase geht fast ausschließlich auf die Herstellung des Stahls und des Aluminiums zurück.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb trägt bei Anwendungsfall 1.2 mit circa 55 % zur Gesamtoxizität bei. Das Prozessmodul Bau macht 41 % aus, Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz (Kupfer und Stahl) im Zuge der Herstellung der Erdkabel.

Auch hier ist hervorzuheben, dass die berechnete humantoxische Wirkung im Betrieb nicht mit möglichen Wirkungen der elektrischen Felder zusammenhängt. Sie lässt sich aus Emissionen der Stromgewinnung herleiten, die zusätzlich durch die Stromverluste der Leitung entstehen.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

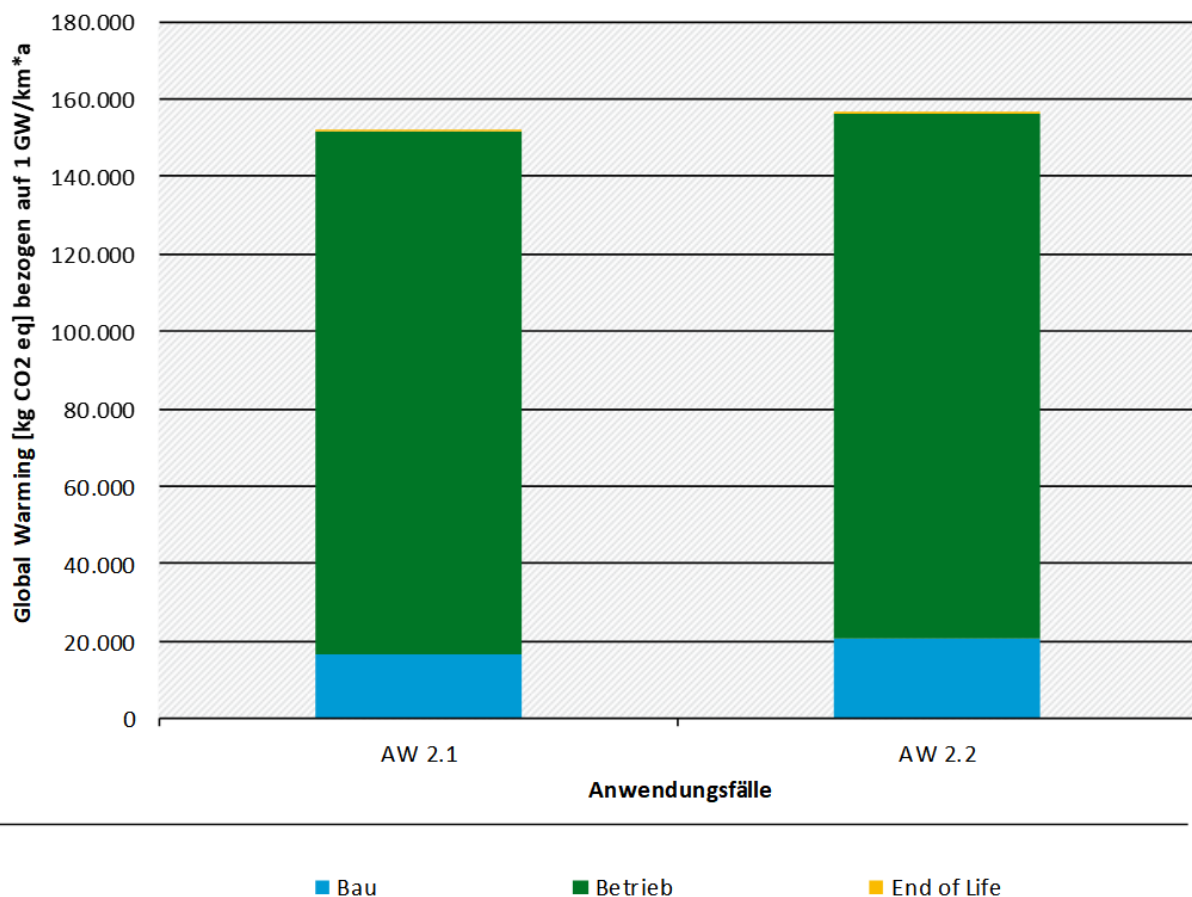
Die End of Life Phase fällt, betrachtet über den gesamten Lebenszyklus des untersuchten Systems, kaum ins Gewicht.

4.7.2 Anwendungsfall 2 „Vollwandmast“

Im Zuge des Anwendungsfalles 2 erfolgt der Vergleich von zwei unterschiedlichen Bauweisen von Freileitungen. Die Freileitung wurde einmal mittels Stahlgittermast (AW 2.1) und einmal mittels Vollwandmast (AW 2.2) realisiert. Für beide Anwendungsfälle wurde eine 100 km HDÜ-Freileitung (380 kV) mit einer Übertragungsleistung von 3 GVA herangezogen. Damit sind die Leitungsverluste und die daraus resultierenden Umweltwirkungen in beiden Varianten gleich. Bei der Bauphase sind in allen untersuchten Umweltwirkungen die Lasten beim Vollwandmast etwa 30 % höher als beim Stahlgittermast. Dies resultiert aus dem höheren Betonverbrauch.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 2 findet sich in Tabelle 43 in Anhang B.

Abbildung 25: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 25 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 2.1 und 2.2 grafisch gegenübergestellt.

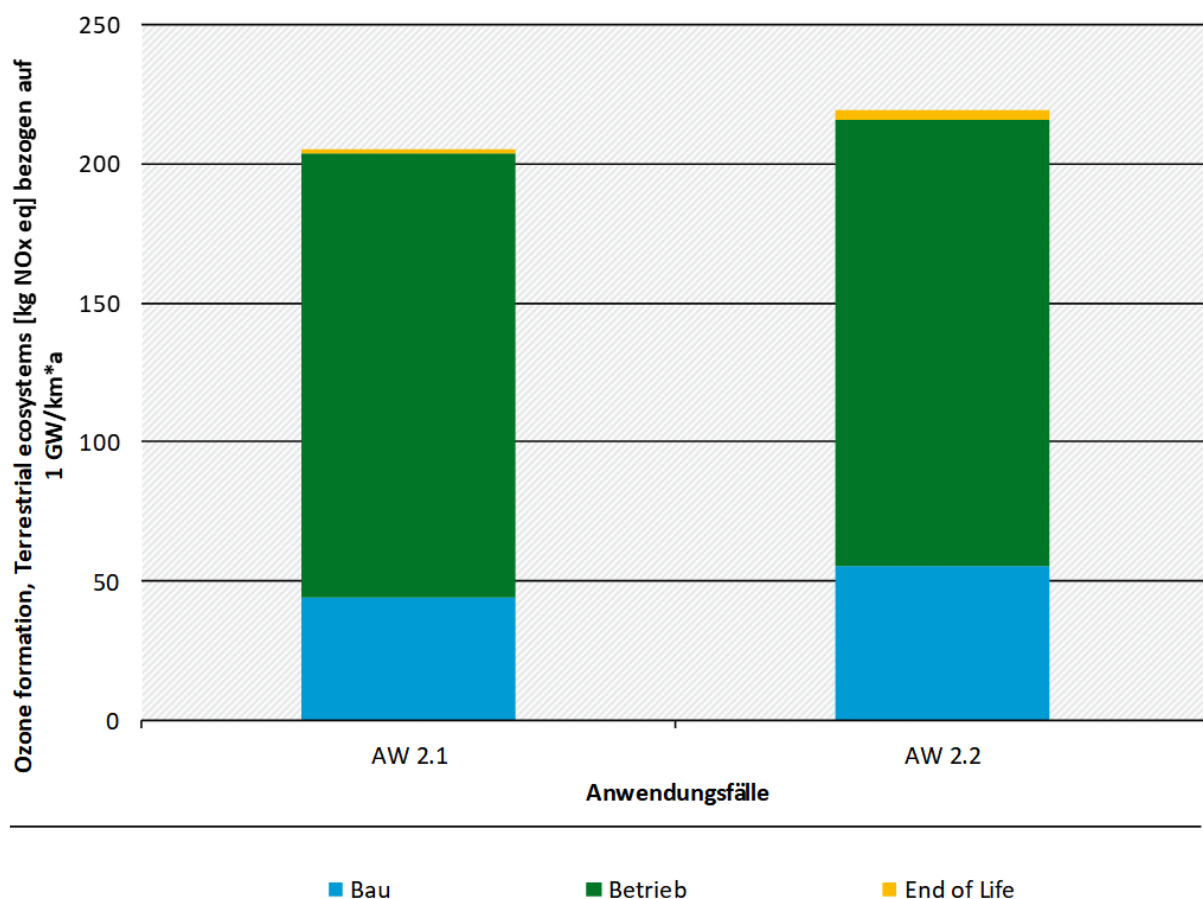
Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 90 % (AW 2.1) und 87 % (AW 2.2) dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Leitungssystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 2.2 gehen etwa 50 % der Umweltwirkung auf den Vollwandmast zurück, gefolgt von der Herstellung der Leiterseile mit etwa 40 %. Bei AW 2.1 stellt sich diese Verteilung in umgekehrter Form dar. Hier gehen über 50 % auf die Herstellung der Leiterseile zurück und 40 % auf die Herstellung des Stahlgittermastes.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht.

In Abbildung 26 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungsabschätzung Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 26: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

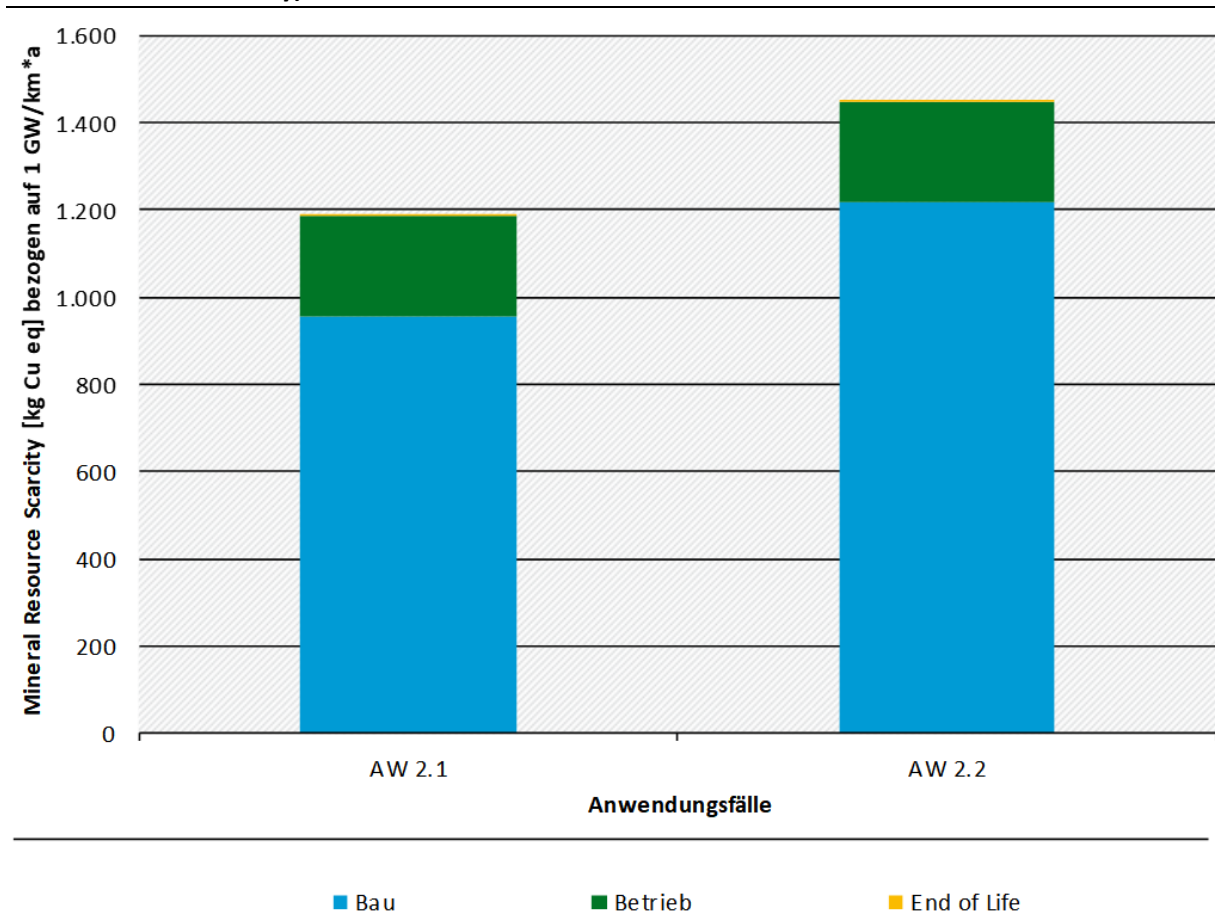
Analog zur Wirkungskategorie Global Warming scheidet der AW 2.1 im Gegensatz zum AW 2.2 hinsichtlich der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) geringfügig besser ab. Bei beiden Anwendungsfällen

dominiert die Betriebsphase mit 78 % (AW 2.1) und 73 % (AW 2.2). Daran schließt sich der Bau der Freileitung mit circa 21 % bei AW 2.1 und etwa 25 % bei AW 2.2 an. Davon gehen 50 % auf die Herstellung des Leiterseils und etwa 50 % auf die Herstellung des Masts zurück. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht. Die Entsorgungsphase beim Vollwandmast zeigt ein etwa doppelt so hohes Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial wie beim Stahlgittermast. Hier dominieren beim Vollwandmast die Aufarbeitung der Betonabfälle und die höheren Transportaufwendungen.

In Abbildung 27 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungsabschätzung Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) grafisch gegenübergestellt.

Abbildung 27: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)

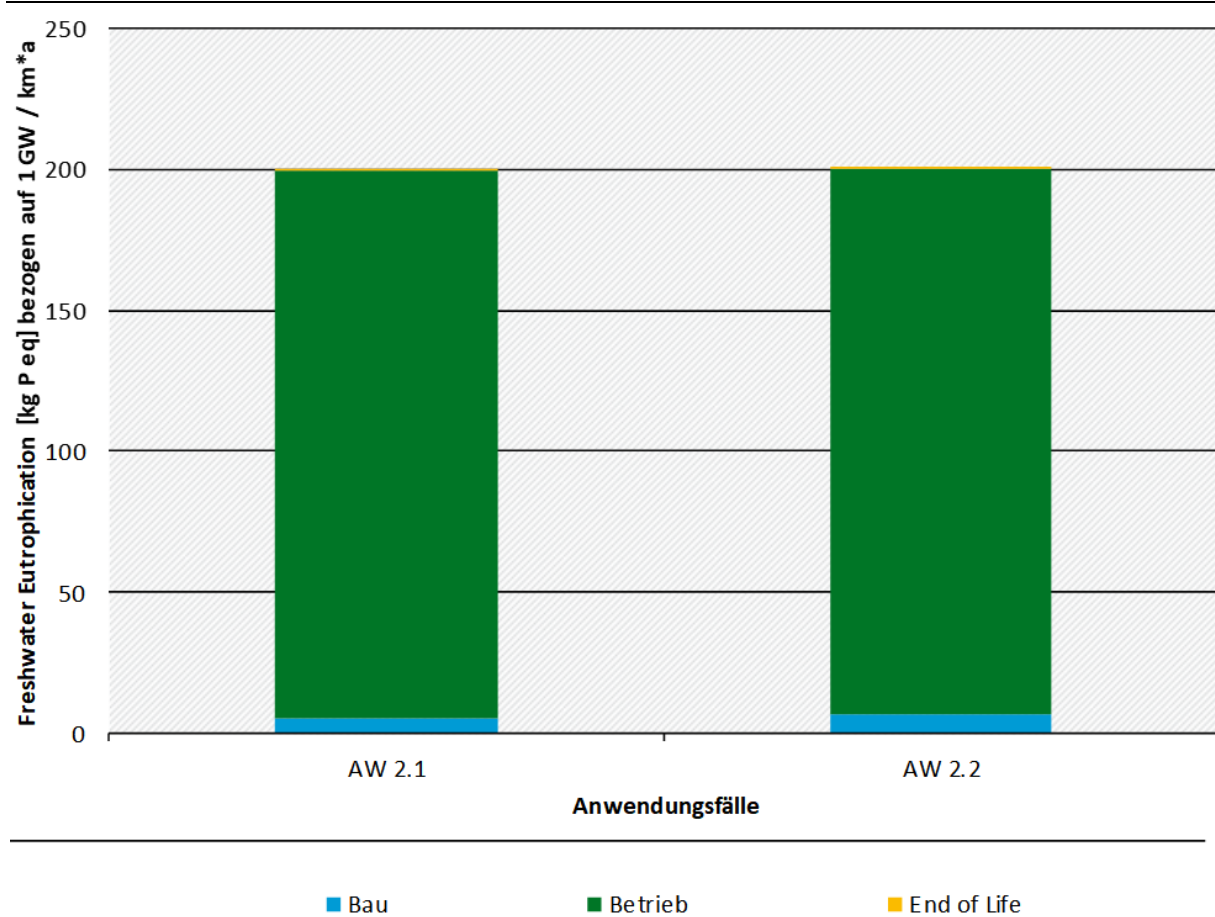


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Bei beiden Anwendungsfällen dominiert die Bauphase mit 81 % bei AW 2.1 und 84 % bei AW 2.2. Haupttreiber sind hier die Herstellung der Maste (zwischen 50 % und 60 %) sowie der Leiterseile (zwischen 39 % und 49 %). Der Betrieb trägt mit 19 % (AW 2.1) und 16 % (AW 2.2) zum Gesamtergebnis bei. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs

zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

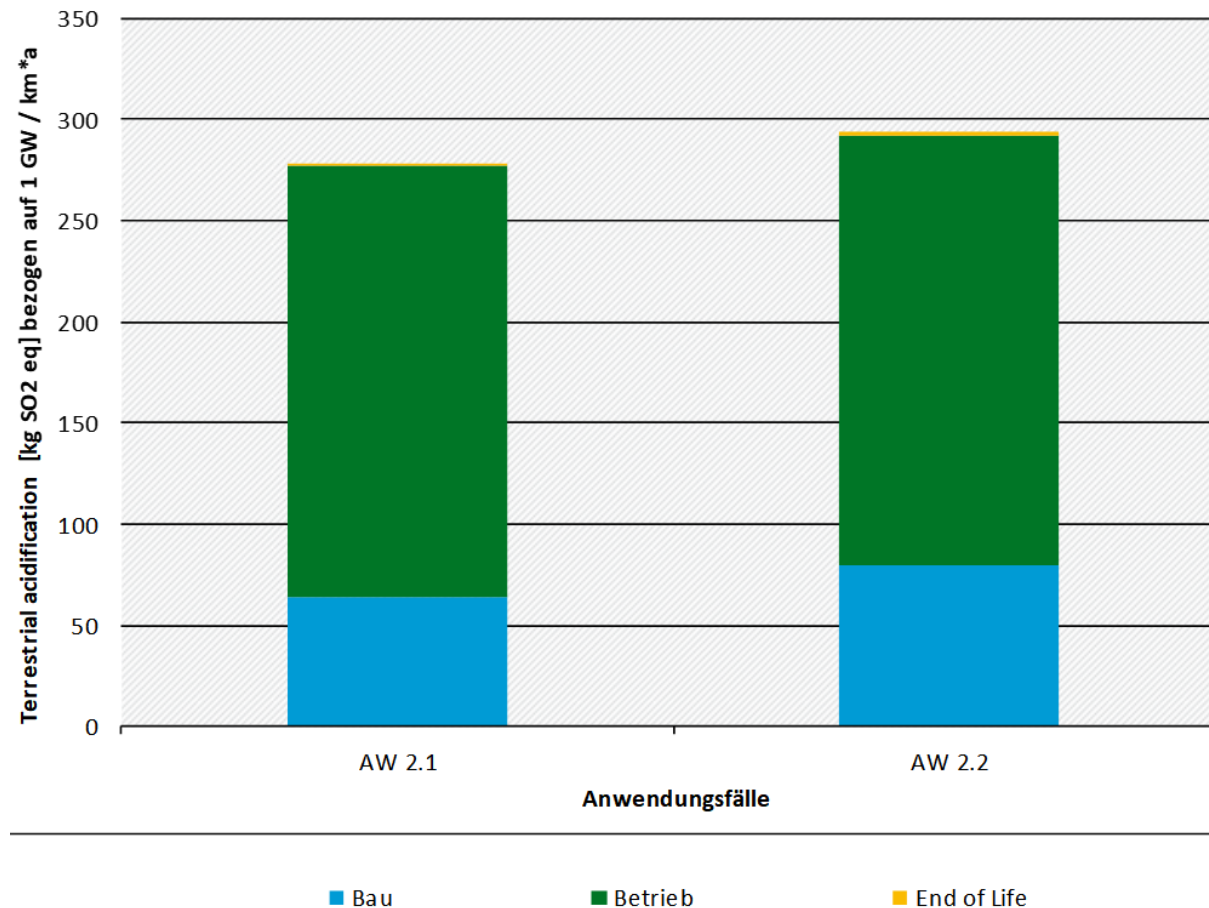
Abbildung 28: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Wie in der Abbildung 28 ersichtlich, dominiert der Lebenswegabschnitt Betrieb mit circa 97 % das Bilanzergebnis. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Daran schließt sich der Bau der Freileitung mit circa 3 % an. Davon gehen etwa 55 % auf die Herstellung des Leiterseils und etwa 45 % auf die Herstellung der Maste zurück. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

Abbildung 29: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)

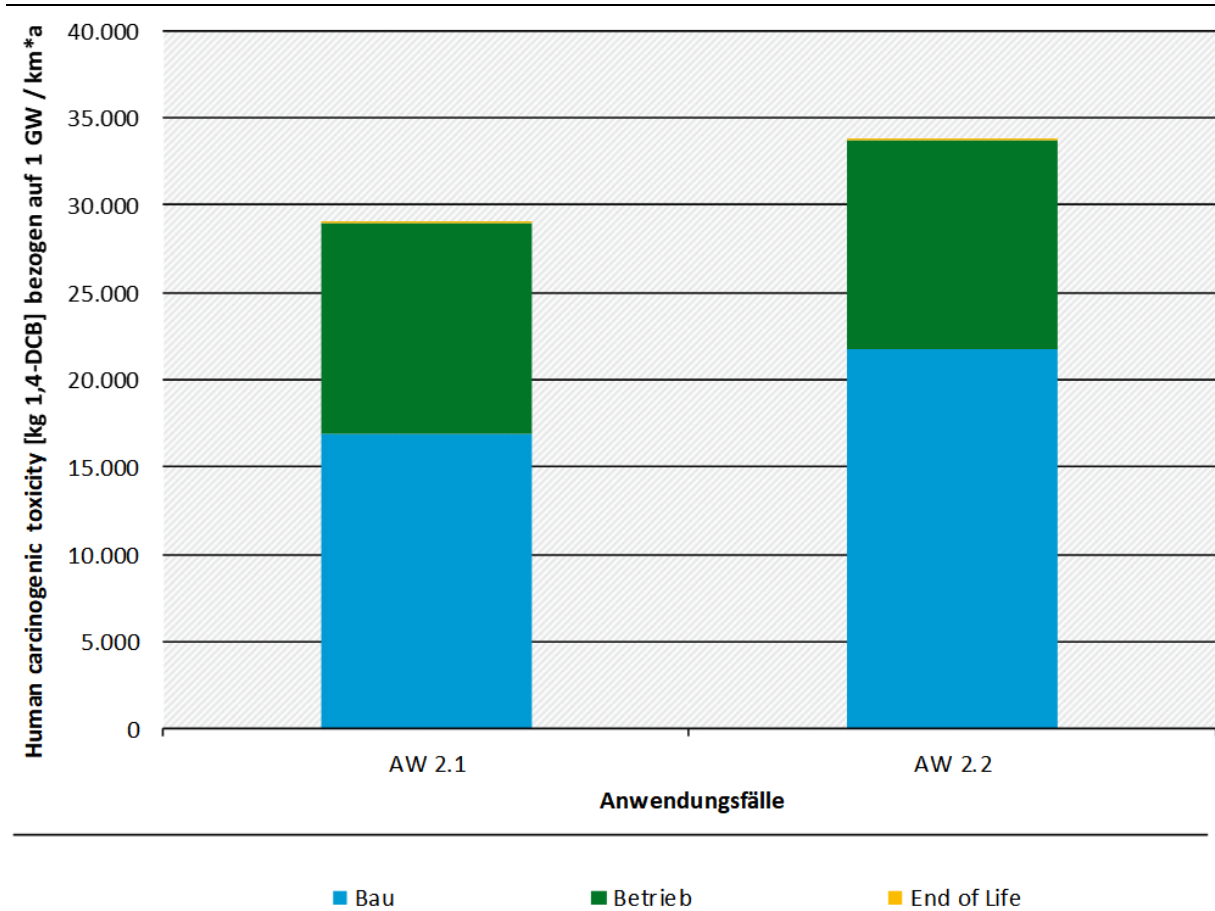


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 29 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 77 % (AW 2.1) und 72 % (AW 2.2) dominant. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Leitungssystem gerechnet wurde. Daran schließt sich der Bau der Freileitung mit circa 23 % (AW 2.1) und 27 % (AW 2.2) an. In AW 2.1 gehen 55 % auf die Herstellung des Leiterseils und 43 % auf die Herstellung des Stahlgittermasts zurück. In AW 2.2 gehen knapp 50 % auf die Herstellung des Vollwandmasts und 47 % auf die Herstellung des Leiterseils zurück. Haupttreiber sind bei beiden Anwendungsfällen der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht. Insgesamt schneidet der AW 2.1 etwas besser ab als der AW 2.2.

Abbildung 30: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)

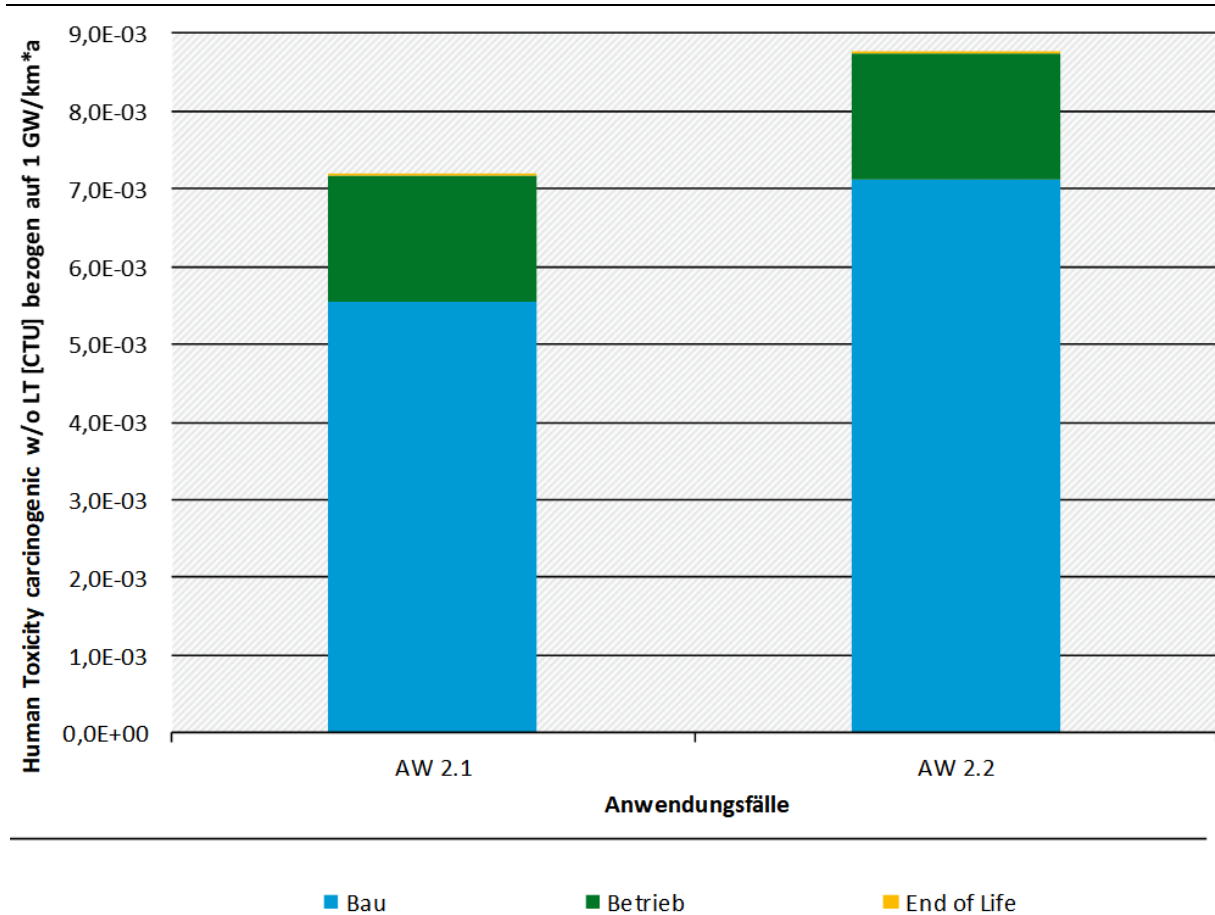


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 30 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Anwendungsfällen dominiert die Bauphase mit 59 % bei AW 2.1 und 65 % bei AW 2.2. Haupttreiber sind hier die Herstellung der Materialien für die Masten (zwischen 50 % und 60 %) sowie für die Leiterseile (zwischen 39 % und 49 %). Der Betrieb trägt mit 41 % (AW 2.1) und 35 % (AW 2.2) zum Gesamtergebnis bei. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht. Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 31: Vergleich der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 31 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 2.1 (Stahlgittermast) und 2.2 (Vollwandmast) grafisch gegenübergestellt.

Analog zur Wirkungskategorie Human carcinogenic toxicity (ReCiPe) zeigt sich bei der Wirkungskategorie Human Toxicity carcinogenic (USETox) eine ähnliche Tendenz. Bei beiden Anwendungsfällen dominiert die Bauphase mit 77 % bei AW 2.1 und 81 % bei AW 2.2. Haupttreiber sind hier die Herstellung der Maste (zwischen 60 % und 70 %) sowie der Leiterseile (zwischen 27 % und 39 %). Der Betrieb trägt mit knapp 23 % (AW 2.1) und knapp 19 % (AW 2.2) zum Gesamtergebnis bei. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

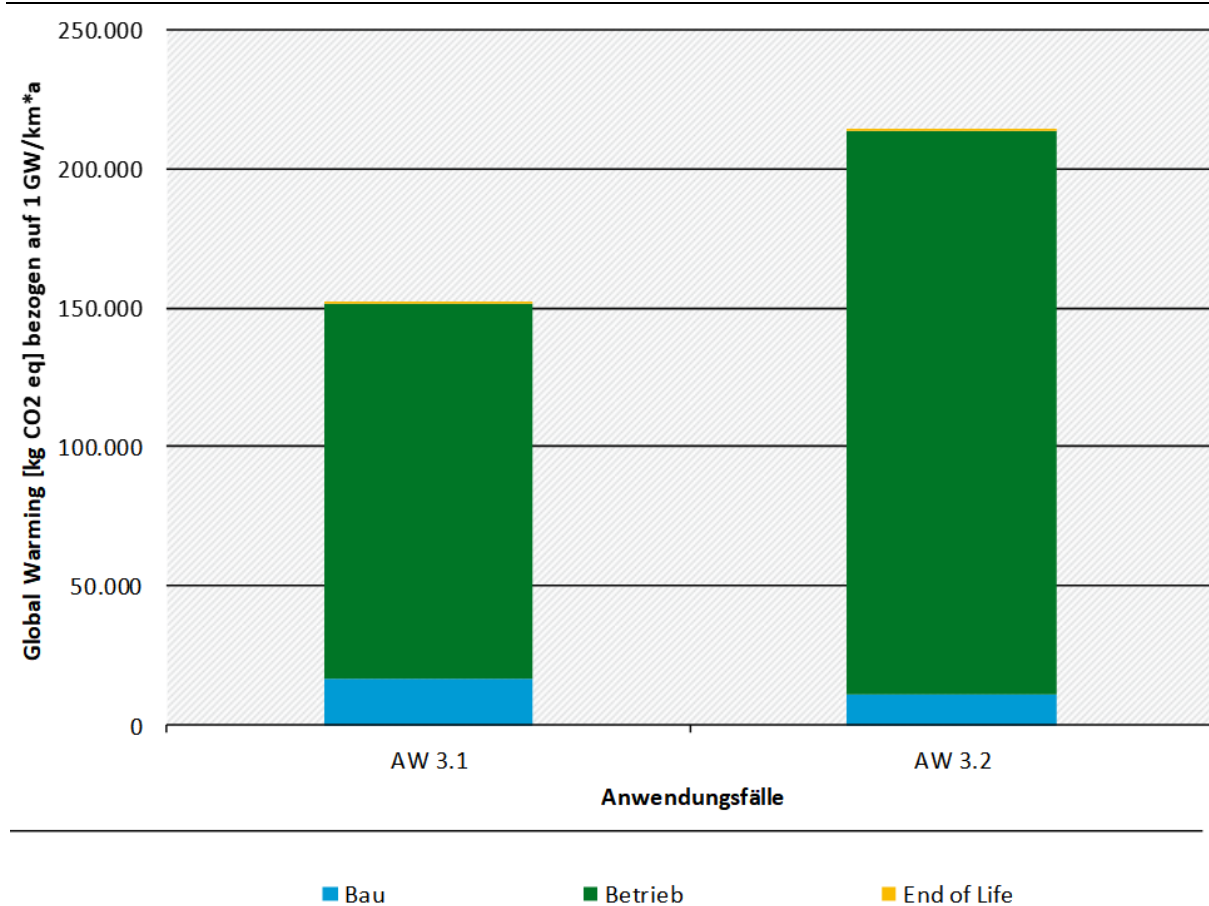
Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.7.3 Anwendungsfall 3 „HTLS-Umbeseilung“

In Anwendungsfall 3 erfolgt die Betrachtung eines Upgrades mittels HTLS-Umbeseilung (AW 3.2) im Vergleich zu einem Neubau mit HSL (AW 3.1) in bestehender Trasse. Die Übertragungsleitung beträgt 3 GVA.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 3 findet sich in Tabelle 44 in Anhang B.

Abbildung 32: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

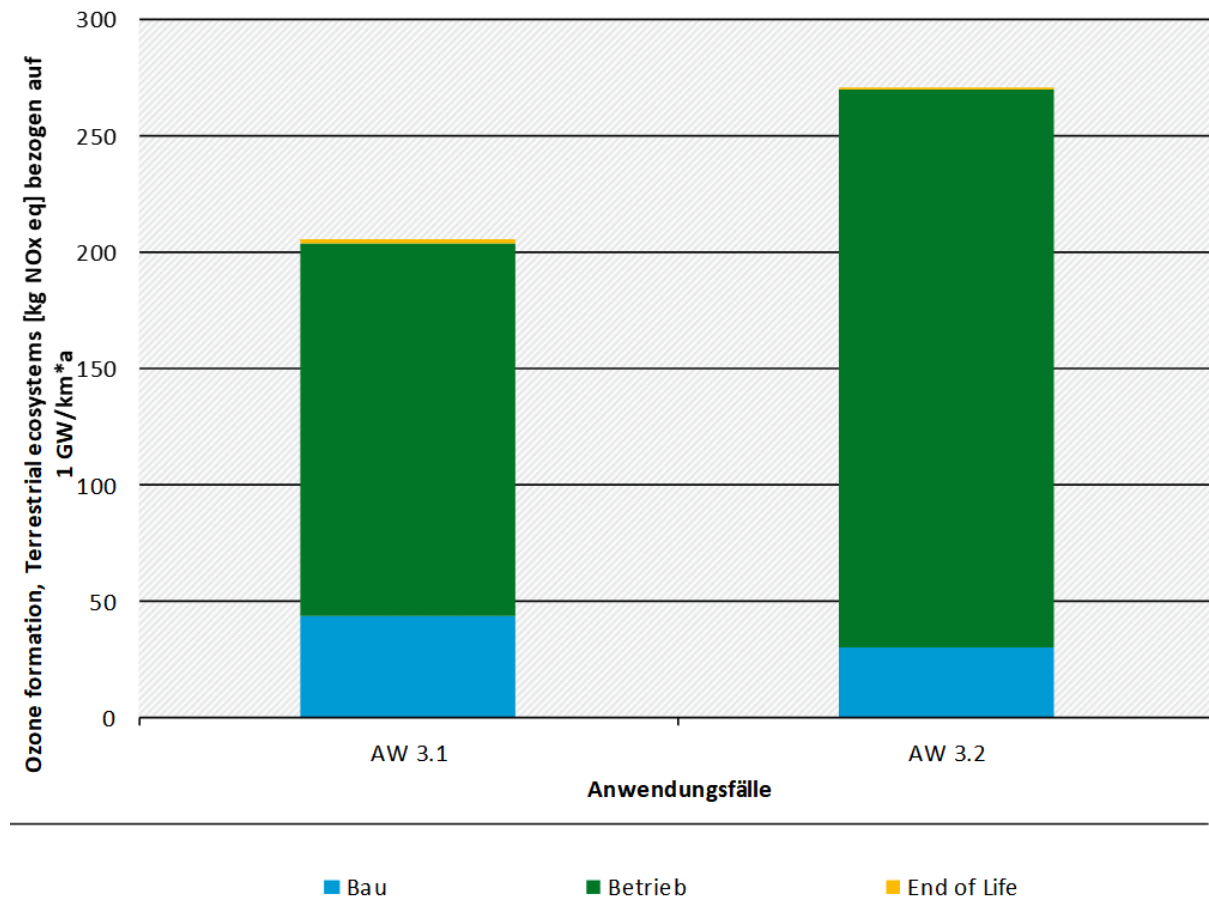
In Abbildung 32 sind die Klimawirkungen der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) dargestellt. Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Betrieb, was auf die Leitungsverluste zurückzuführen ist.

Die HTLS-Variante weist im Vergleich zur normalen Freileitung eine etwa 41 % höhere Klimawirkung auf. Dies ist auf die höheren Leitungsverluste des HTLS-Seils zurückzuführen.

Die Herstellung der Leiterseile sowie der Bau des Stahlgittermastes dominieren mit etwa 90 % das Modul Bau. Da es bei dem AW 3.2 lediglich zu einer Umbeseilung kommt, ist der Rohstoffaufwand im Vergleich zum AW 3.1 geringer. Allerdings wird auch hier dem HTLS-Seil ein anteiliger Aufwand entsprechend der Nutzungsdauer für die Errichtung der Masten zugerechnet. Dies spiegelt sich auch in den Absolutzahlen des Lebenswegabschnittes Bau wider, die für den AW 3.2 geringer sind als für den AW 3.1.

Die Klimawirkungen der End of Life Phase ist für beide Anwendungsfälle vernachlässigbar gering.

Abbildung 33: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



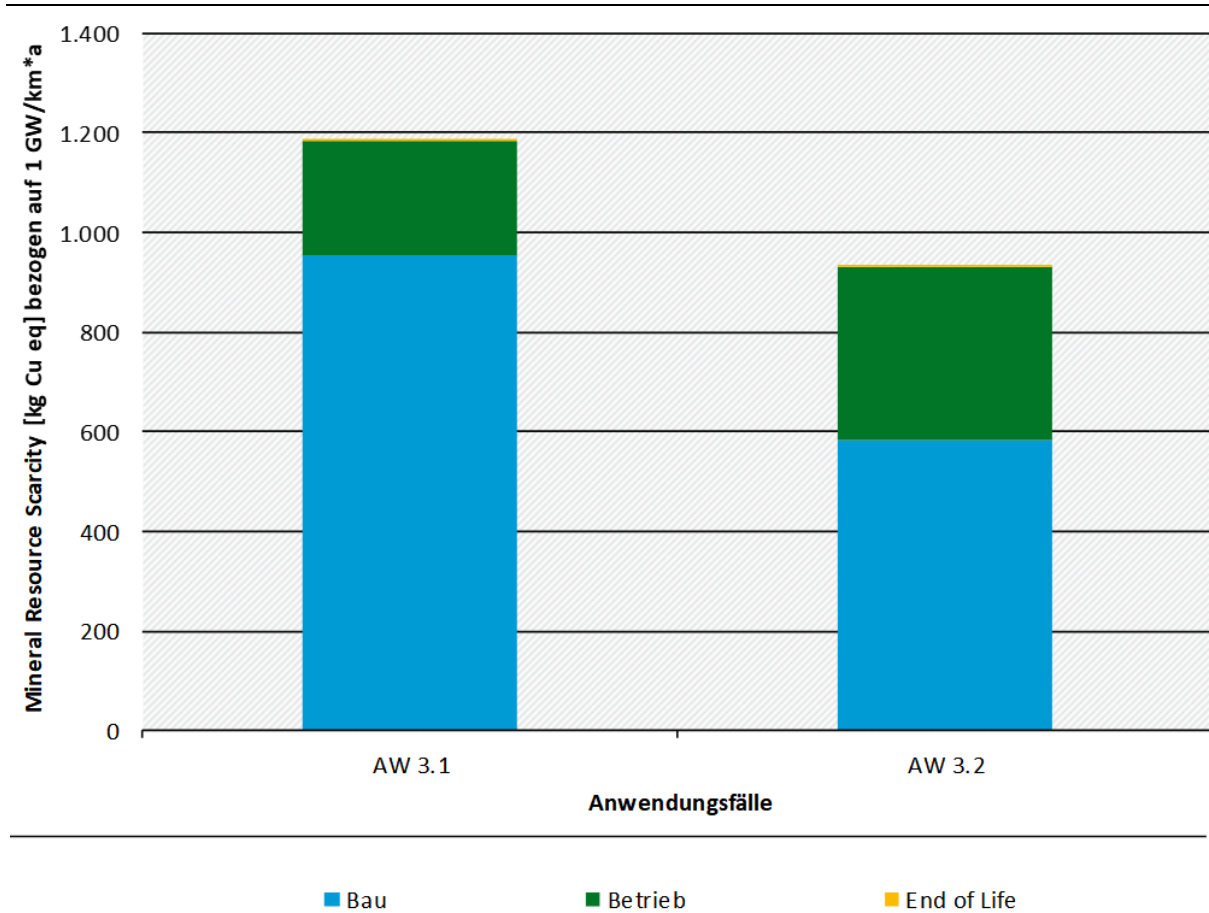
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 33 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) dargestellt.

Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Betrieb, was auf die Leitungsverluste zurückzuführen ist. Daran schließt sich der Lebenswegabschnitt Bau an. Die Herstellung der Leiterseile sowie der Bau des Stahlgittermastes dominieren mit etwa 98 % das Modul Bau. Da es bei dem AW 3.2 lediglich zu einer Umbeseilung kommt, ist der Rohstoffaufwand im Vergleich zum AW 3.1 geringer. Dies spiegelt sich auch in den Absolutzahlen des Lebenswegabschnittes Bau wider, die für den AW 3.2 geringer sind als für den AW 3.1. Insgesamt schneidet der Anwendungsfall 3.2 in der betrachteten Wirkungskategorie Oxidationsbildungspotenzial aufgrund der höheren Leitungsverluste schlechter ab.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

Abbildung 34: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



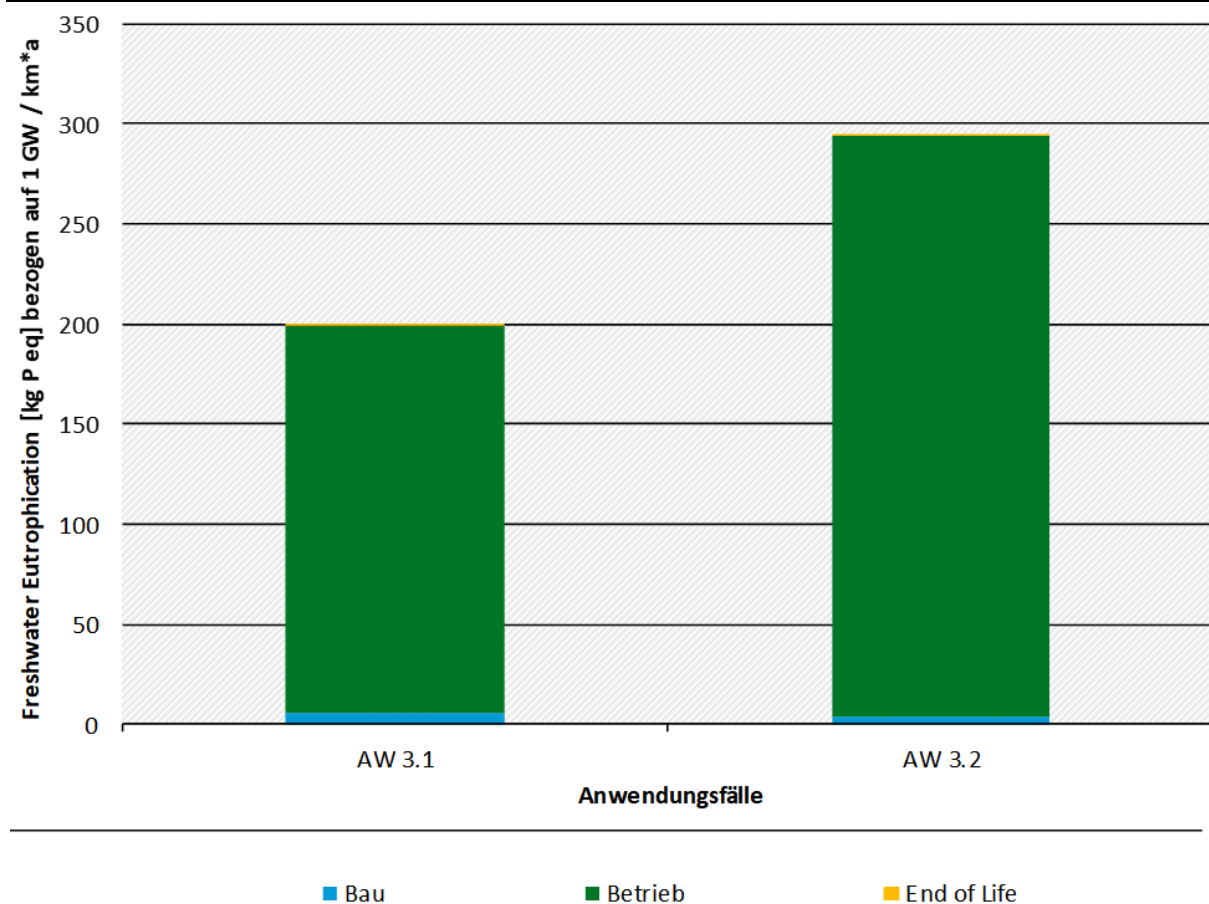
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 34 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) dargestellt.

Die Ergebnisse der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) sind anhand der drei betrachteten Lebenswegabschnitte Bau, Betrieb und End of Life dargestellt. Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Lebenswegabschnitt Bau. Die Haupttreiber sind hierbei die Herstellung der Leiterseile und Stahlgittermasten. Daran schließt sich der Lebenswegabschnitt Betrieb an. Da es bei dem AW 3.2 lediglich zu einer Umbeseilung kommt, ist der Rohstoffaufwand des AW 3.2 im Vergleich zum AW 3.1 geringer. Dies spiegelt sich auch in den Absolutzahlen des Lebenswegabschnittes Bau wider. Insgesamt schneidet der AW 3.2 im Vergleich zum AW 3.1 in der betrachteten Wirkungskategorie besser ab, obwohl der abiotische Rohstoffverbrauch der Betriebsphase des AW 3.2 etwa doppelt so hoch ist.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalles und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

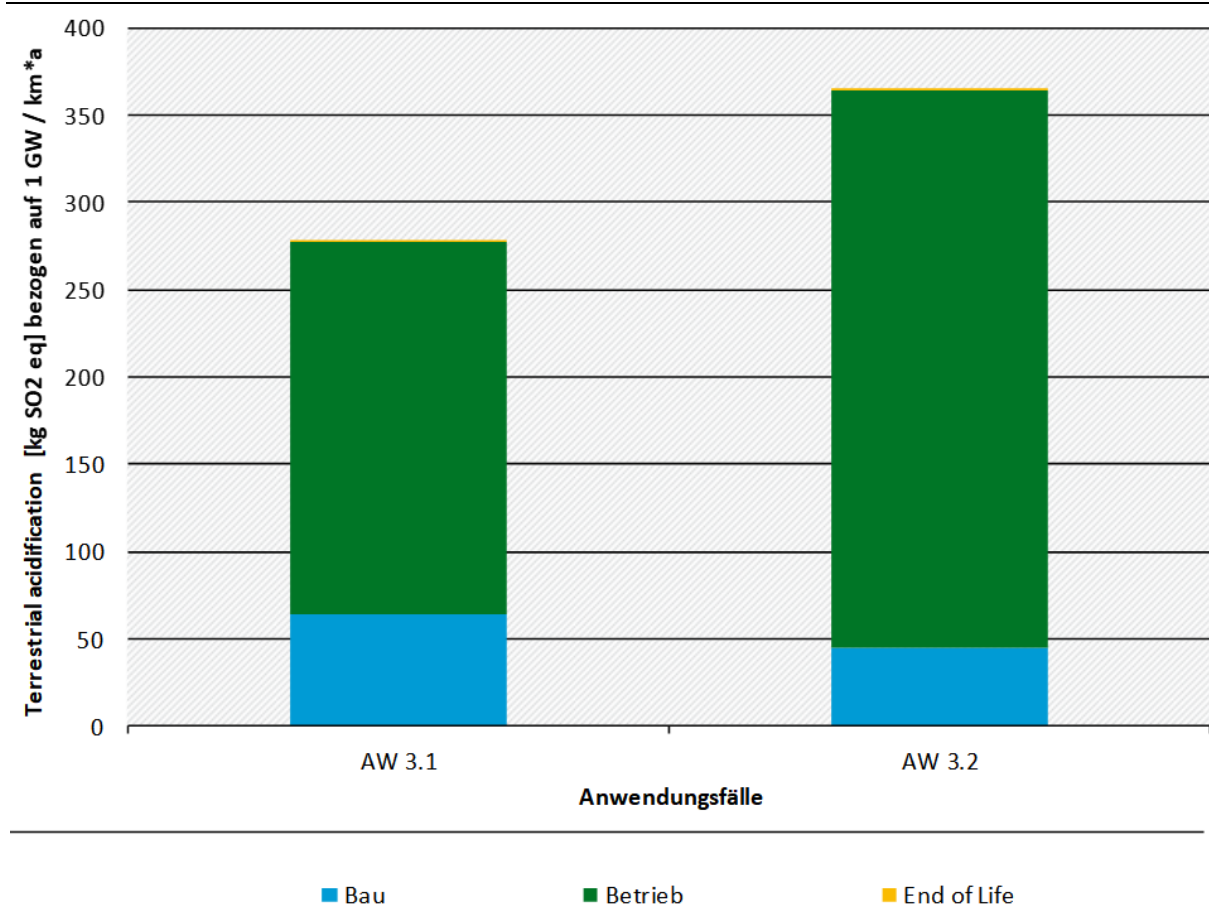
Abbildung 35: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Wie in der Abbildung 35 ersichtlich, dominiert der Lebenswegabschnitt Betrieb das Bilanzergebnis beider Anwendungsfälle. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Daran schließt sich der Bau der Freileitung an. Davon gehen etwa 55 % auf die Herstellung des Leiterseils und etwa 45 % auf die Herstellung der Maste zurück. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Freileitung. Insgesamt schneidet der Anwendungsfall 3.1 aufgrund der geringeren Leitungsverluste besser ab als der Anwendungsfall 3.2 (HTLS Umbeseilung). Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

Abbildung 36: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)

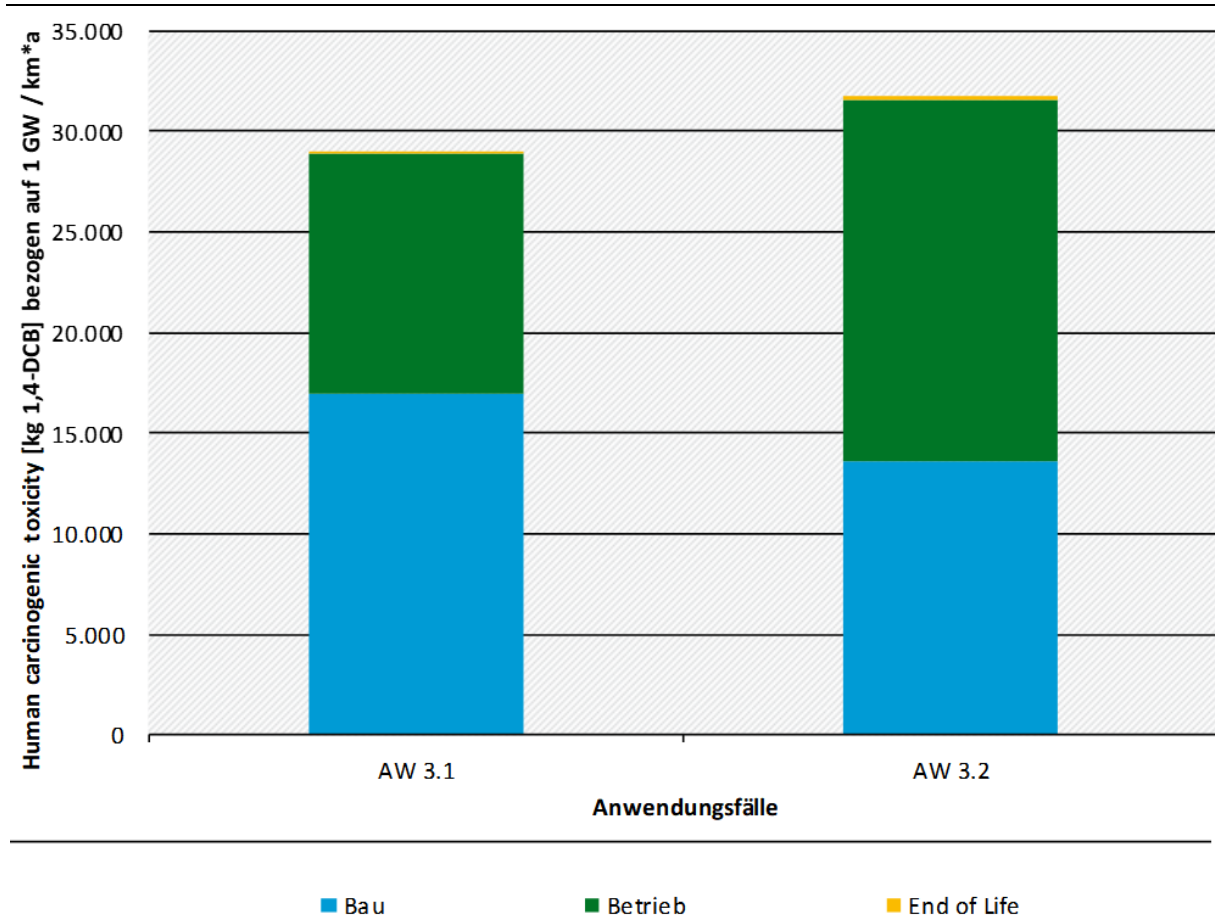


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 36 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) dargestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 77 % (AW 3.1) und 82 % (AW 3.2) dominant. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Daran schließt sich der Bau der Freileitung mit circa 23 % (AW 3.1) und 17 % (AW 3.2) an. Der Lebenswegabschnitt Bau wird bei beiden Anwendungsfällen von der Herstellung der Leiterseile und der Stahlgittermaste dominiert. Aufgrund der Umbeseilung ist der Rohstoffaufwand bei AW 3.2 geringer als bei AW 3.1. Dies spiegelt sich auch im Ergebnis der Bauphase wider. Insgesamt schneidet der AW 3.2 aufgrund der höheren Leitungsverluste schlechter ab als der AW 3.1. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

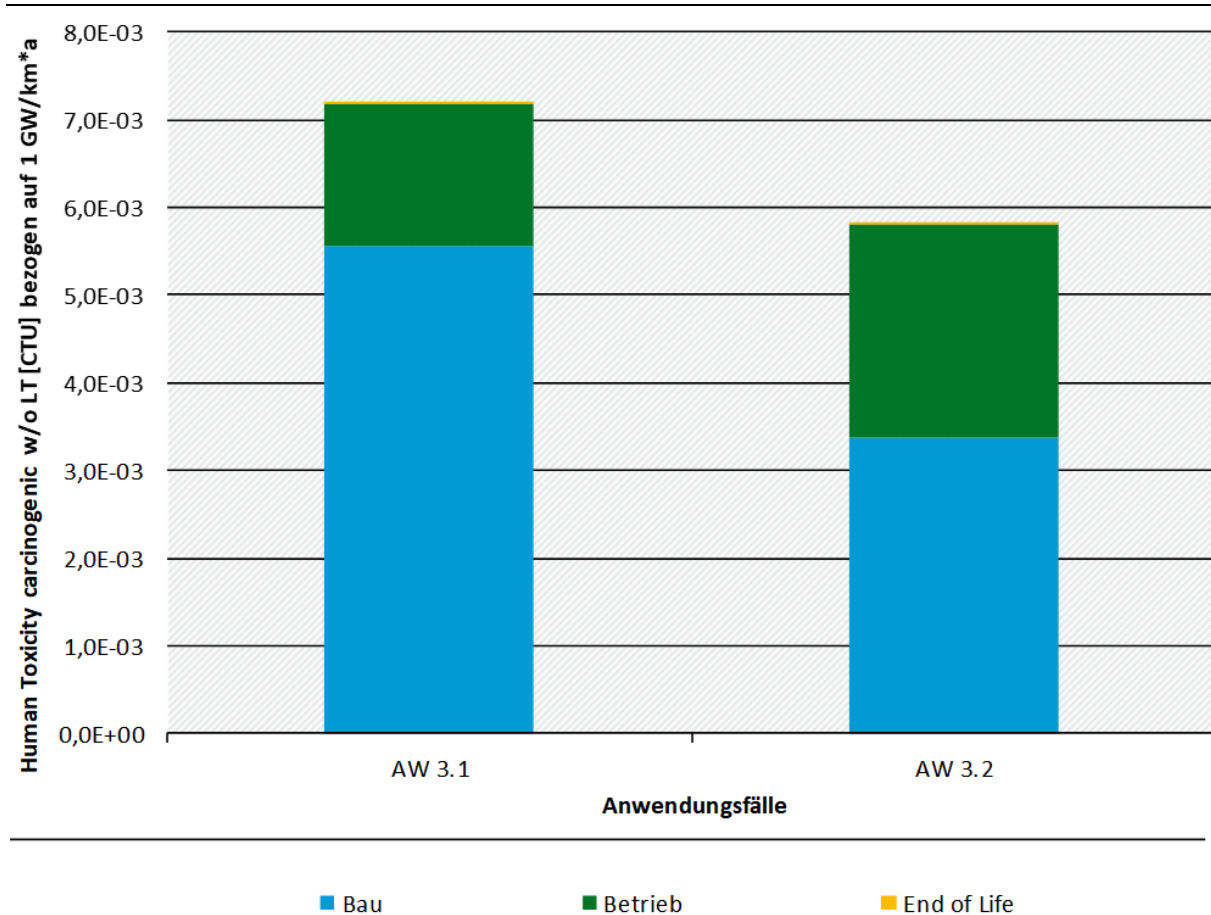
Abbildung 37: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 37 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität, kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung), grafisch gegenübergestellt. Bei AW 3.1 dominiert mit etwa 59 % der Lebenswegabschnitt Bau, wobei die Toxizität fast ausschließlich auf die Herstellung des Stahlgittermasts und der Leiterseile zurückzuführen ist. Bei AW 3.2 hingegen dominiert die Betriebsphase, gefolgt vom Lebenswegabschnitt Bau. Haupttreiber sind analog zum AW 3.1 die Herstellung des Stahlgittermasts und der Leiterseile. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht. Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 38: Vergleich der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 38 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der Wirkungskategorie Humantoxizität, kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 3.1 (Neubau) und 3.2 (HTLS-Umbeseilung).

Bei beiden Anwendungsfällen 3.1. und 3.2 ist der Lebenswegabschnitt Bau dominierend, gefolgt von der Betriebsphase. Die Herstellung der Stahlgittermaste und der Leiterseile sind bei beiden Anwendungsfällen zu 99 % für die Toxizität in der Bauphase verantwortlich. Dies ist auf den Metalleinsatz und die Verarbeitung zurückzuführen. Die Betriebsphase trägt mit 23 % (AW 3.1) und 42 % (AW 3.2) zum Gesamtergebnis bei. Dies ist auf die Leitungsverluste während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

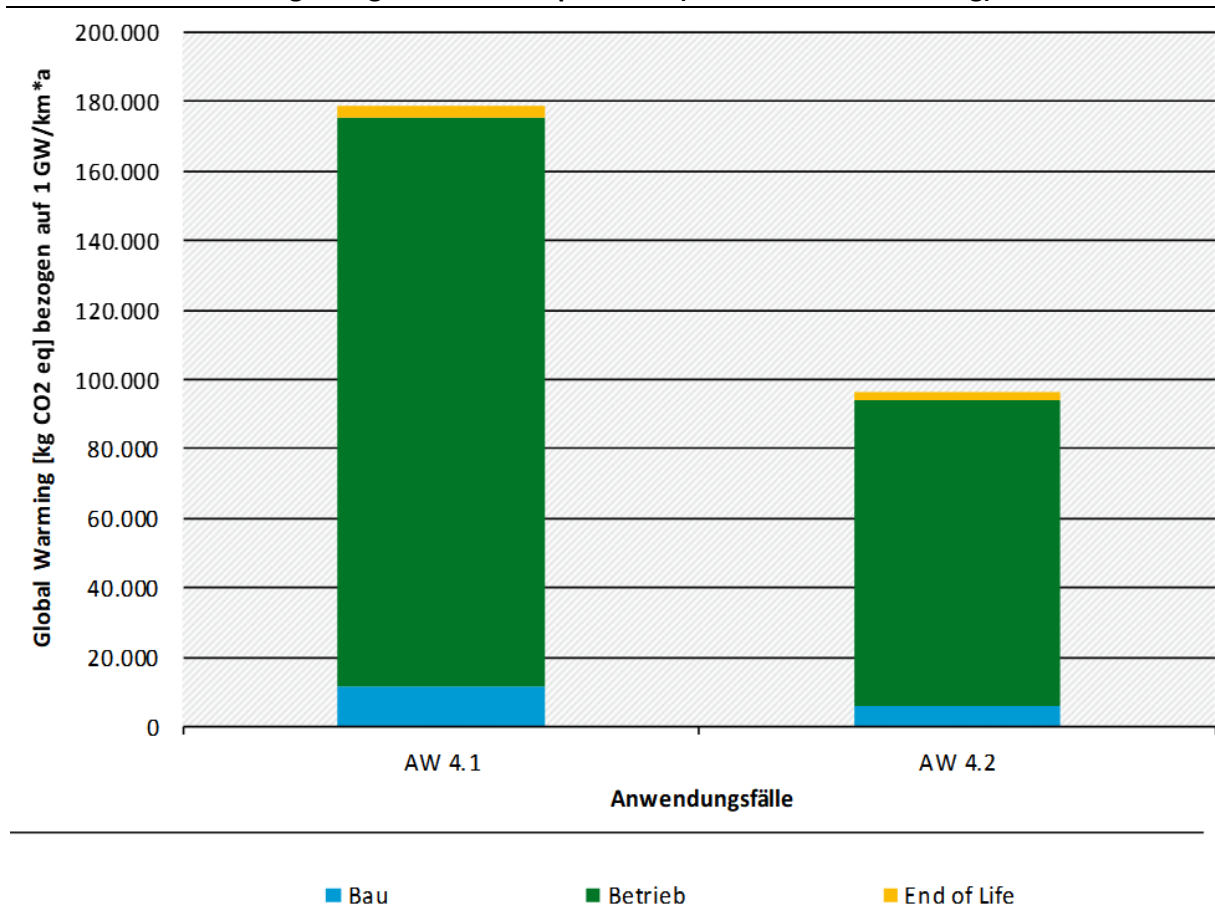
4.7.4 Anwendungsfall 4 „Erdkabelvarianten“

Anwendungsfall 4 betrachtet den Neubau einer Erdverkabelung mit einer Übertragungsleistung von 2 GW über eine Distanz von 500 km. Dabei kommen zwei verschiedene Erdkabelvarianten zum Einsatz. Für den AW 4.1 wurde das HGÜ-VPE-Erdkabel 320 kV und für den AW 4.2 das

HGÜ-VPE-Erdkabel 525 kV herangezogen. Bei der 320-kV-Leitung werden vier Kabel verlegt, bei der 525 kV-Leitung sind es dagegen zwei Kabel.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 4 findet sich in Tabelle 45 in Anhang B.

Abbildung 39: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

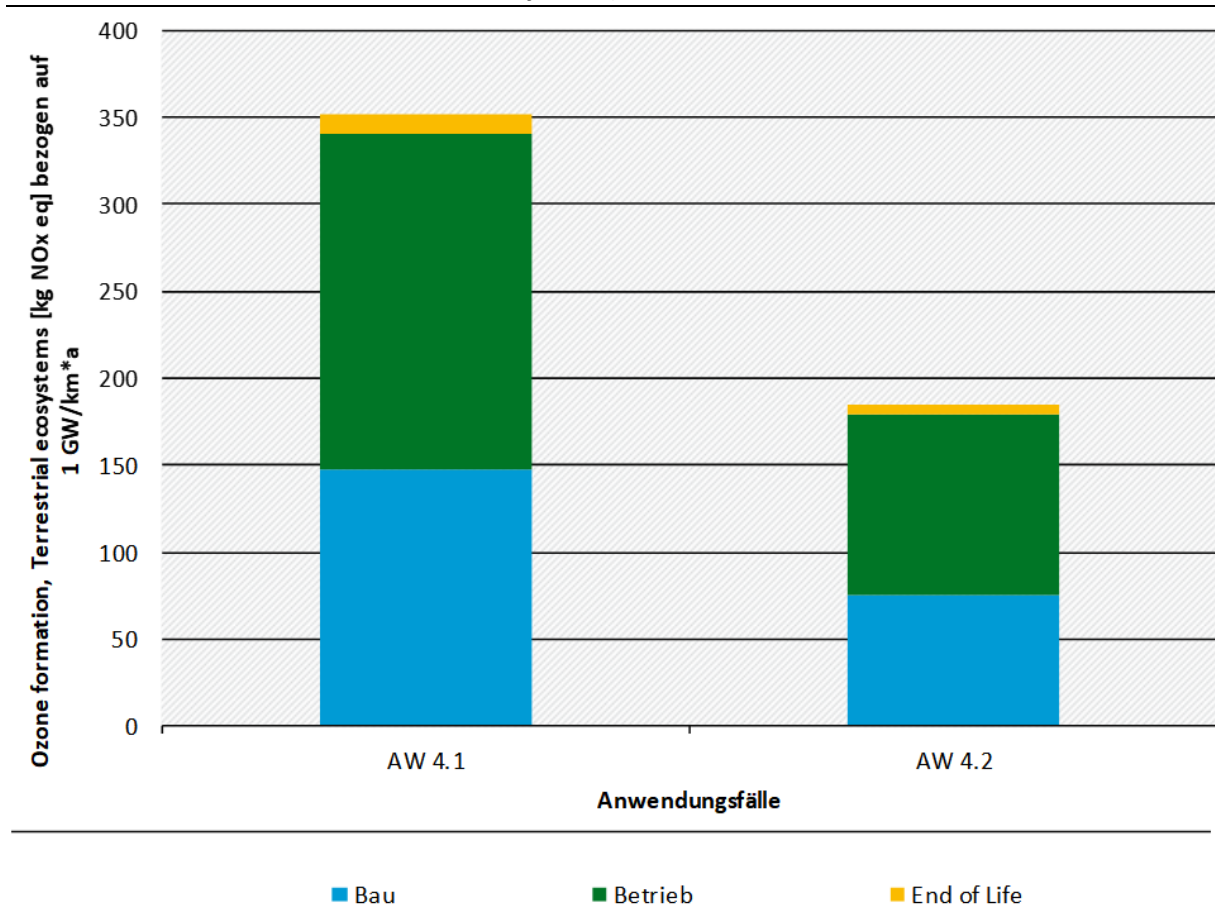
In Abbildung 39 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 93 % dominierend. Die Variante mit einem 320kV-VPE-Erdkabel (AW 4.1) weist im Vergleich zur Variante mit einem 525-kV-VPE-Erdkabel (AW 4.2) eine etwa 75 % höhere Klimawirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl an Kabeln in AW 4.1 zurückzuführen. Damit dieselbe Übertragungsleistung gewährleistet werden kann, werden in diesem Fall vier Kabel verlegt. Bei der 525-kV-Leitung sind es dagegen zwei Kabel. Die Leitungsverluste des Gesamtsystems sind in AW 4.1 um 86 % höher als in AW 4.2.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 6 % zur Gesamtklimawirkung bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig

sind. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht (bei der 320-kV-Leitung ca. 66 % höher als bei der 525-kV-Leitung).

Abbildung 40: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



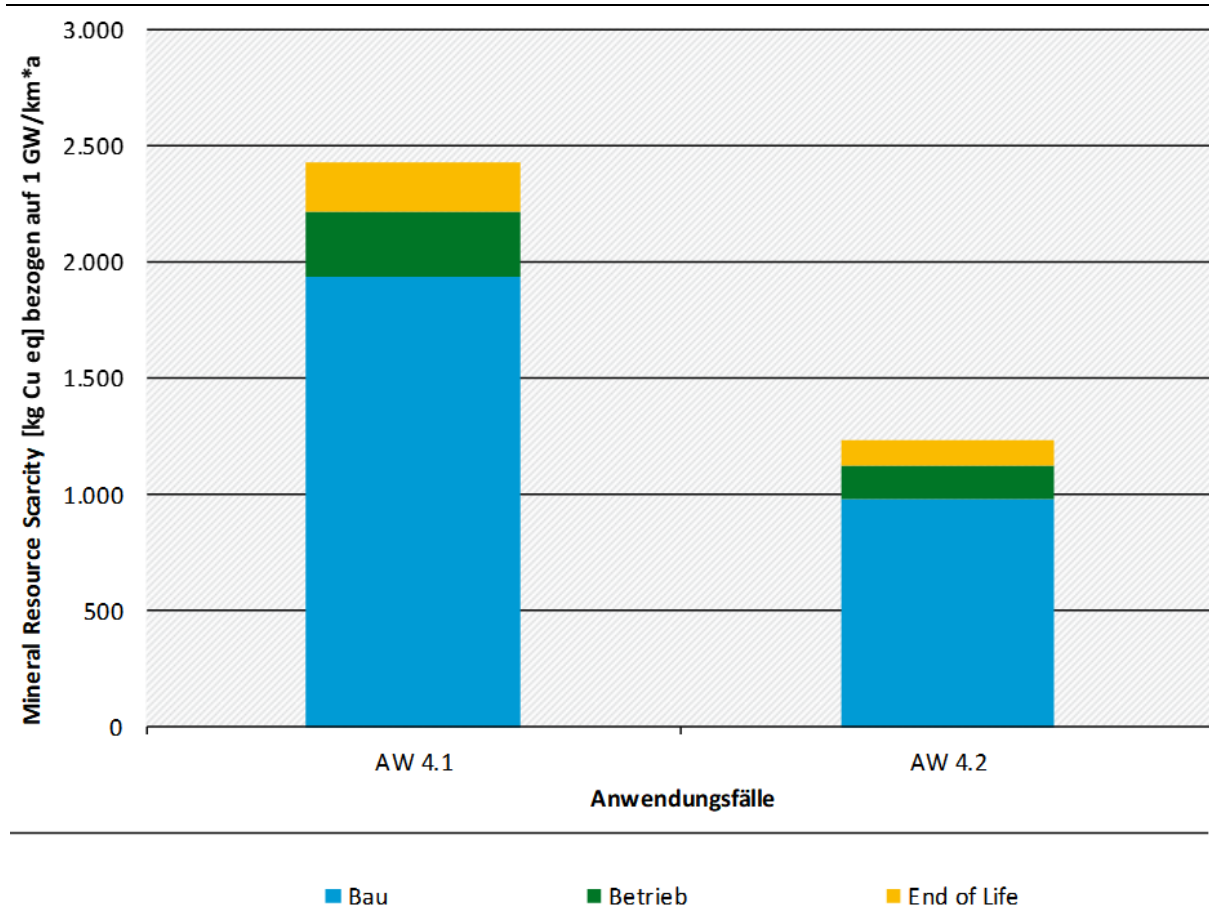
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 40 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit jeweils etwa 55 % dominierend. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 90 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 42 % zum POCP bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig sind. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 3 % kaum ins Gewicht (bei der 320-kV-Leitung ca. 80 % höher als bei der 525-kV-Leitung). Insgesamt schneidet der AW 4.2 besser ab als der AW 4.1.

Abbildung 41: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

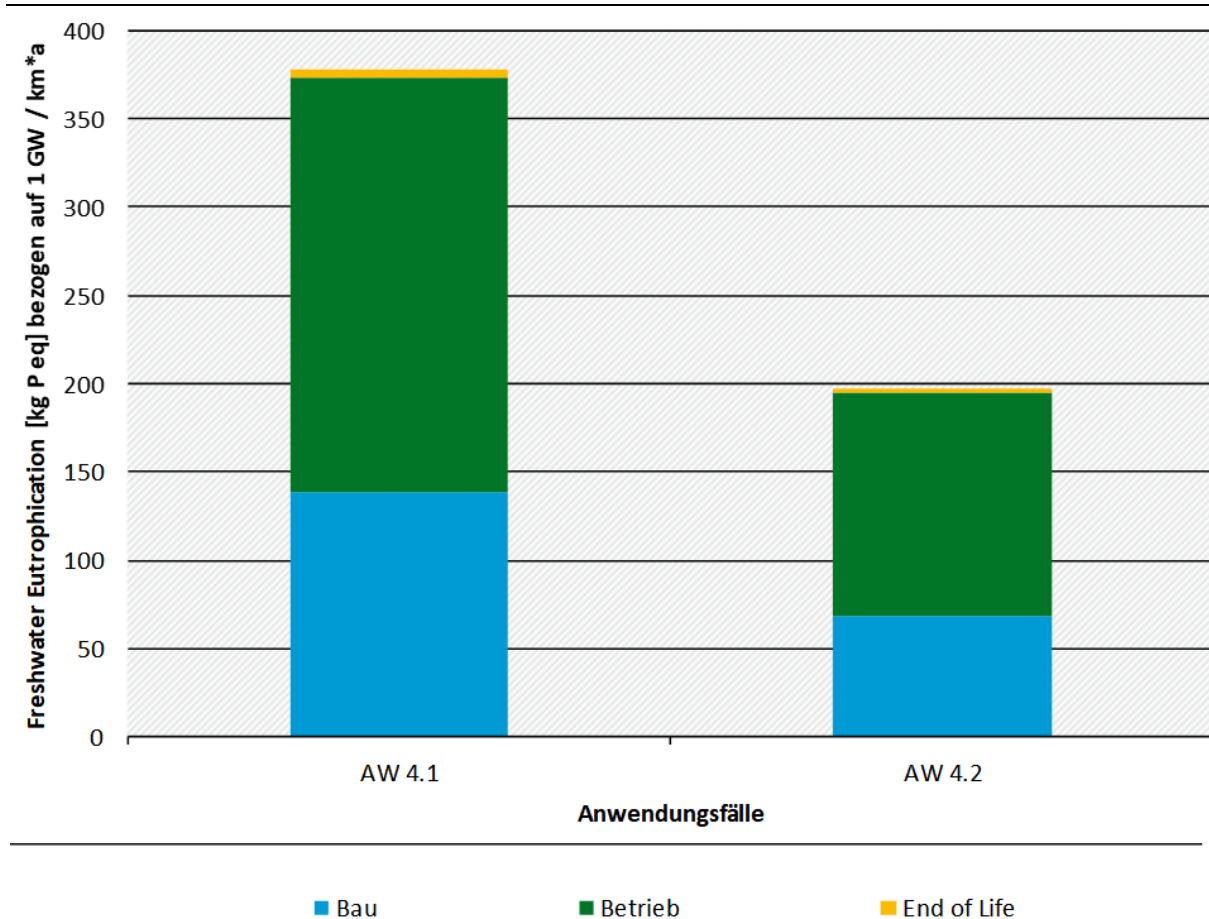
In Abbildung 41 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Bau mit etwa 79 % dominierend. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig wird.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 12 % zum Ressourcenverbrauch bei. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 87 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Die End of Life Phase trägt bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 9 % zum Gesamtergebnis bei (bei der 320 kV-Leitung ca. doppelt so hoch wie bei der 525 kV-Leitung). Haupttreiber ist hier die Behandlung des Kupferabfalls. Insgesamt schneidet der AW 4.2 besser ab als der AW 4.1.

Abbildung 42: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



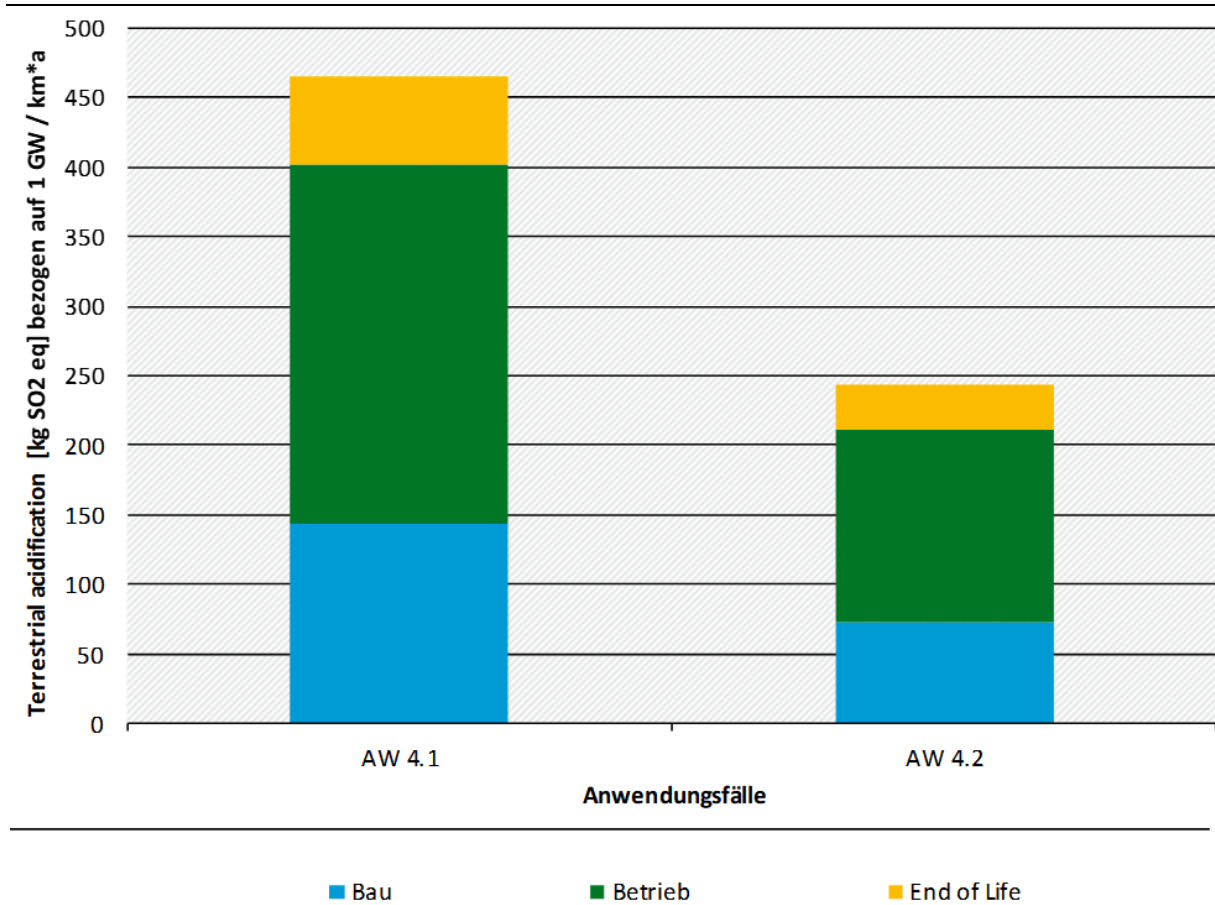
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 42 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 63 % dominierend. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 85 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 36 % zur Süßwassereutrophierung bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig sind. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalles mit etwa 3 % kaum ins Gewicht (bei der 320 kV-Leitung ca. doppelt so hoch wie bei der 525 kV-Leitung). Insgesamt schneidet der AW 4.2 deutlich besser ab als der AW 4.1.

Abbildung 43: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



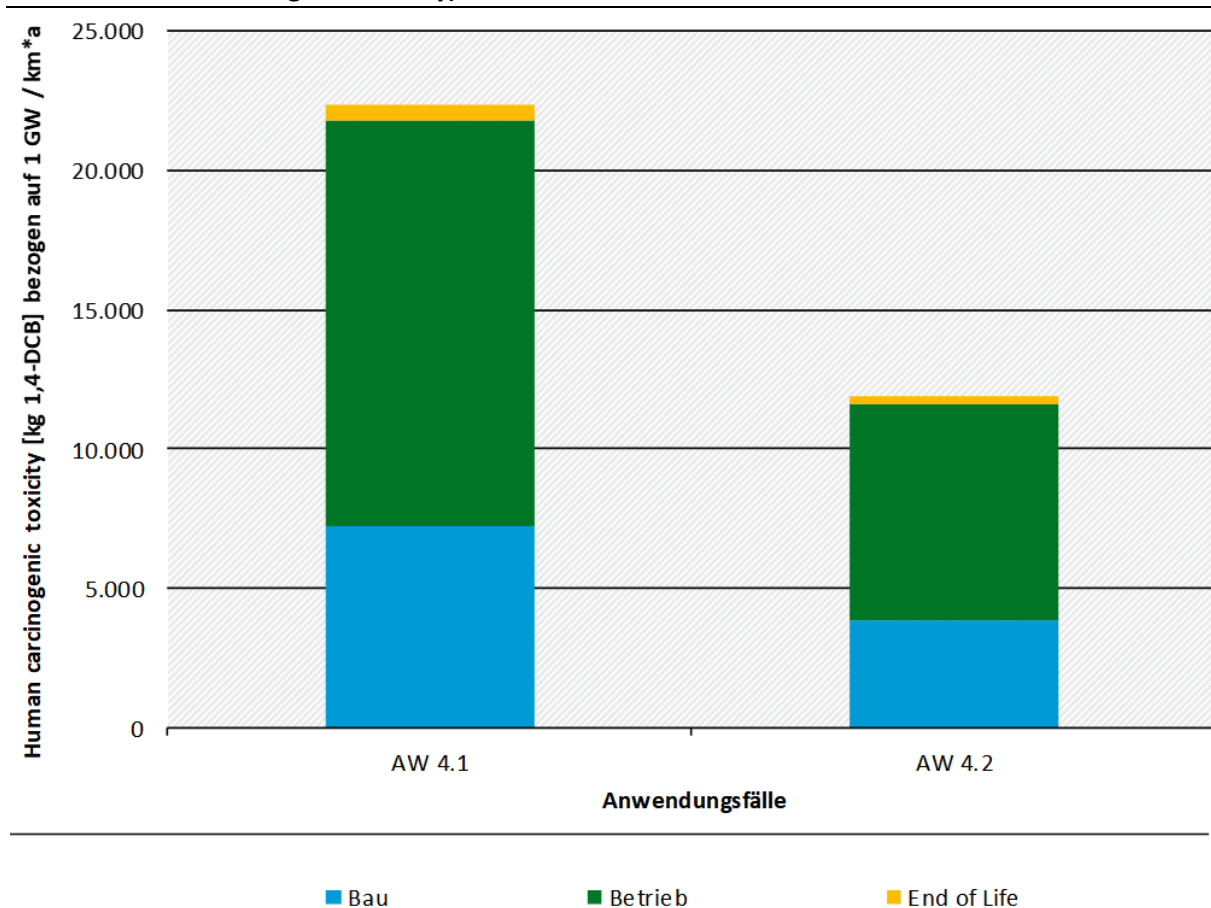
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 43 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 56 % dominierend. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 85 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 31 % zum Versauerungspotenzial bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig sind. Die End of Life Phase trägt bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 13 % zum Gesamtergebnis bei (bei der 320 kV-Leitung ca. doppelt so hoch wie bei der 525 kV-Leitung). Haupttreiber ist hier die Behandlung des Kupferabfalls. Insgesamt schneidet der AW 4.2 besser ab als der AW 4.1.

Abbildung 44: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



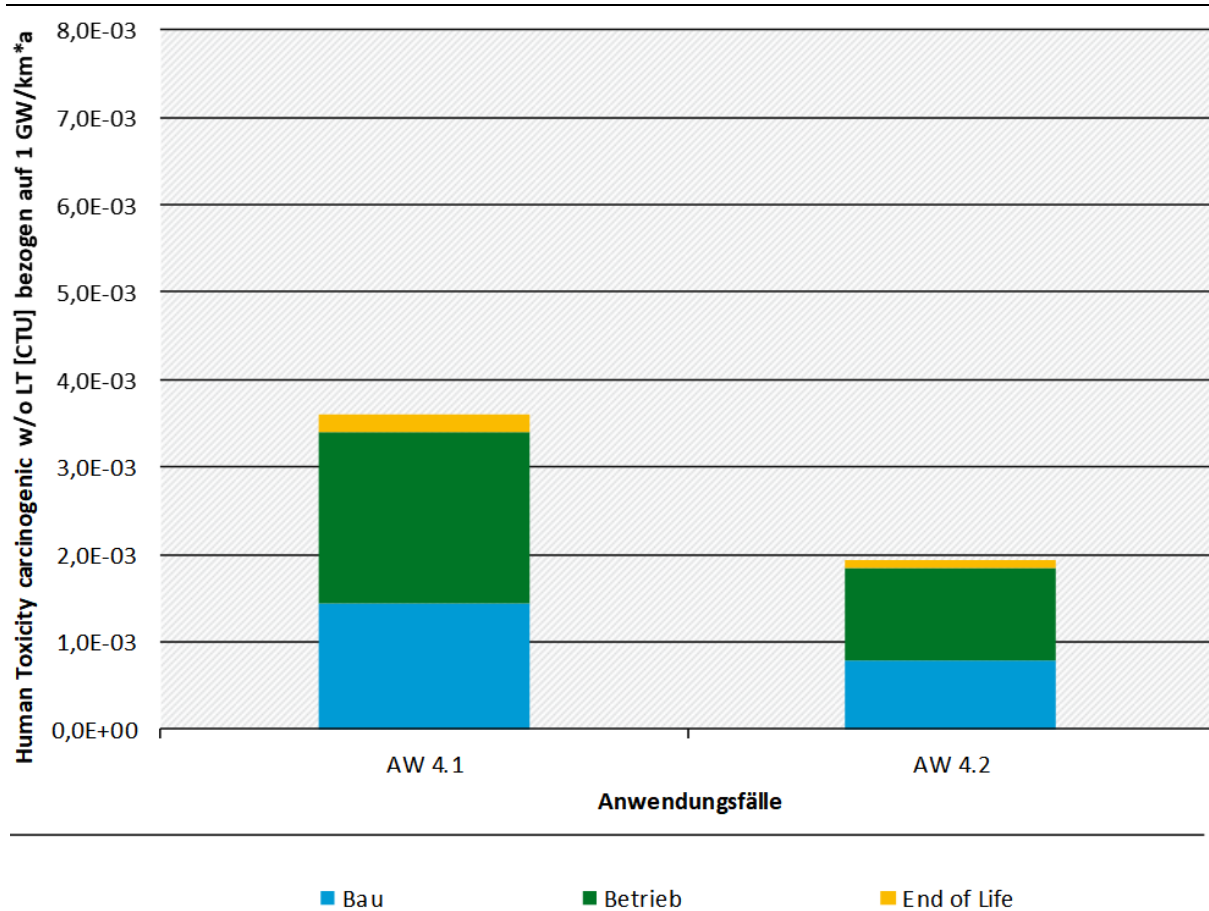
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 44 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität, kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV), grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 65 % dominierend. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 85 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 32 % zur Humantoxizität bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig sind. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 3 % kaum ins Gewicht (bei der 320 kV-Leitung ca. doppelt so hoch wie bei der 525 kV-Leitung). Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 45: Vergleich der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 45 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 4.1 (320 kV) und 4.2 (525 kV) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Erdkabelvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 55 % dominierend. Die Erdkabelvariante (AW 4.1) weist im Vergleich zur Erdkabelvariante (AW 4.2) eine etwa 85 % höhere Umweltwirkung auf. Dies ist auf die größere Anzahl der Kabel in AW 4.1 zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 40 % zur Humantoxizität (Usetox) bei. Haupttreiber sind hier der Kupfereinsatz im Zuge der Kabelherstellung. Der Absolutwert des Lebenswegabschnittes Bau ist bei dem AW 4.1 höher als bei dem AW 4.2. Grund ist auch hier, dass für die gleiche Übertragungsleistung mehr Kabel nötig sind. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 5 % kaum ins Gewicht (bei der 320 kV-Leitung ca. doppelt so hoch wie bei der 525 kV-Leitung).

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.7.5 Anwendungsfall 5 „Teilerdverkabelung“

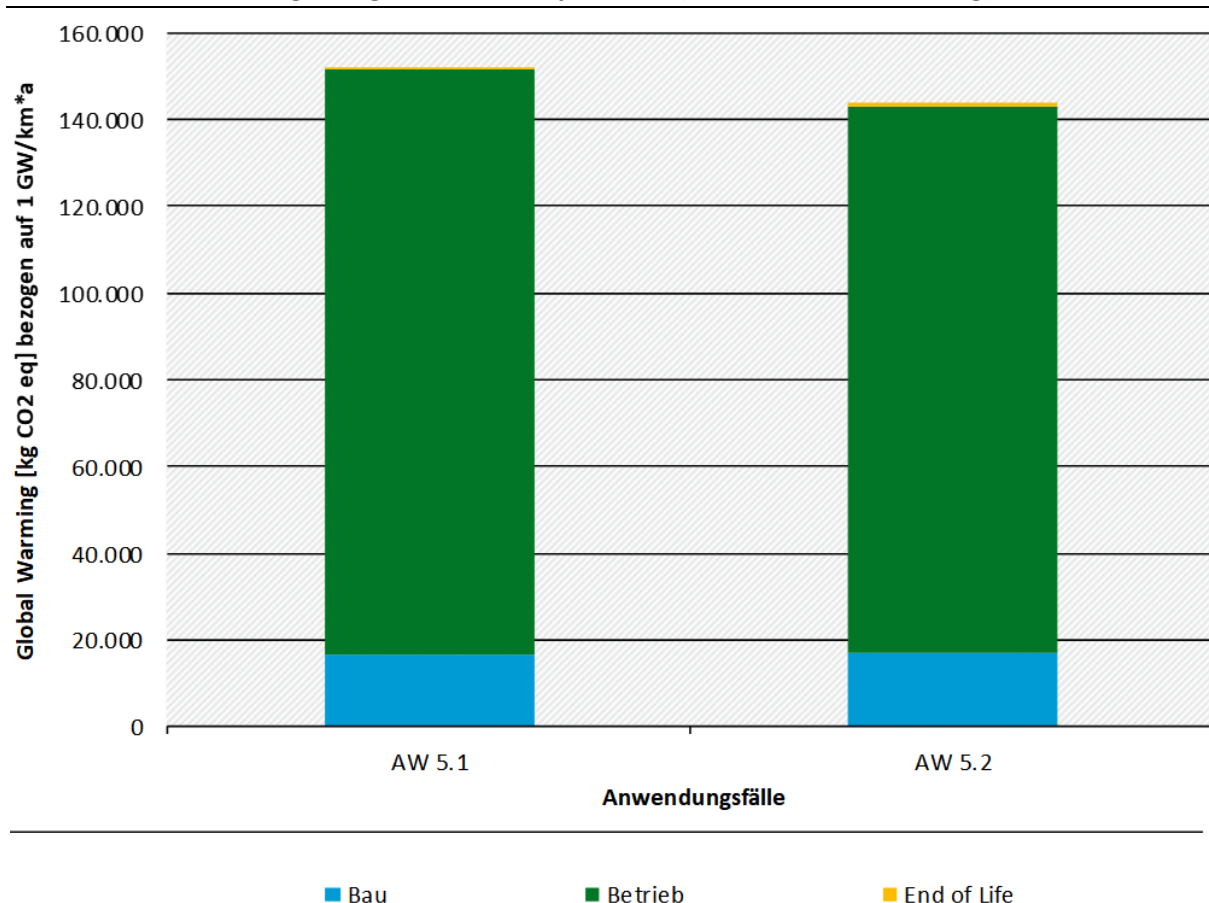
Der Anwendungsfall 5 vergleicht eine Freileitungstrasse mit einer Trasse mit Teilerdverkabelung. Die Übertragungsleistung beträgt dabei 3 GVA über eine Strecke von 100 km. Die Freileitungstrasse wird mittels HDÜ-Freileitung 380 kV inkl. Stahlgittermast abgebildet. Die Trasse mit Teilerdverkabelung setzt sich wie folgt zusammen: 80 % HDÜ-Freileitung 380 kV inkl. Stahlgittermast und 20 % HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV (je vier Erdkabelabschnitte).

In der Betriebsphase wirken sich die geringeren Leitungsverluste in den Erdkabelabschnitten aus, in der Bauphase sind es dagegen die höheren Aufwendungen für das Kupfer in den Erdkabeln, die zu Unterschieden führen.

Die Kabelübergabestationen sind in der Modellierung nicht berücksichtigt, da sie als nicht ergebnisrelevant eingeschätzt wurden.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 5 findet sich in Tabelle 46 in Anhang B.

Abbildung 46: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



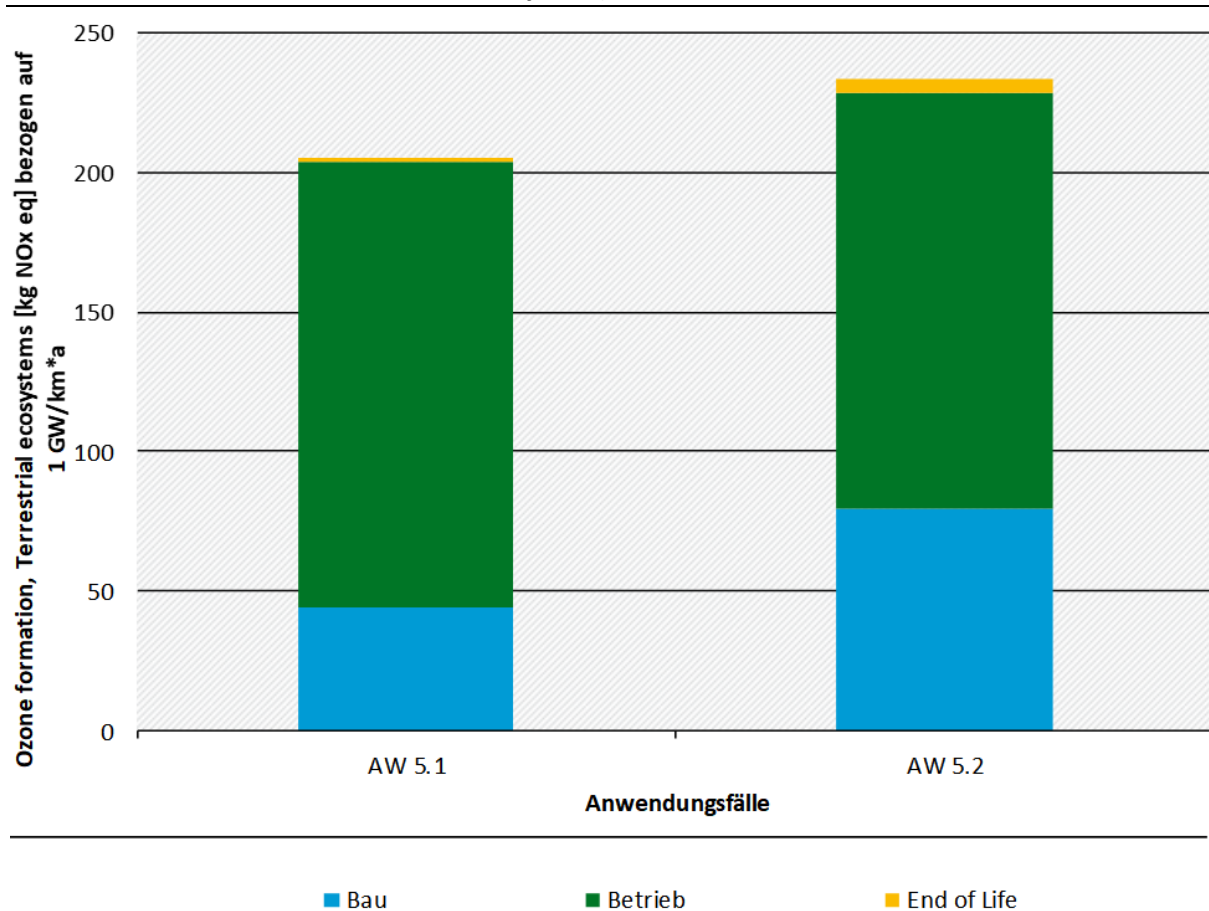
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 46 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 89 % dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) eine etwas höhere Klimawirkung auf. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 11 % zur Gesamtklimawirkung bei. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht (bei der Freileitung ca. 80 % niedriger als bei der Teilerdverkabelung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle).

Abbildung 47: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



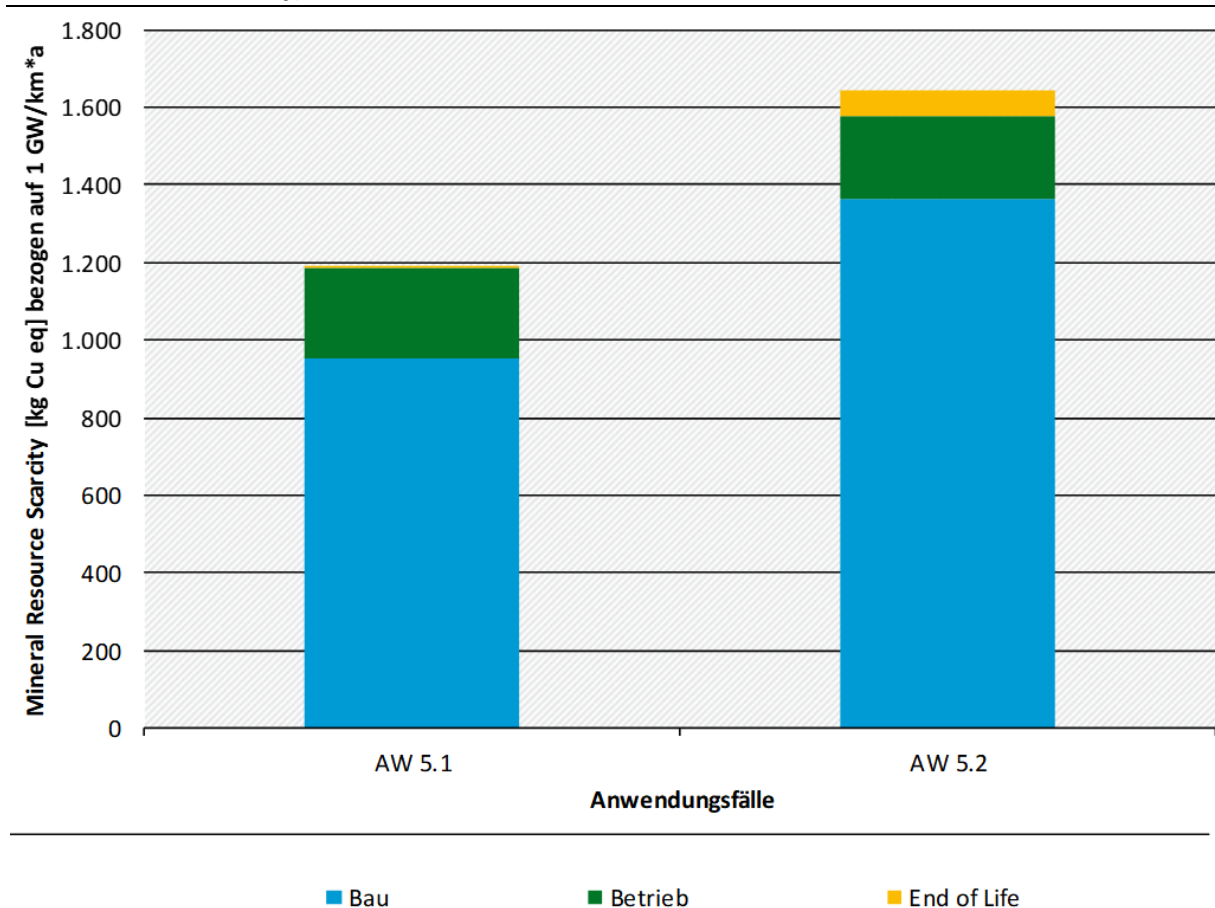
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 47 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 78 % (AW 5.1) und 64 % (AW 5) dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) ein etwas höheres POCP auf. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei AW 5.1 mit circa 21 % und bei AW 5.2 mit circa 34 % zum POCP bei. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht (bei der Freileitung ca. 60 % niedriger als bei der Teilerdverkabelung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle). Insgesamt schneidet der AW 5.1 etwas besser ab als der AW 5.2.

Abbildung 48: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

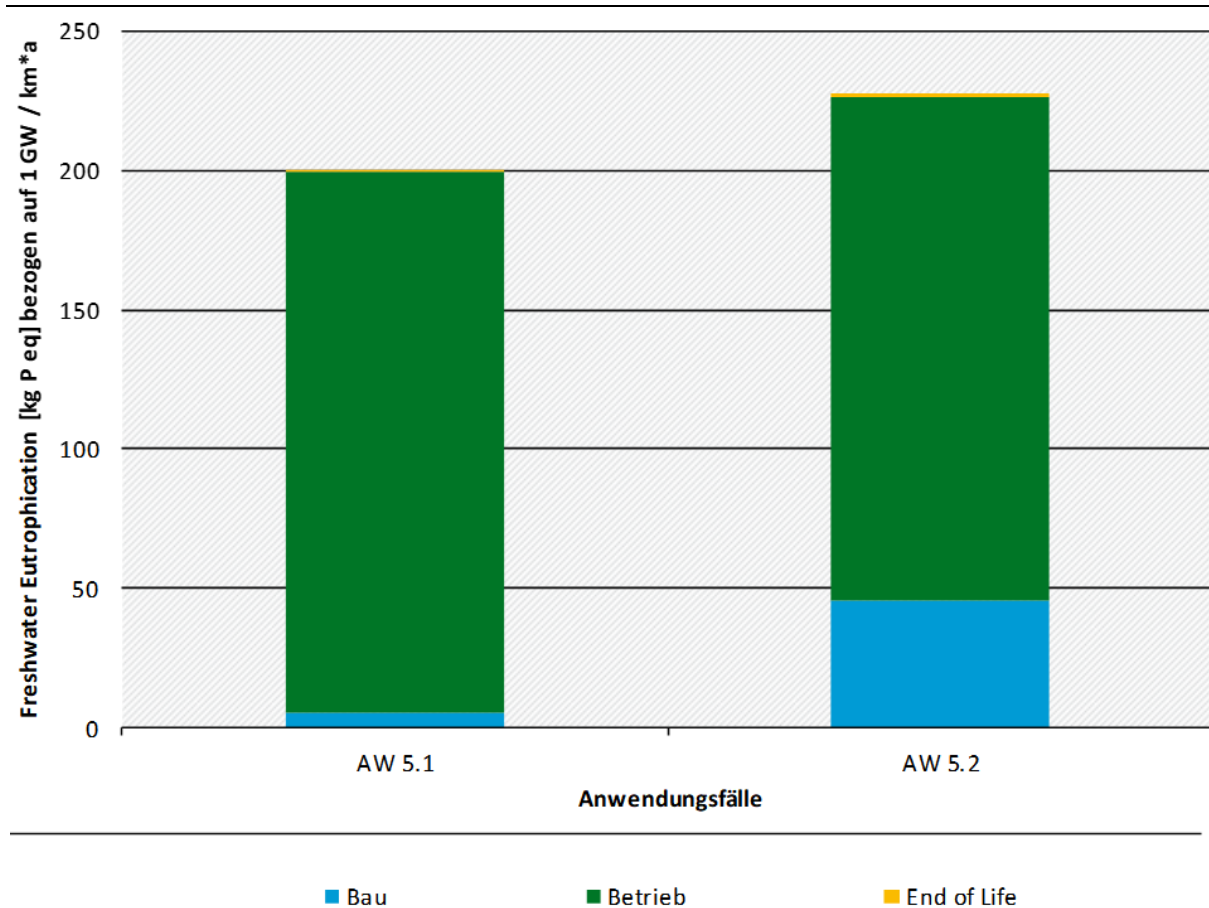
In Abbildung 48 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Bau mit etwa 81 % (AW 5.1) und 83 % (AW 5) dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) eine geringere Umweltwirkung auf. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts. Der Unterschied in der Bauphase zwischen den beiden Anwendungsfällen ist darauf zurückzuführen, dass das Erdkabel in AW 5.2 eine höhere Masse aufweist als die Masse des Leiterseils in der Freileitung in AW 5.1 und dass sich der Kupferanteil im Erdkabel negativer auf den abiotischen Rohstoffverbrauch auswirkt als Stahl (Eisen) und Aluminium in der Freileitung. Im Folgenden

sind die Impact-Faktoren von Kupfer, Aluminium und Eisen angeführt: Kupfer 1 kg Cu eq/kg, Aluminium 0,17 kg Cu eq/kg, Eisen 0,06 kg Cu eq/kg.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb trägt bei AW 5.1 mit circa 19 % und bei AW 5.2 mit circa 37 % zum Gesamtergebnis bei. Die Absolutzahlen sind bei AW 5.2 minimal geringer als bei AW 5.1. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht. Diese ist bei der Teilerdverkabelung etwa hundertfach so hoch wie bei der reinen Freileitung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle. Insgesamt schneidet der AW 5.1 etwas besser ab als der AW 5.2.

Abbildung 49: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

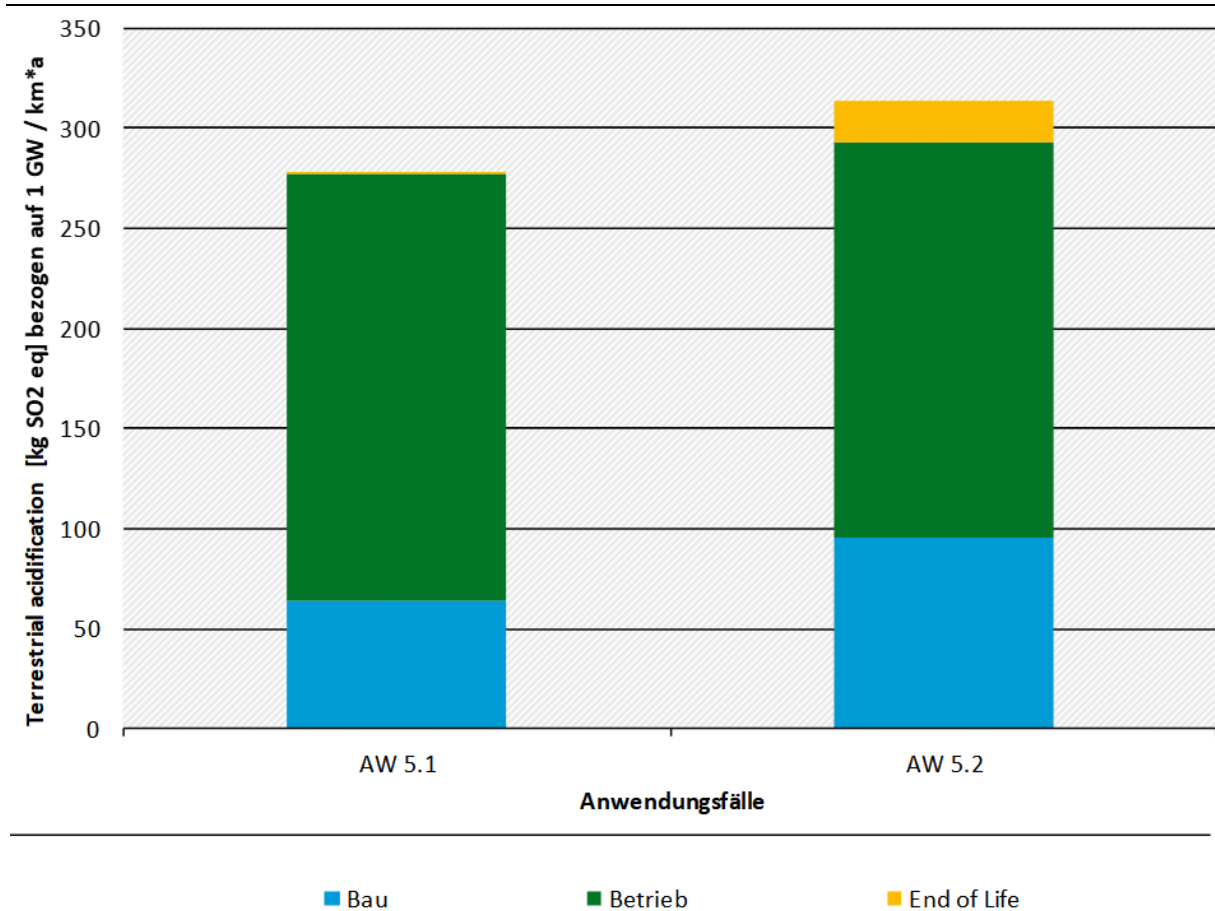
In Abbildung 49 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 97 % (AW 5.1) und 79 % (AW 5.2) dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) eine etwas höhere Süßwassereutrophierung auf. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei AW 5.1 mit circa 3 % und bei AW 5.2 mit circa 20 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und

Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht. Bei der Teilerdverkabelung ist diese etwa hundertfach so hoch wie bei der Freileitung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle. Insgesamt schneidet der AW 5.1 etwas besser ab als der AW 5.2.

Abbildung 50: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



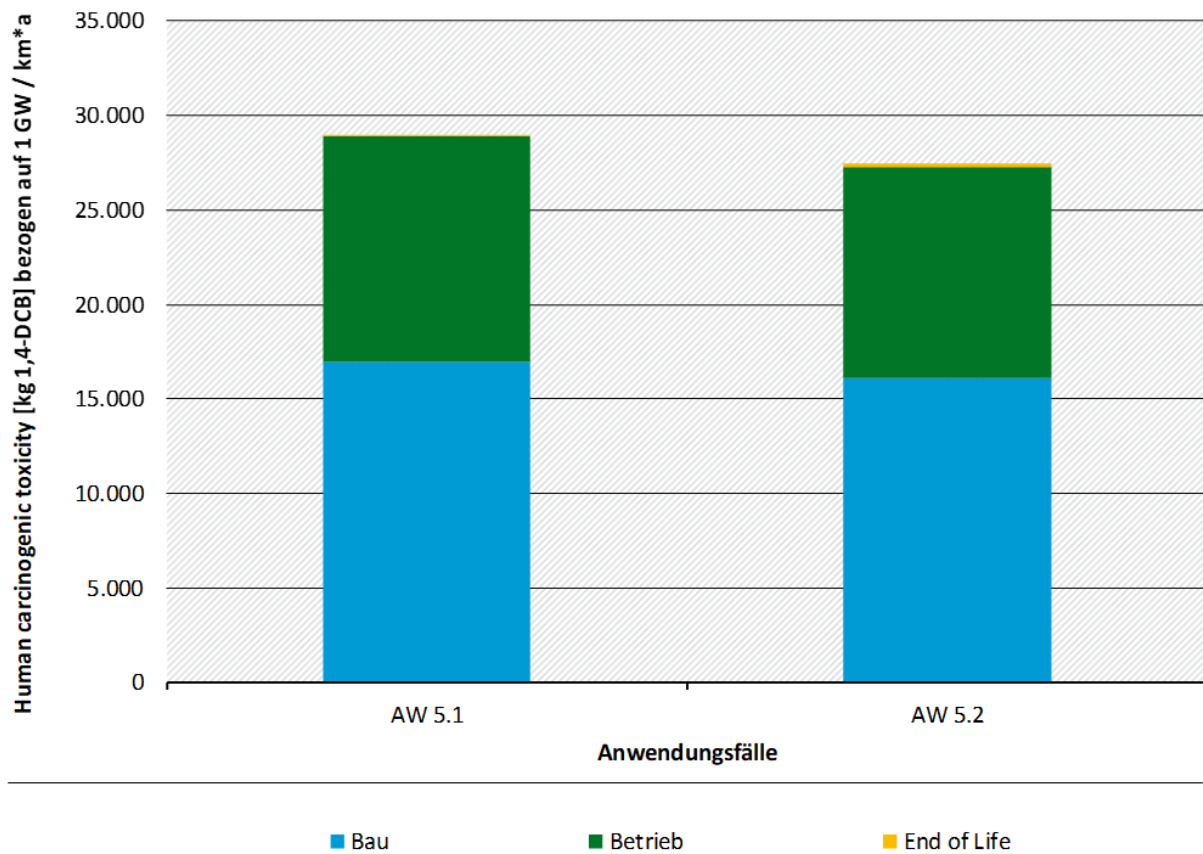
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 50 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 77 % (AW 5.1) und 63% (AW 5.2) dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) ein etwas höheres Versauerungspotenzial auf. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel zurückzuführen.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt bei AW 5.1 mit circa 23 % und bei AW 5.2 mit circa 30 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht. Bei der Teilerdverkabelung ist diese etwa zwanzigfach so hoch wie bei der Freileitung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle. Insgesamt schneidet der AW 5.1 etwas besser ab als der AW 5.2.

Abbildung 51: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



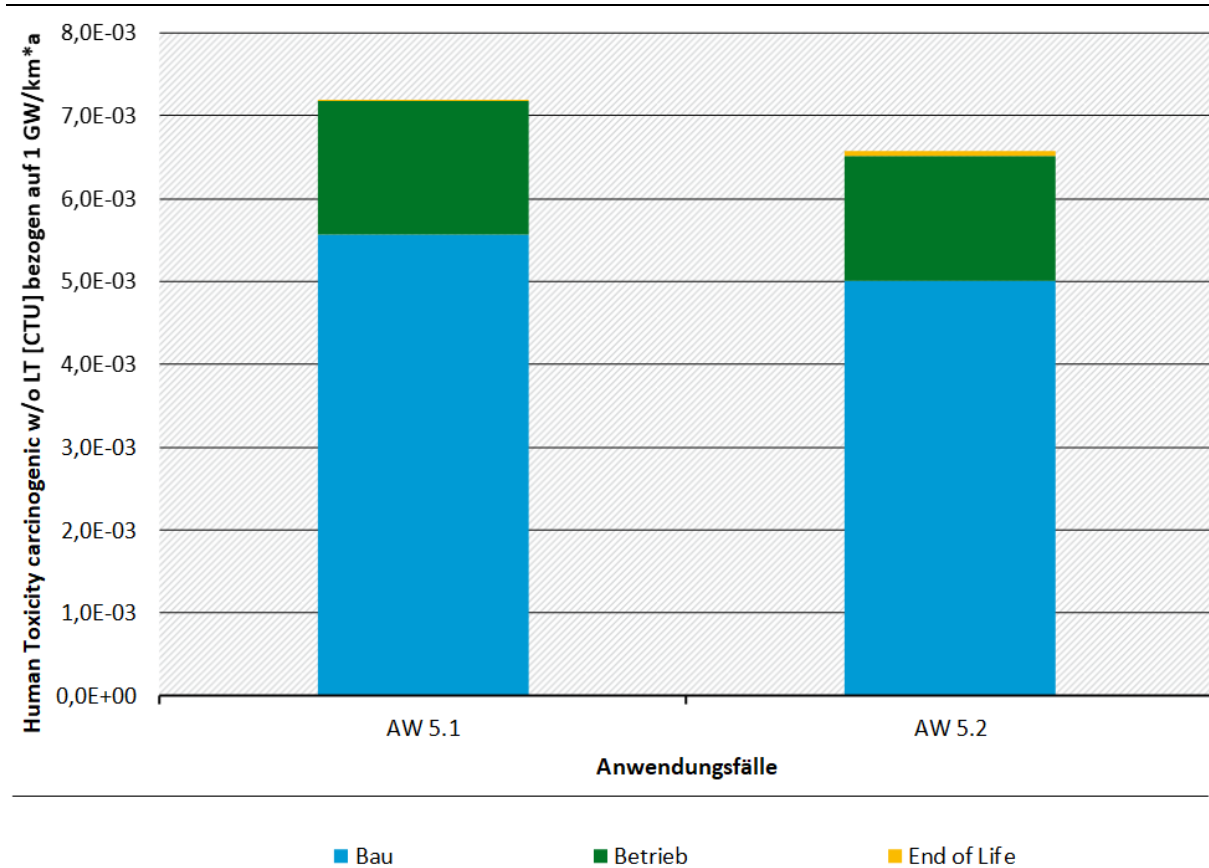
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 51 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Bau mit etwa 59 % dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) eine minimal höhere Umweltwirkung auf. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts

Der Lebenswegabschnitt Betrieb trägt bei AW 5.1 mit circa 19 % und bei AW 5.2 mit circa 37 % zum Gesamtergebnis bei. Die Absolutzahlen sind bei AW 5.2 minimal geringer als bei AW 5.1. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht. Bei der Teilerdverkabelung ist diese etwa sechzehnmal so hoch wie bei der Freileitung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle. Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 52: Vergleich der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 52 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 5.1 (Freileitung) und 5.2 (Teilerdverkabelung) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Varianten ist der Lebenswegabschnitt Bau mit etwa 77 % dominierend. Die Freileitungsvariante (AW 5.1) weist im Vergleich zur Teilerdkabelvariante (AW 5.2) eine minimal höhere Umweltwirkung auf. Haupttreiber sind hier die Metalleinsätze im Zuge der Freileitungs- und Kabelherstellung sowie die Herstellung des Stahlgittermasts

Der Lebenswegabschnitt Betrieb trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 23 % zum Gesamtergebnis bei. Die Absolutzahlen sind bei AW 5.2 minimal geringer als bei AW 5.1. Dies ist auf die geringeren Verluste der Erdkabel während des Betriebs zurückzuführen. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls und der gewählten Wirkungskategorie kaum ins Gewicht. Bei der Teilerdverkabelung ist diese etwa zehnfach so hoch wie bei der Freileitung aufgrund der Aufbereitung der Kupferabfälle.

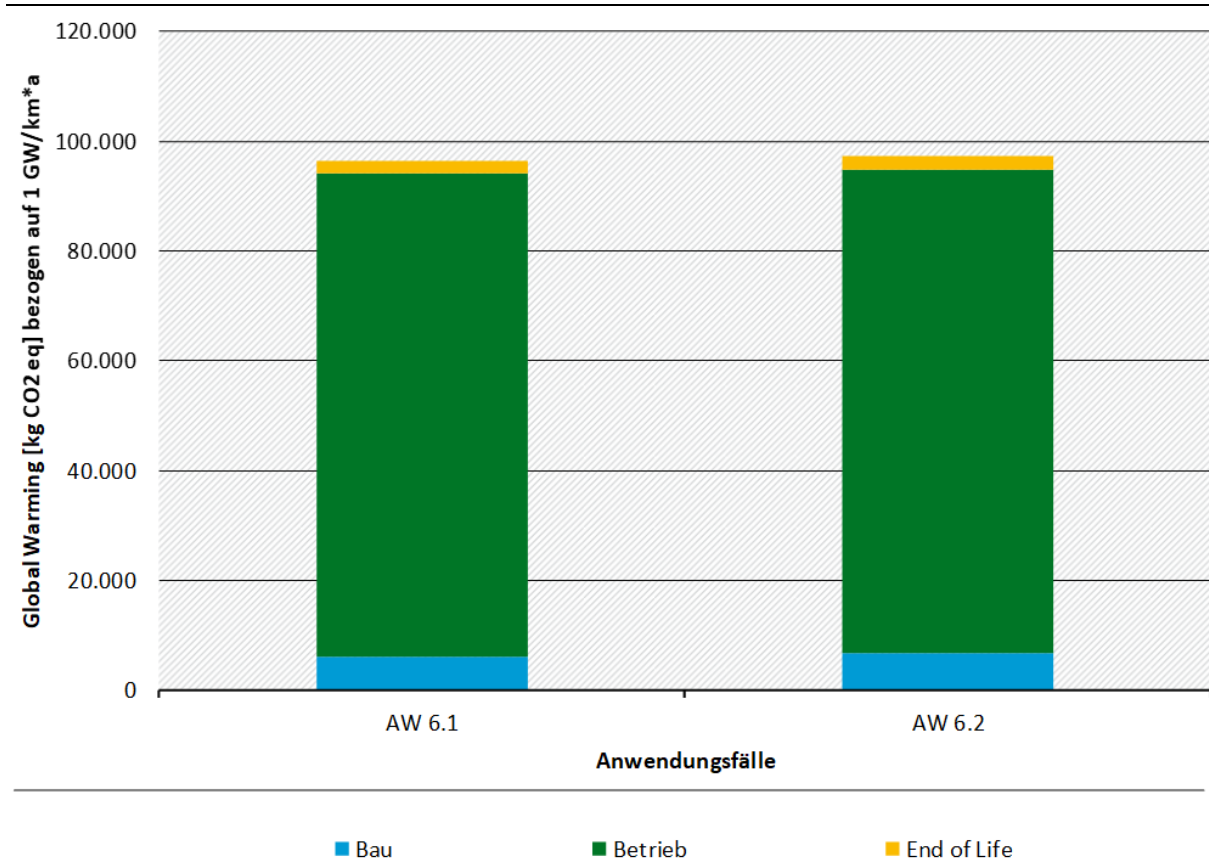
Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.7.6 Anwendungsfall 6 „offene Bauweise vs. geschlossene Bauweise“

Im Anwendungsfall 6 erfolgt der Vergleich von zwei unterschiedlichen Verlegearten von Erdkabelsystemen – der offenen und der geschlossenen Bauweise. Bei beiden Bauweisen werden exakt die gleichen Kabel, HGÜ-VPE-Erdkabel 525 kV, verlegt. Betrachtungsrahmen ist eine Strecke von 100 km und eine Übertragungsleistung von 2 GW. Sowohl die Betriebsphase wie auch die Herstellung der eigentlichen Kabel sind von ihren Auswirkungen her identisch. Die geringen Unterschiede in den beiden Varianten ergeben sich vor allem aus dem unterschiedlichen Bettungsmaterial (Betonit bei der geschlossenen Bauweise, Flüssigboden in der offenen) sowie in dem etwas höheren Energieaufwand und den dickeren Schutzrohren bei der geschlossenen Bauweise.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 6 findet sich in Tabelle 47 in Anhang B.

Abbildung 53: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



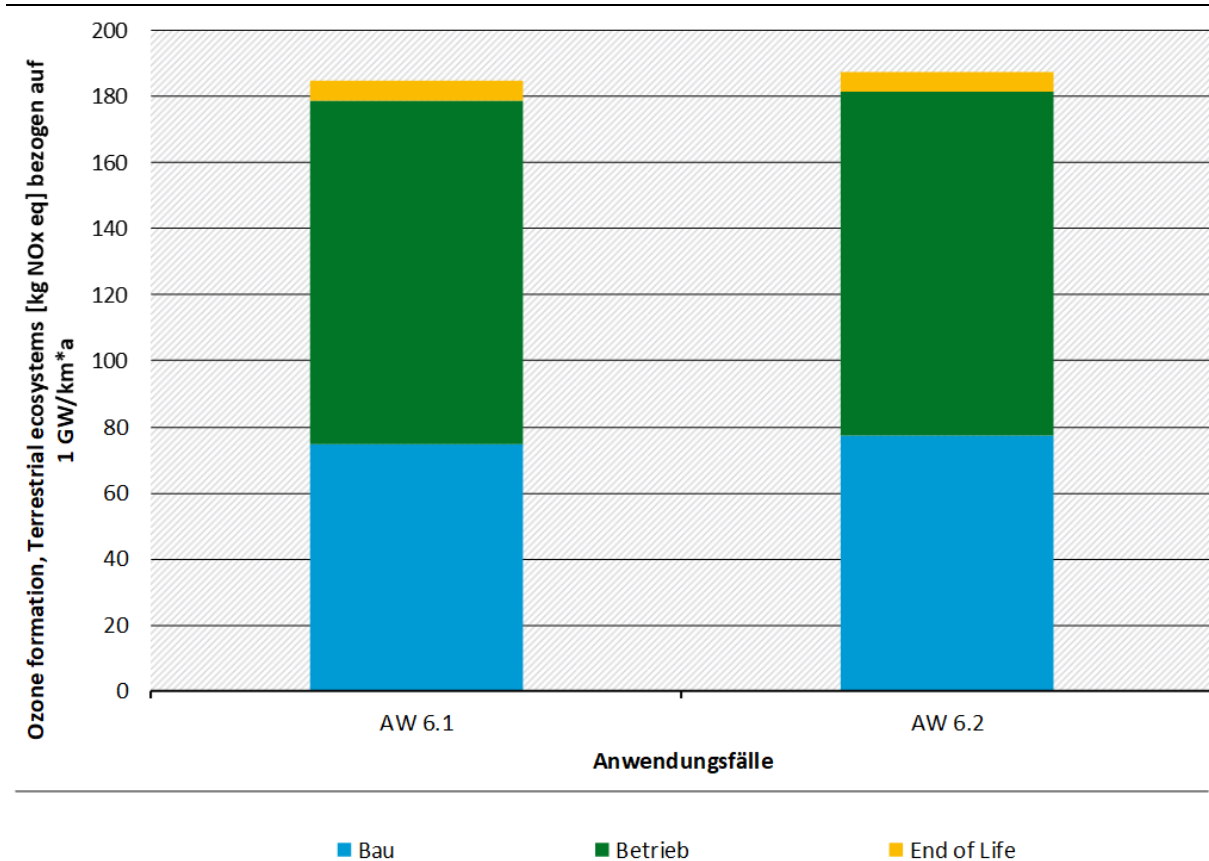
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 53 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit 92,5 % (AW 6.1) und 91,5 % (AW 6.2) dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau gehen in den beiden Anwendungsfällen jeweils etwa 60 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht.

Abbildung 54: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

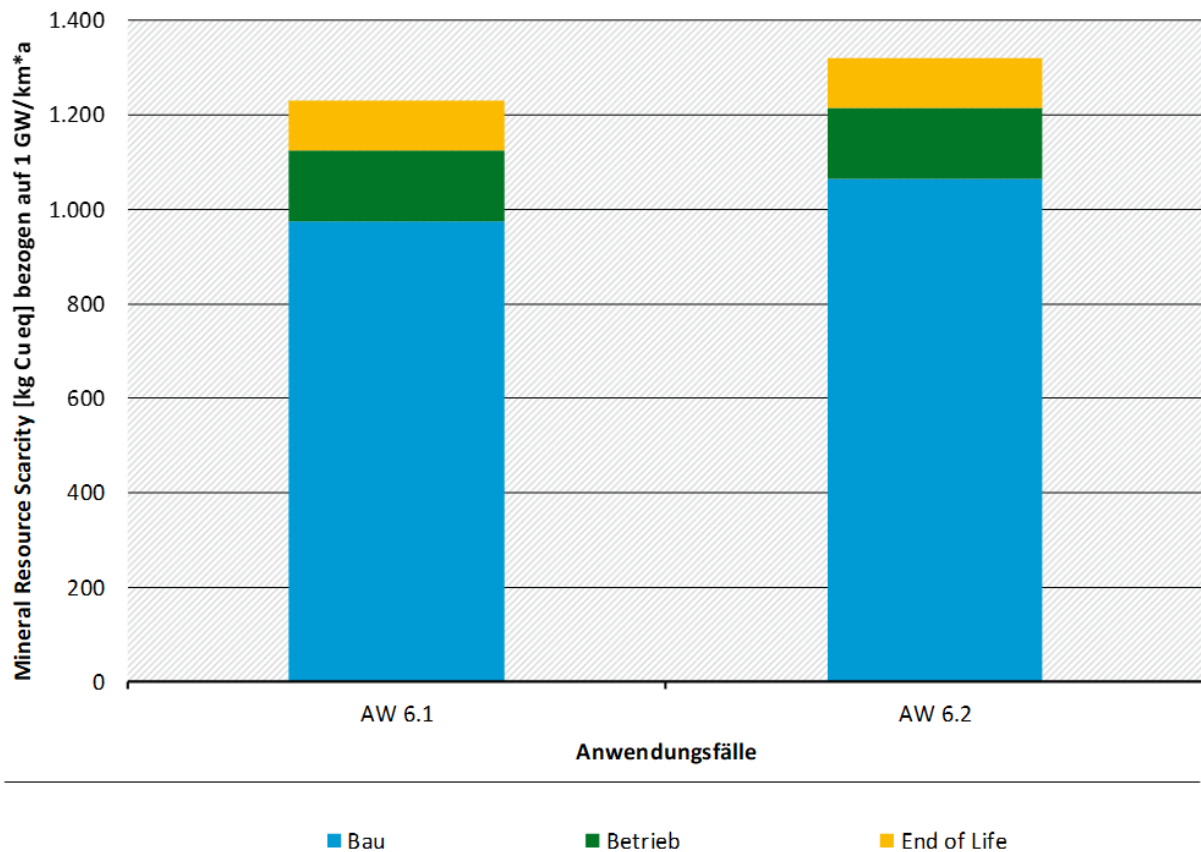
In Abbildung 54 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 56 % (AW 6.1) und 55 % (AW 6.2) dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde.

Das Modul Bau trägt mit 41 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber ist hier die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht.

Abbildung 55: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)

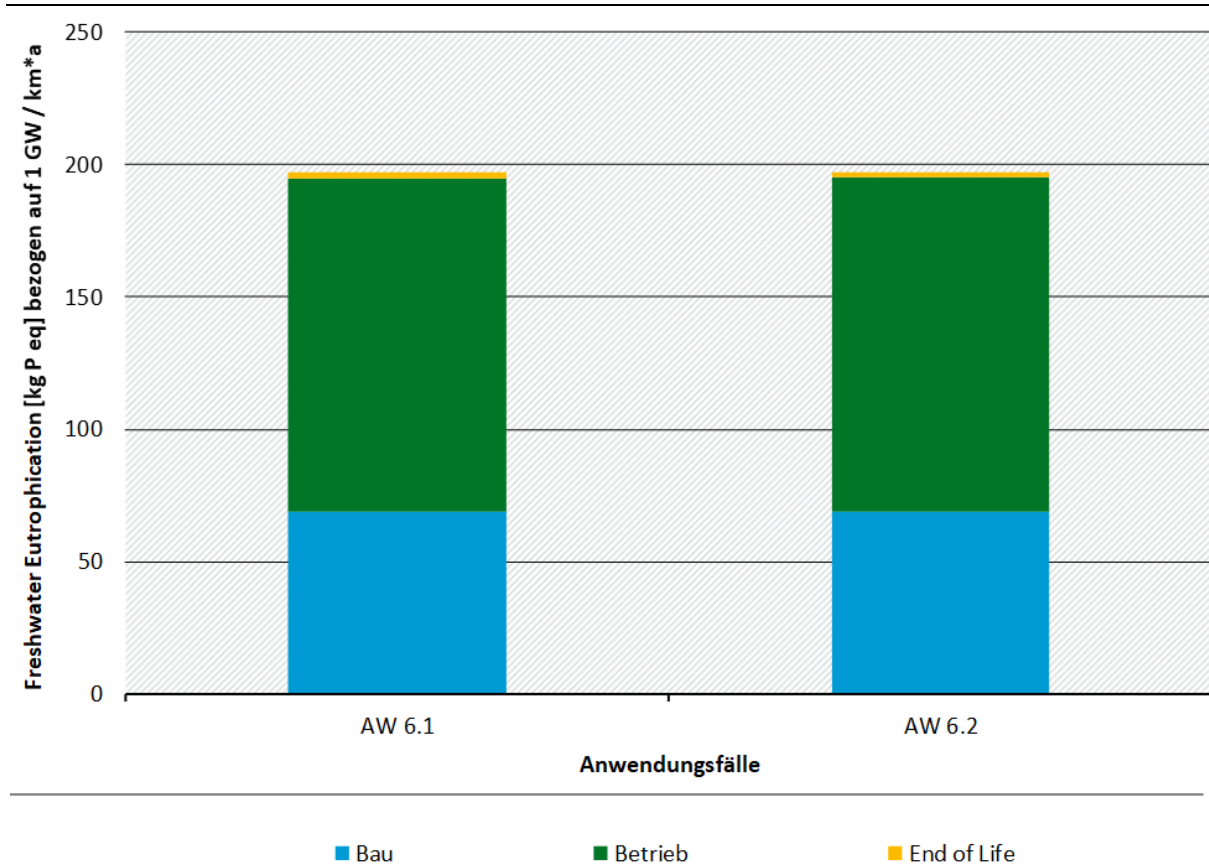


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 55 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt. Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Bau des Kabelsystems das Ergebnis (78 % bei AW 6.1 und 81 % bei AW 6.2). Dies geht fast ausschließlich auf den Kupfereinsatz im Zuge der Herstellung der Kabel zurück. Die Betriebsphase trägt bei beiden Anwendungsfällen mit circa 12 % zum Gesamtergebnis bei. Die Absolutwerte der Bauphase des AW 6.2 sind etwas höher im Vergleich zum AW 6.1. Grund hierfür ist, dass aufgrund der geschlossenen Bauweise von AW 6.2 aufgrund der dickeren Schutzrohre und den unterschiedlichen Bettungsmaterialien etwas mehr Ressourcen zum Einsatz kommen.

Die End of Life Phase wird durch die Behandlung und Aufbereitung der Kupferabfälle dominiert und trägt mit etwa 8 % zum Gesamtergebnis bei.

Abbildung 56: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



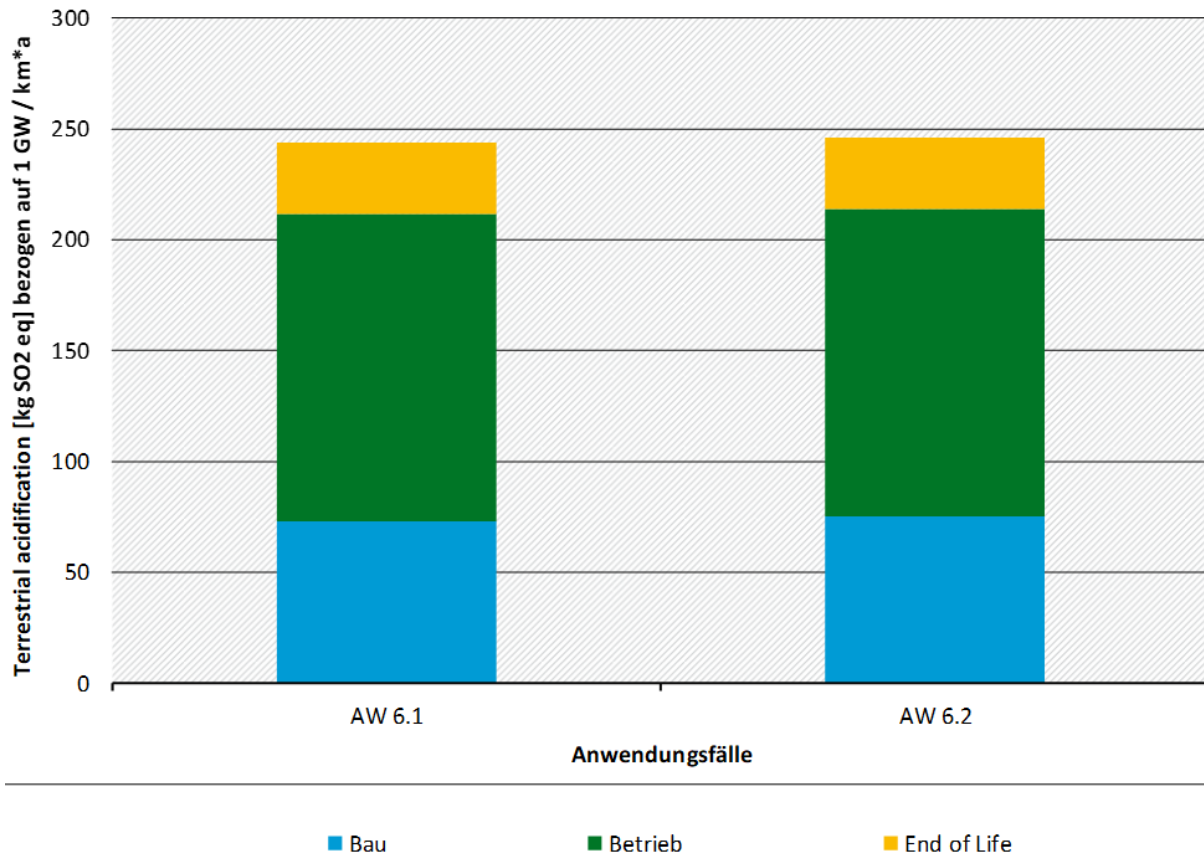
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 56 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 64 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde. Das Modul Bau trägt mit 35 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber ist hier die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit 1 % kaum ins Gewicht.

Abbildung 57: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



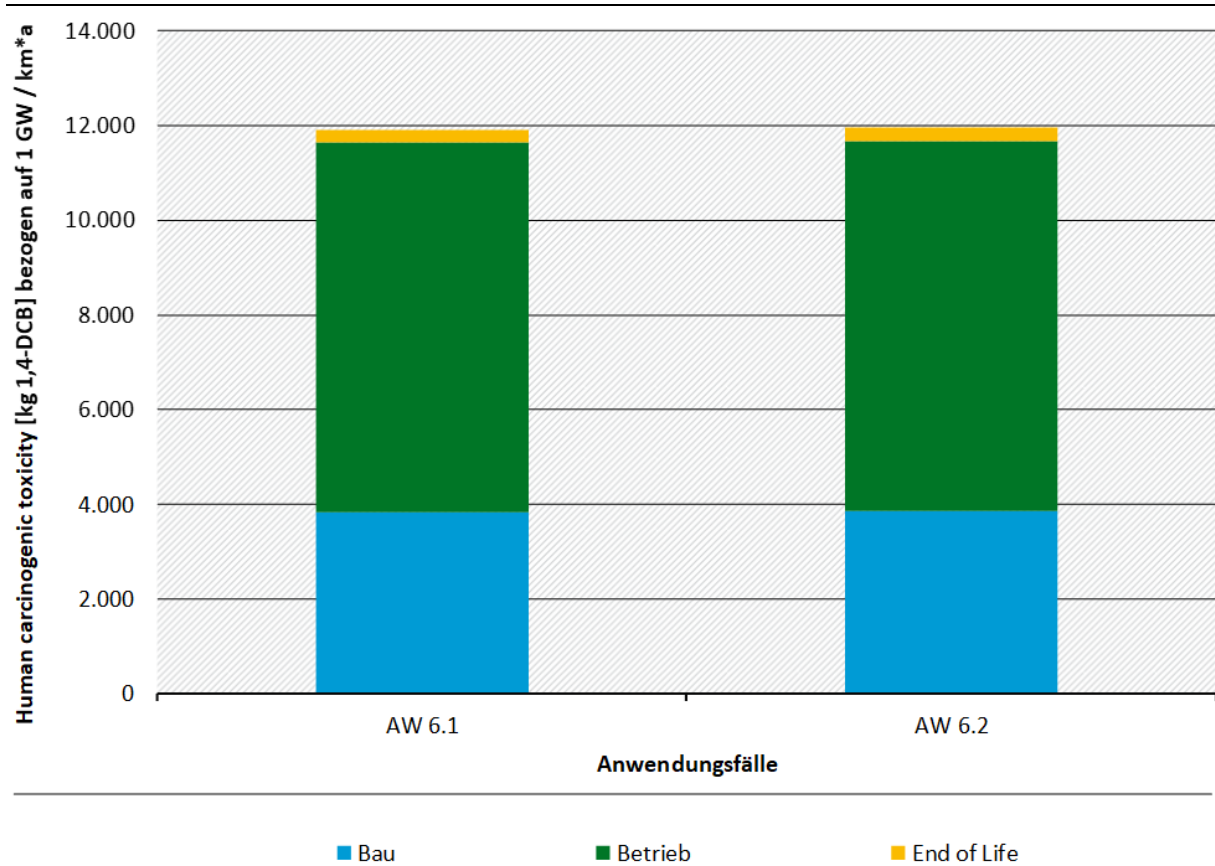
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 57 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 56 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde. Das Modul Bau trägt mit etwa 30 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber ist hier die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel.

Die End of Life Phase trägt im Zuge des Anwendungsfalls mit 13 % die geringsten Umweltlasten über den gesamten Lebensweg. Die Versauerung geht fast ausschließlich auf die Behandlung der Kupferabfälle zurück.

Abbildung 58: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

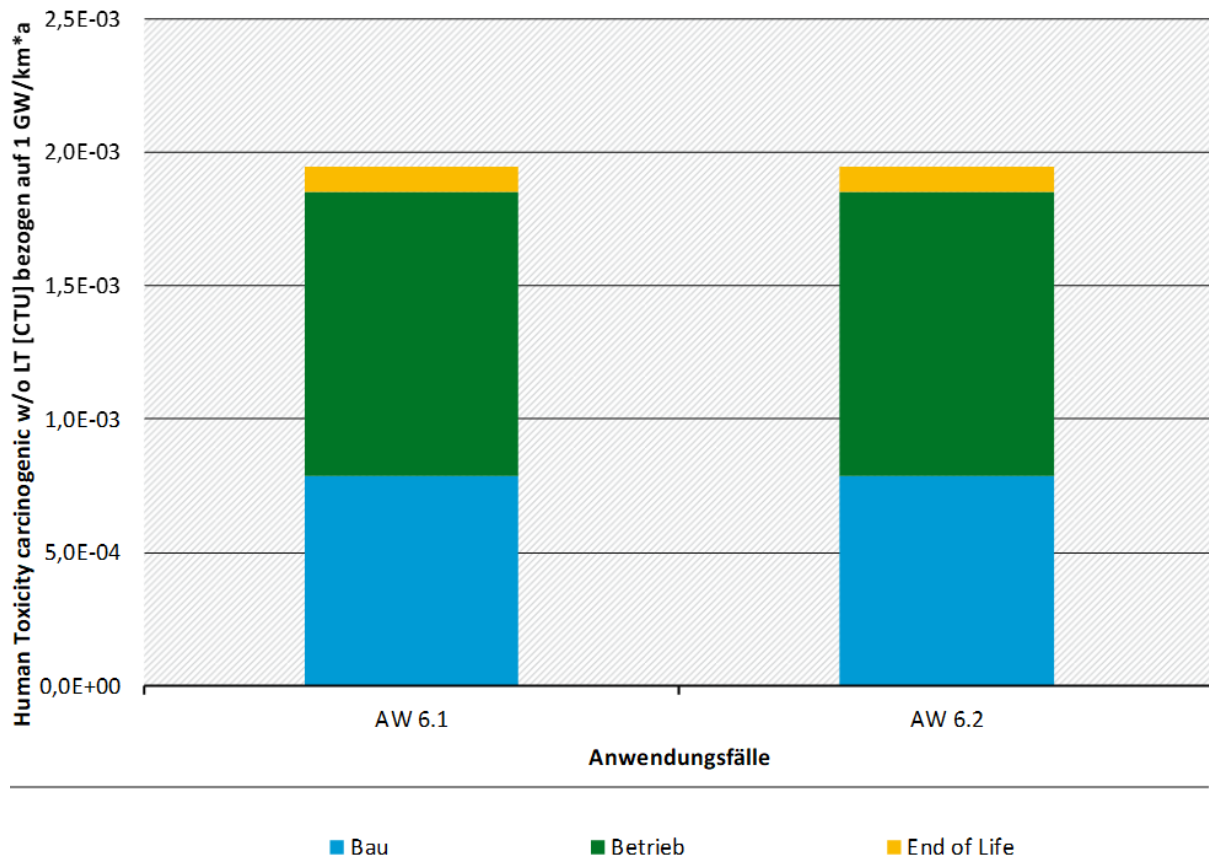
In Abbildung 58 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 66 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde. Das Modul Bau trägt mit 32 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber ist hier die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit 2 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 59: Vergleich der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 59 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 6.1 (offene Bauweise) und 6.2 (geschlossene Bauweise) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 55 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde. Das Modul Bau trägt mit 41 % zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber ist hier die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit 4 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.7.7 Anwendungsfall 7 „Zusätzliche Leerrohrverlegung“

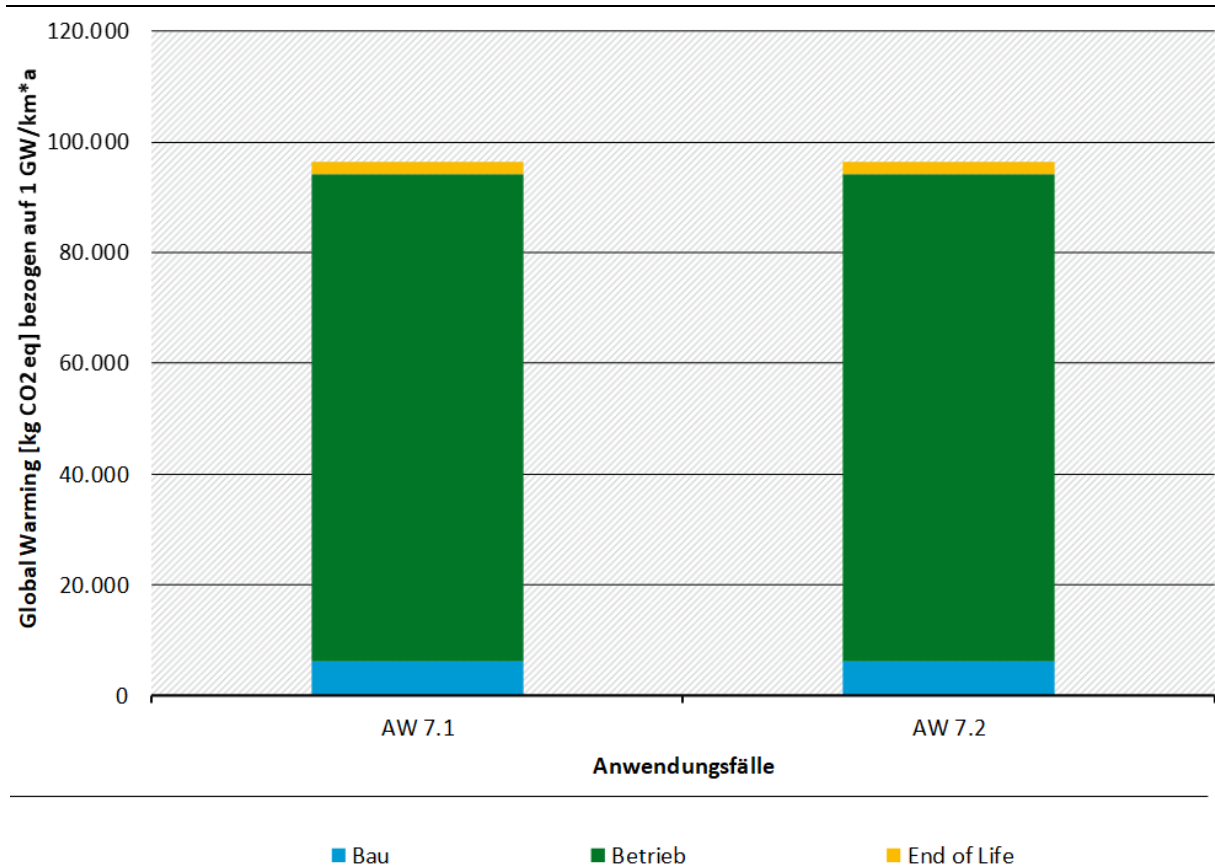
Im Anwendungsfall 7 erfolgt ein Vergleich von zwei unterschiedlichen Varianten der Verlegung von Erdkabelsystemen (HGÜ-VPE-Erdkabel 525 kV) über 500 km und einer Übertragungsleistung von je 2 GW in 2020 und 2030. Der Unterschied beider Varianten liegt darin begründet, dass im AW 7.1 ein Erdkabelsystem 2020 und ein weiteres Erdkabelsystem 2030 gebaut wird (in offener Bauweise). Im AW 7.2 wird in 2020 ein Erdkabelsystem inklusive

Leerrohrverlegung (offene Bauweise) gebaut und in 2030 anstatt eines Neubaus ein weiteres Kabelsystem in das Leerrohr eingezogen.

Sowohl die Betriebsphase wie auch die Herstellung der eigentlichen Kabel sind von ihren Auswirkungen her identisch. Die beiden Varianten unterscheiden sich vor allem in dem etwas höheren Materialaufwand (und den daraus resultierende Entsorgungs- und Aufbereitungsaufwendungen) aufgrund eines zusätzlichen Schutzrohrs bei der Variante Leerrohrverlegung.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 7 findet sich in Tabelle 48 im Anhang B.

Abbildung 60: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

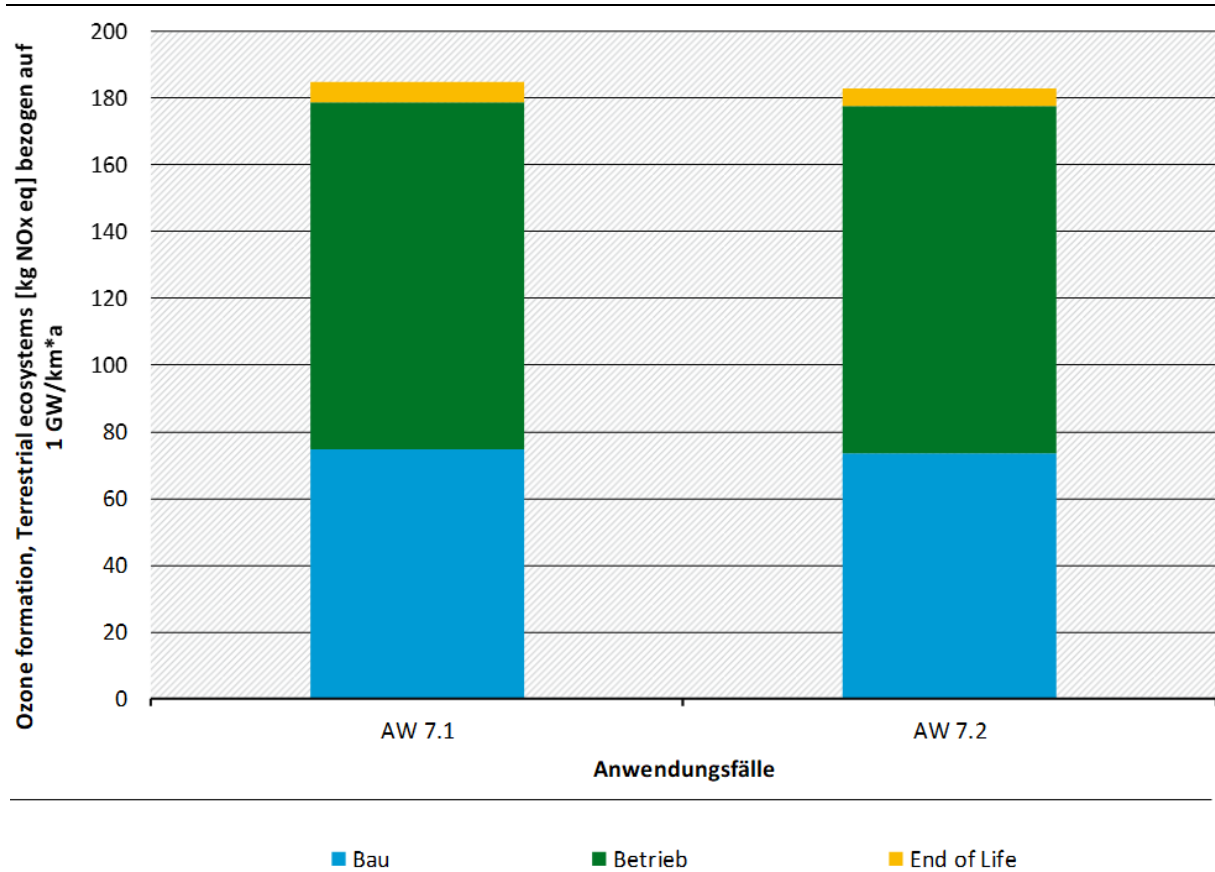
In Abbildung 60 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 92 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt demselben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7.2 gehen über 80 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls kaum ins Gewicht.

Abbildung 61: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

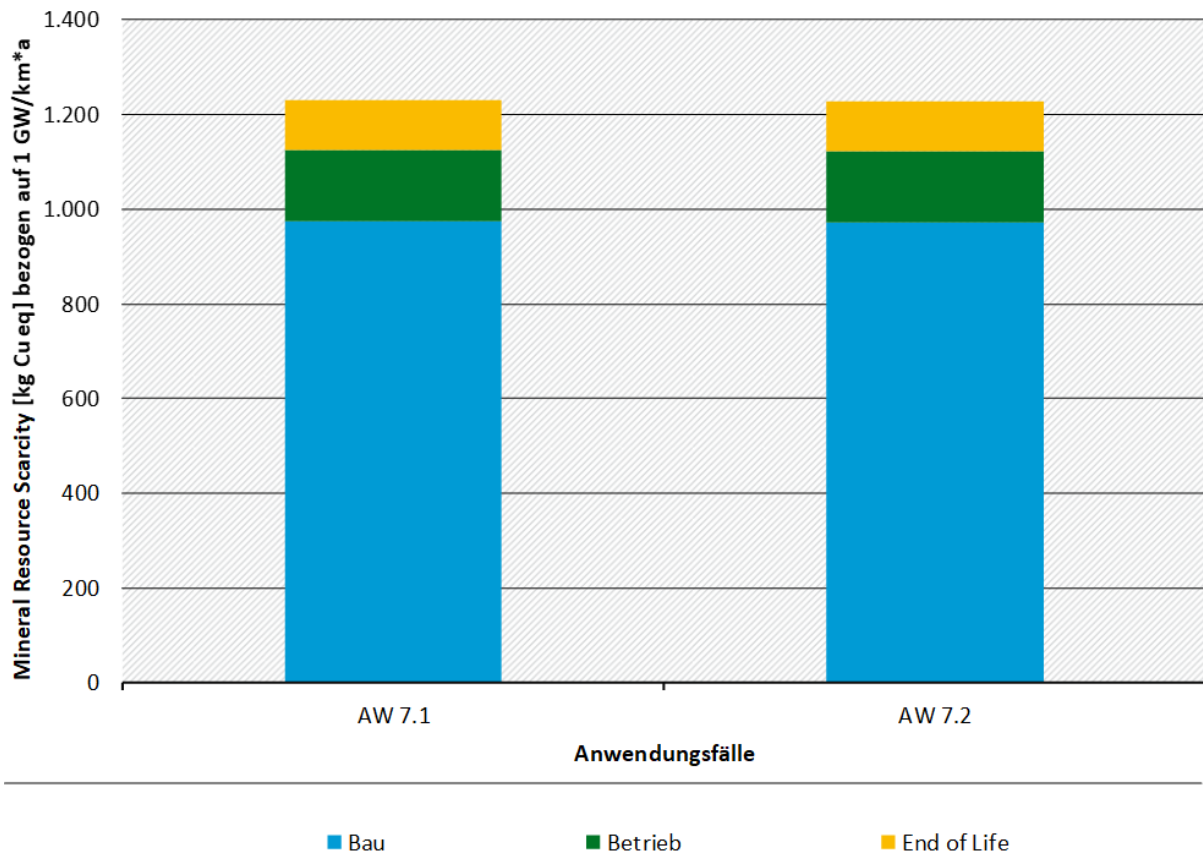
In Abbildung 61 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 56 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt demselben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7 gehen etwa 90 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 3 % kaum ins Gewicht.

Abbildung 62: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



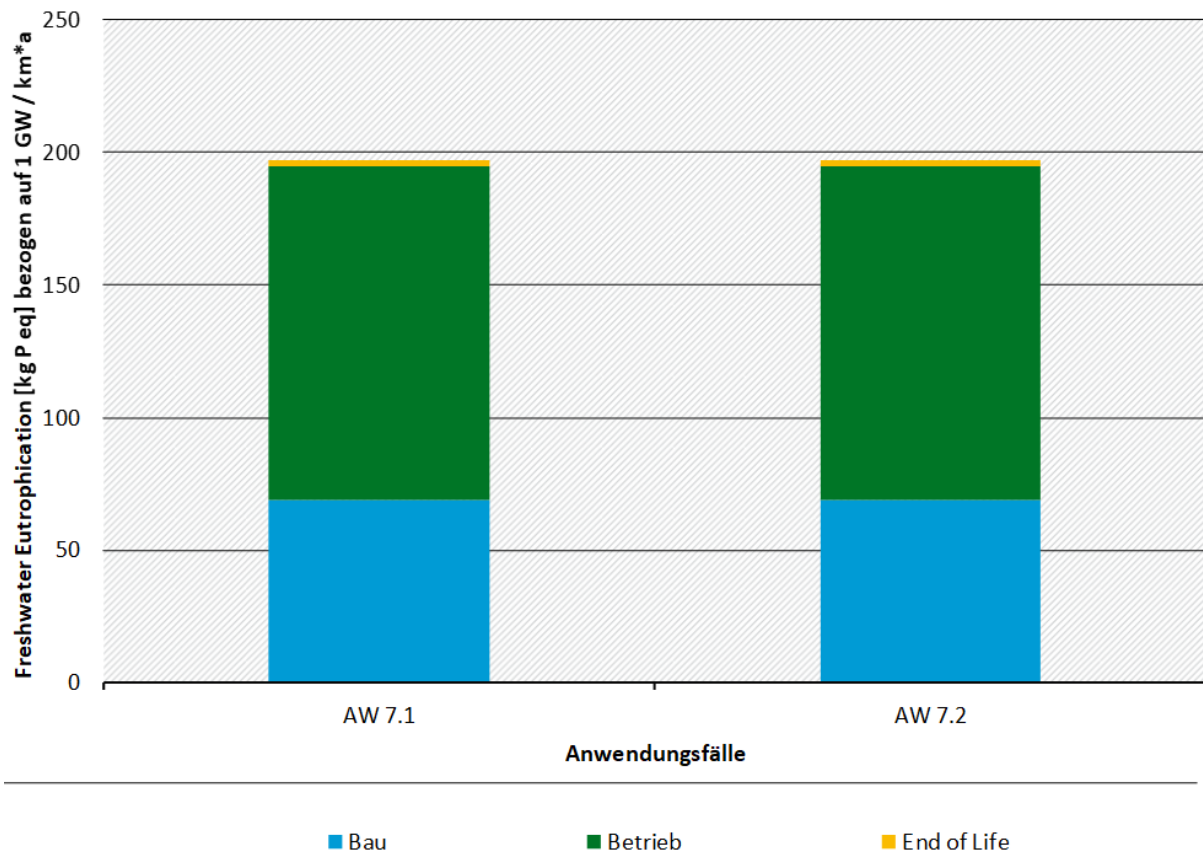
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 62 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Anwendungsfällen dominiert der Bau der Kabelsysteme das Ergebnis mit 79 %. Dies geht fast ausschließlich auf die Kupferherstellung für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider. Die Betriebsphase trägt mit 12 % zum Gesamtergebnis bei. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde.

Die End of Life Phase trägt im Zuge des Anwendungsfalls mit knapp 9 % die geringsten Umweltlasten über den gesamten Lebensweg. Die Behandlung der Kupferabfälle trägt mit fast 100 % zum Ergebnis der End of Life Phase bei.

Abbildung 63: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

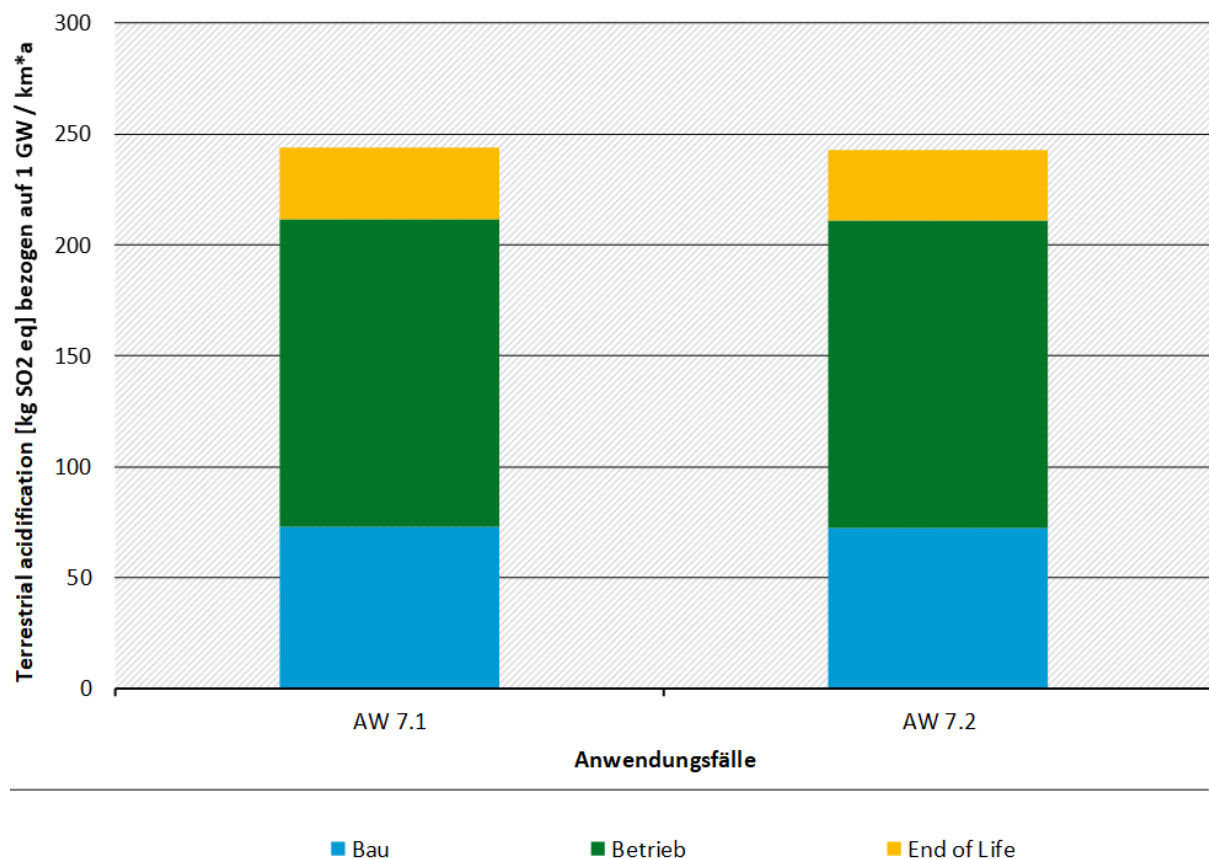
In Abbildung 63 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 64 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7 gehen fast 100 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 1 % kaum ins Gewicht.

Abbildung 64: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

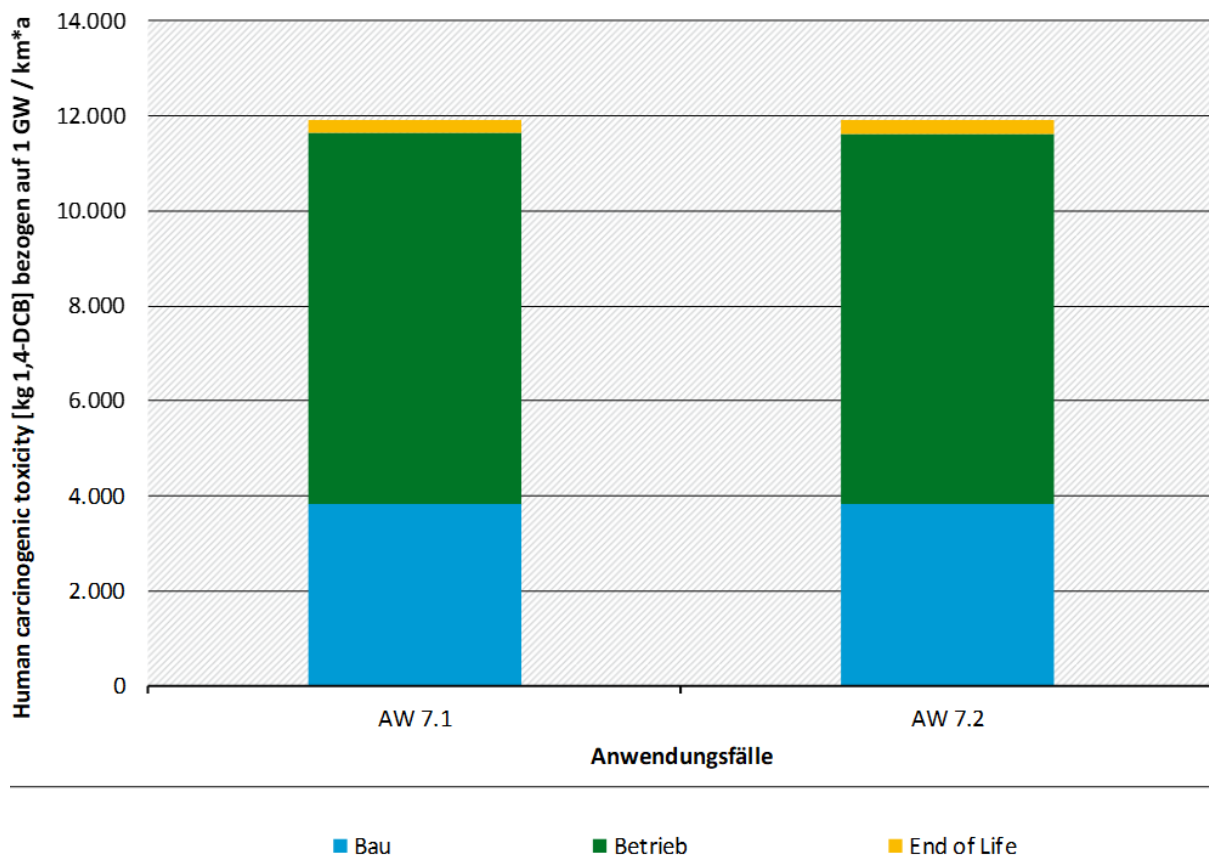
In Abbildung 64 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 57 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt dem selben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7 gehen 90 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider.

Die End of Life Phase trägt im Zuge des Anwendungsfalls mit 13 % die geringsten Umweltlasten über den gesamten Lebensweg. Die Versauerung geht fast ausschließlich auf die Behandlung der Kupferabfälle zurück.

Abbildung 65: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 65 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

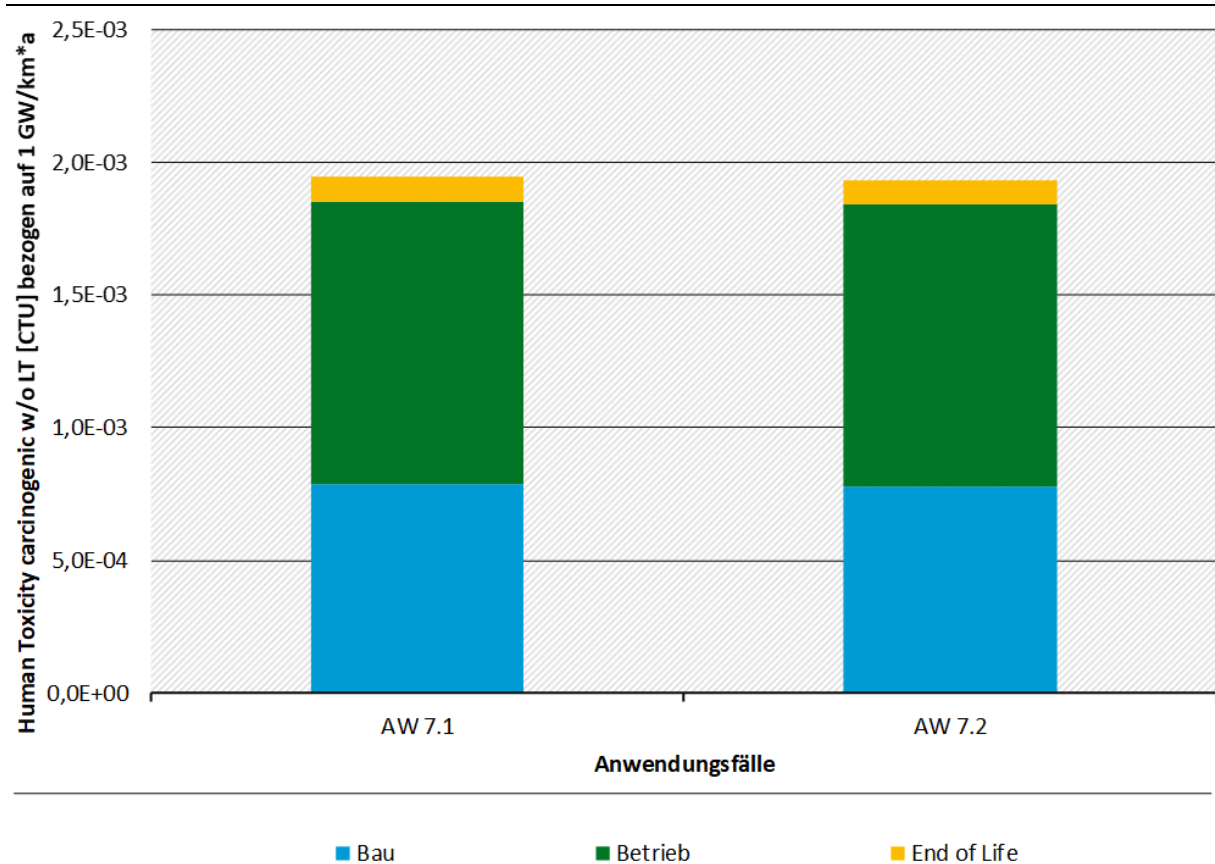
Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 65 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt demselben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7 gehen 80 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt, spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 2 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

Abbildung 66: Vergleich der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 66 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 7.1 (ohne Leerrohr) und 7.2 (mit Leerrohr) grafisch gegenübergestellt.

Der Lebenswegabschnitt Betrieb ist bei beiden Anwendungsfällen mit etwa 55 % dominant. Die absoluten Werte sind bei beiden Anwendungsfällen gleich, da mit exakt demselben Kabelsystem gerechnet wurde.

Bei dem Modul Bau des AW 7 gehen 70 % der Umweltwirkung auf die Herstellung des Kupfers für die Erdkabel zurück. Die Tatsache, dass bei AW 7.2 nur einmal ein Bodenaushub erfolgt, spiegelt sich nicht signifikant in den Ergebnissen wider.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 2 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.7.8 Anwendungsfall 8 „Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee“

Anwendungsfall 8 vergleicht zwei Seekabel-Varianten miteinander. In AW 8.1 wird die Konfiguration Gleichstrom HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV (6 x 20 km), HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV (2 x 100 km) und HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV (1 x 3 km) abgebildet (Standardentwurf Nordsee). In

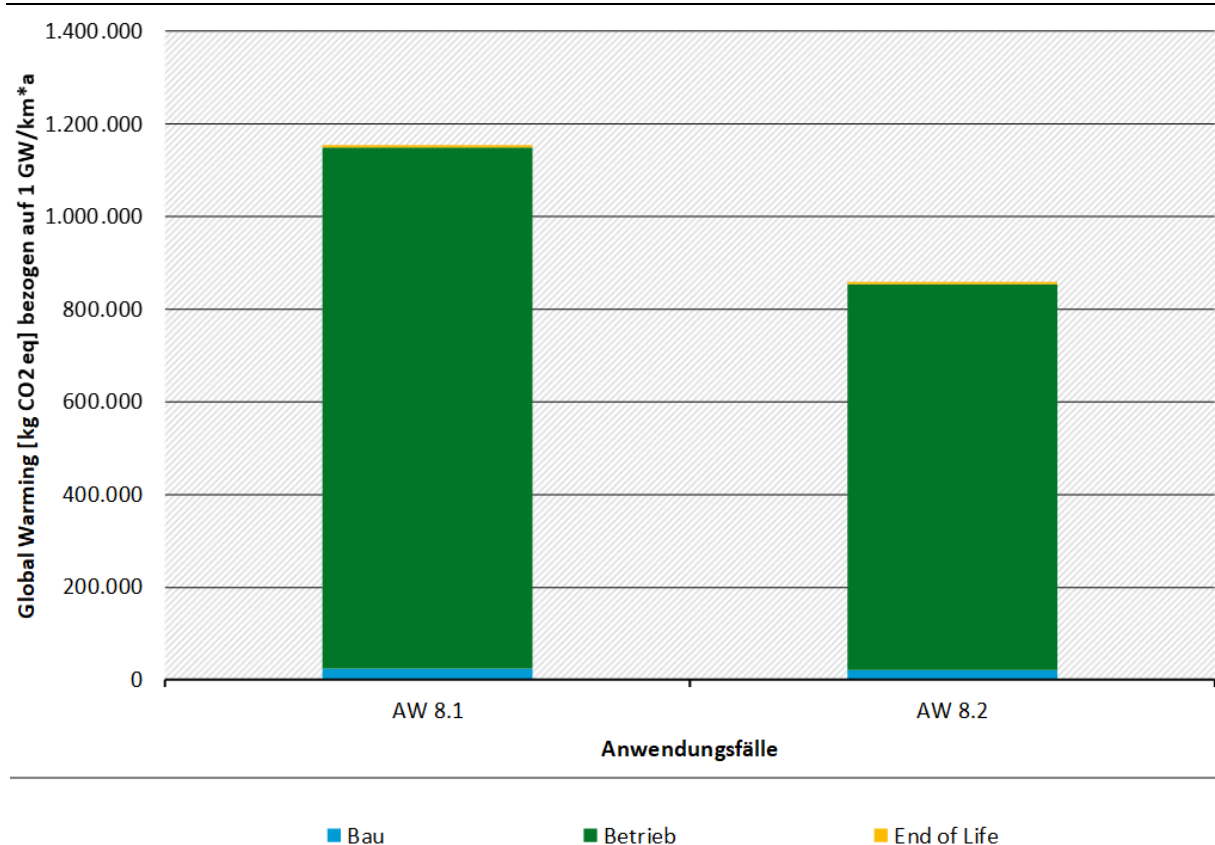
AW 8.2 hingegen die Konfiguration Drehstrom HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV (16 x 5 km) und HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV (2 x 90 km) (Standardentwurf Ostsee). Die Übertragungsleistung beträgt bei beiden Varianten 900 MW.

In den meisten untersuchten Wirkungskategorien zeigt sich im Vergleich der jeweiligen Phasen ein ähnliches Bild: Das Gleichstrom-Konzept (Nordsee) weist durch die höheren Gesamt-Energieverluste aufgrund der Transformations- und Konverterverluste höhere Umweltwirkungen auf als das Drehstrom-Konzept (Ostsee). In der Bauphase dominierten die Materialien, die in den Seekabeln enthalten sind. Die Errichtung der Umspannplattformen bzw. der Konverterplattformen zeigen hingegen nur einen geringen Beitrag (in den meisten untersuchten Wirkungskategorien < 0.5 % der Gesamtwirkung), nur bei der Toxizität (USETox) weisen diese Plattformen mit 1-3 % in der Errichtung nennenswerte Beiträge auf.

In der Betriebsphase liegen die Umweltwirkungen im Gleichstrom-Konzept (Nordsee) in den Wirkungskategorien GWP, AP, EP und POCP etwa 25 % höher und im Abiotischen Rohstoffverbrauch rund 65 % höher, die Unterschiede in den beiden Toxizitäts-Parametern sind nicht signifikant.

Eine Übersicht zu den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung im Anwendungsfall 8 findet sich in Tabelle 49 in Anhang B.

Abbildung 67: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

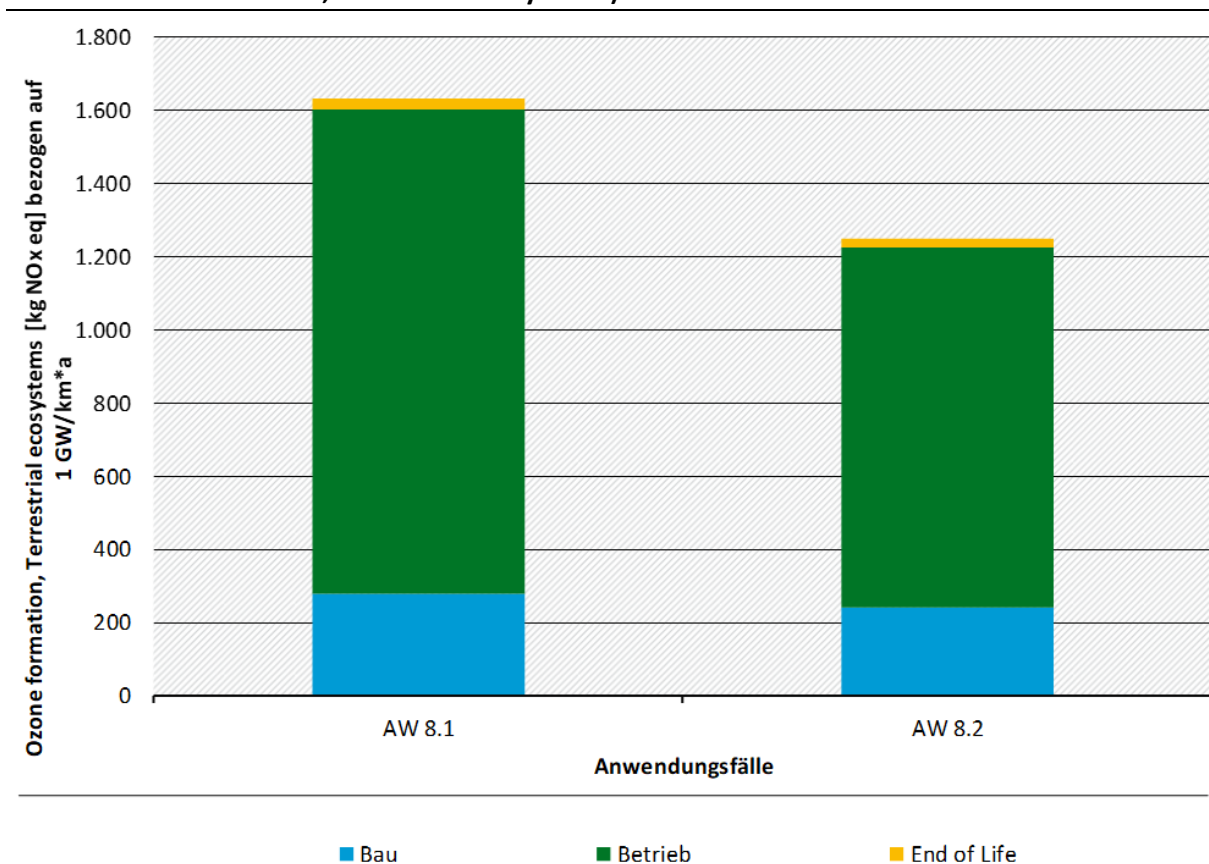
In Abbildung 67 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für das Treibhauspotenzial (ReCiPe: Global Warming) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit jeweils rund 97 % dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit jeweils circa 2 % nun gering zur Gesamtklimawirkung bei. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei jeweils weniger als 0,1 %. Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit jeweils unter 1 % kaum ins Gewicht.

Die Gleichstromkonfiguration weist durch die höheren Gesamt-Energieverluste aufgrund der Transformations- und Konverterverluste im Vergleich zur Drehstromkonfiguration eine höhere Umweltwirkung auf.

Abbildung 68: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 68 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (ReCiPe: Ozone formation, Terrestrial ecosystems) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

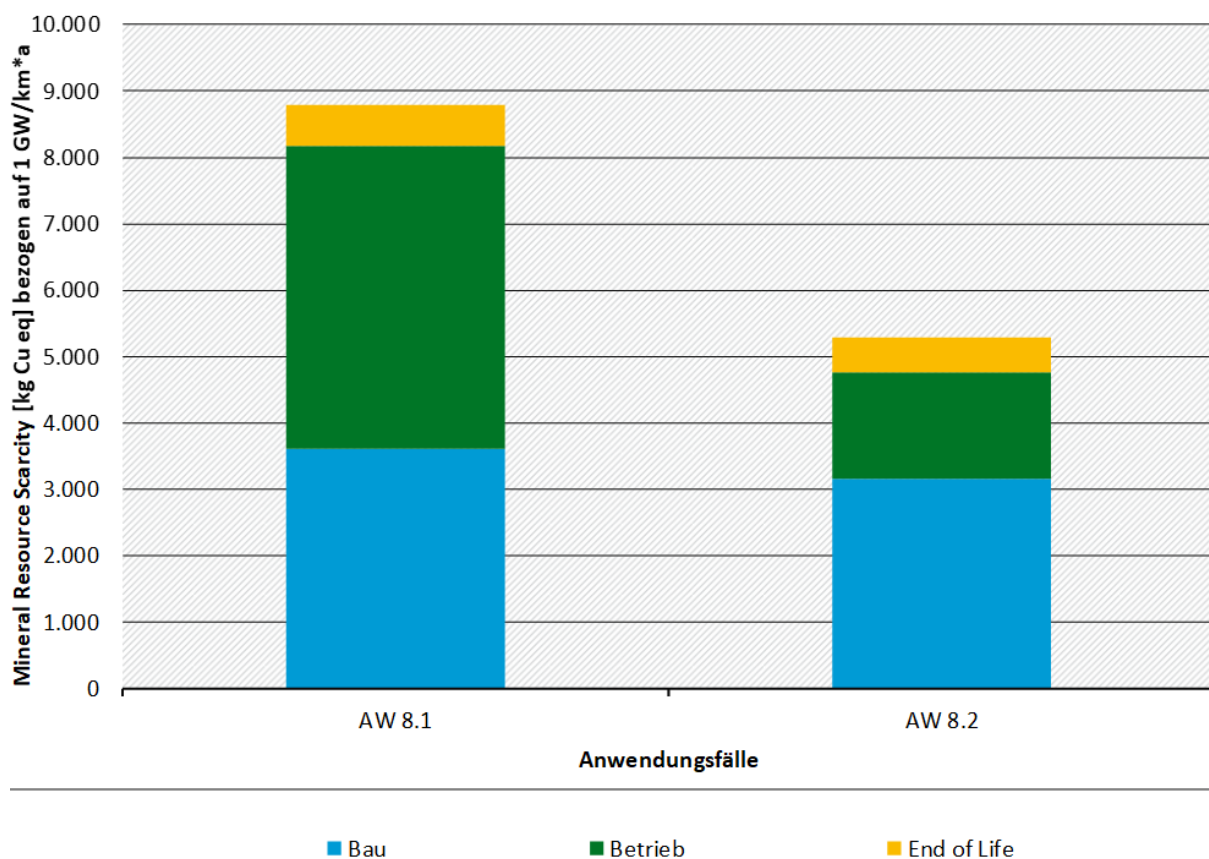
Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 81 % (AW 8.1) und 79 % (AW 8.2) dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 17 % (AW 8.1) bzw. 19 % (AW 8.2) zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Kabel. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei jeweils weniger als 0,1 %.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit jeweils ca. 2 % kaum ins Gewicht.

Die Gleichstromkonfiguration weist im Vergleich zur Drehstromkonfiguration eine höhere Umweltwirkung auf.

Abbildung 69: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 69 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch (ReCiPe: Mineral Resource Scarcity) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

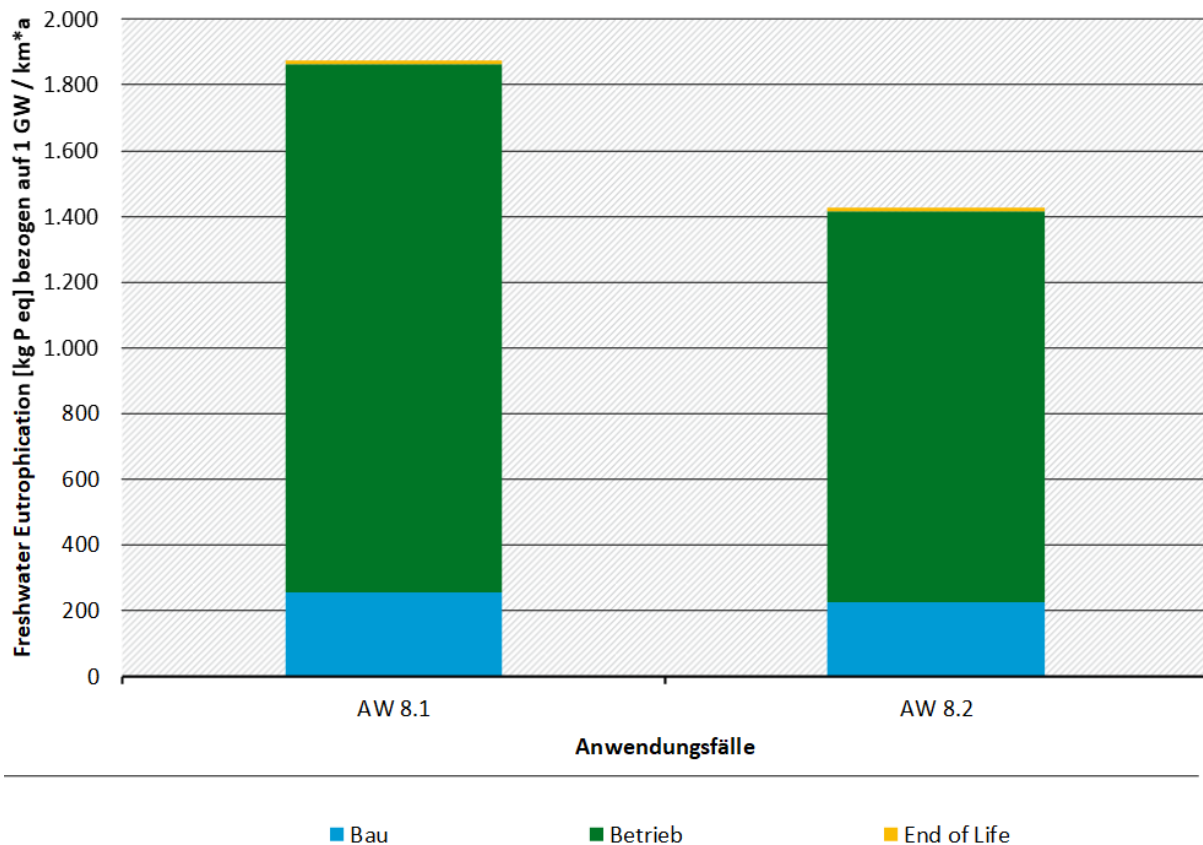
Bei beiden Anwendungsfällen trägt der Bau des jeweiligen Kabelsystems in vergleichbarer Größe zum Ergebnis bei. Dies geht fast ausschließlich auf den Metalleinsatz im Zuge der Herstellung der Leitungen zurück. In Relation zum Gesamtergebnis hingegen ergeben sich deutliche Unterschiede (41 % bei AW 8.1 und 60 % bei AW 8.2).

Der Lebenswegabschnitt Betrieb beträgt bei AW 8.1 circa 52 % und bei AW 8.2 circa 30 %. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei 0,14 % bzw. 0,08 %.

Die End of Life Phase trägt im Zuge des Anwendungsfalls mit knapp 7 % bzw. 10 % die geringsten Umweltlasten über den gesamten Lebensweg. Dies geht fast ausschließlich auf die Behandlung der Kupferabfälle zurück.

Die Gleichstromkonfiguration weist durch die höheren Gesamt-Energieverluste aufgrund der Transformations- und Konverterverluste im Vergleich zur Drehstromkonfiguration eine höhere Umweltwirkung auf.

Abbildung 70: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 70 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

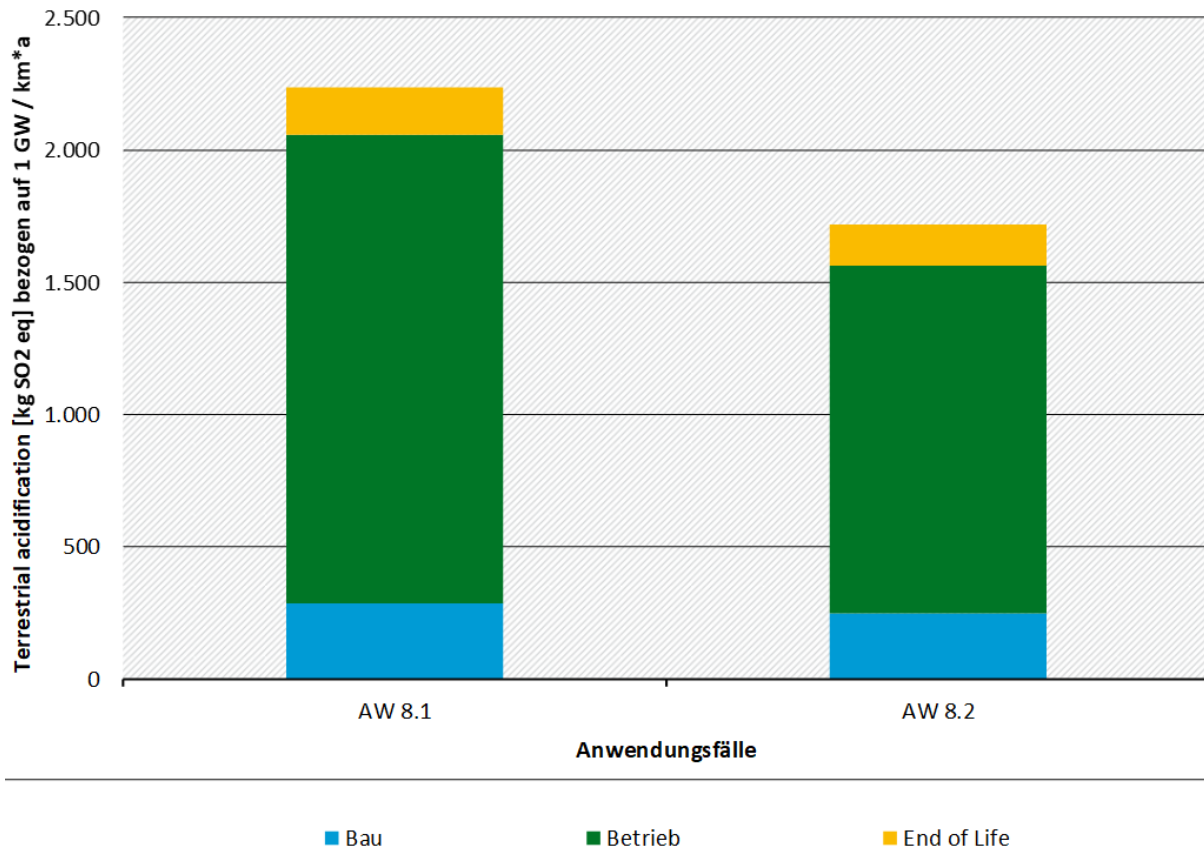
Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 86 % (AW 8.1) und 84 % (AW 8.2) dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 14 % (AW 8.1) bzw. 16 % (AW 8.2) zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Kabel. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei jeweils weniger als 0,1 %.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit jeweils unter 1 % kaum ins Gewicht.

Die Gleichstromkonfiguration weist durch die höheren Gesamt-Energieverluste aufgrund der Transformations- und Konverterverluste im Vergleich zur Drehstromkonfiguration eine höhere Umweltwirkung auf.

Abbildung 71: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 71 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Versauerungspotenzial (ReCiPe: Terrestrial acidification) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

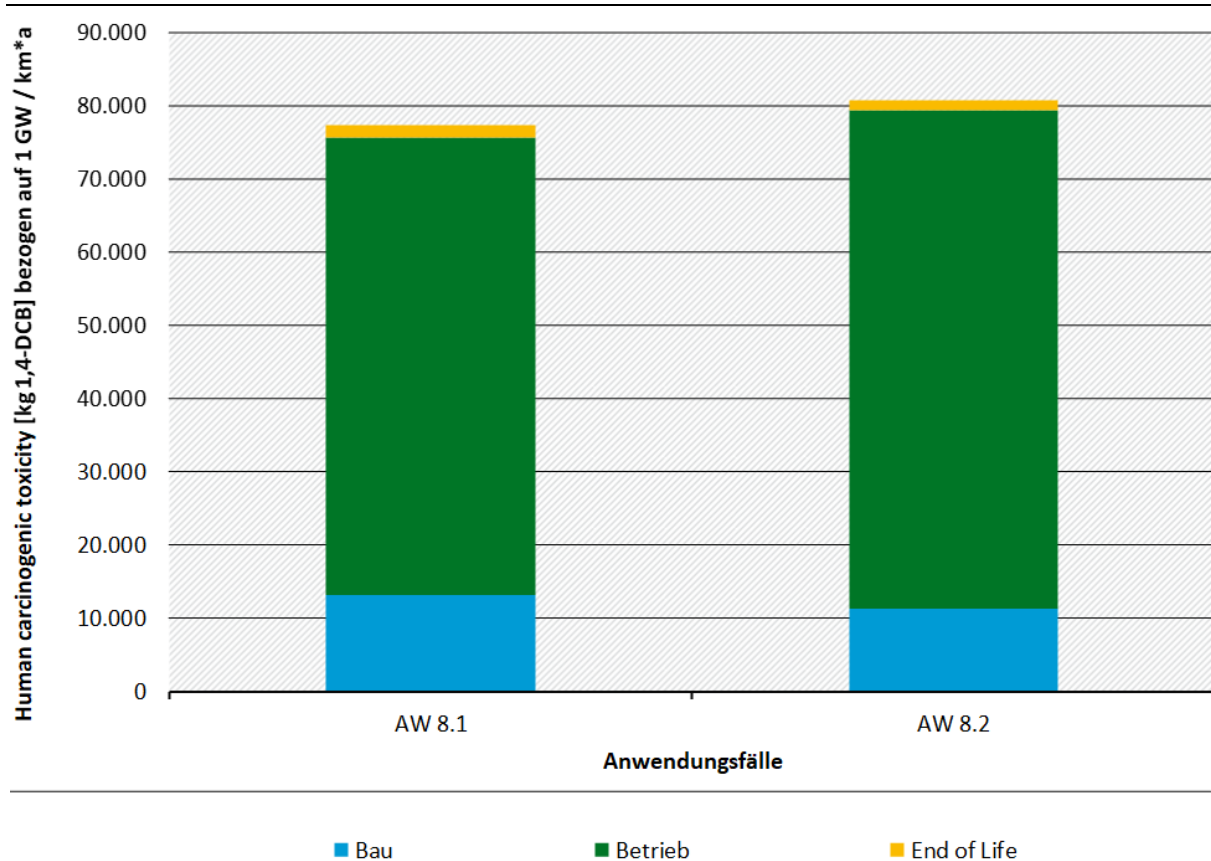
Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 79 % (AW 8.1) und 76 % (AW 8.2) dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 13 % (AW 8.1) bzw. 15 % (AW 8.2) zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Kabel. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei jeweils weniger als 0,1 %.

Die End of Life Phase trägt im Zuge des Anwendungsfalls mit knapp 8 % (AW 8.1) und 9 % (AW 8.2) die geringsten Umweltlasten über den gesamten Lebensweg. Dies geht fast ausschließlich auf die Behandlung der Kupferabfälle zurück.

Die Gleichstromkonfiguration weist durch die höheren Gesamt-Energieverluste aufgrund der Transformations- und Konverterverluste im Vergleich zur Drehstromkonfiguration eine höhere Umweltwirkung auf.

Abbildung 72: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 72 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (ReCiPe: Human carcinogenic toxicity) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt.

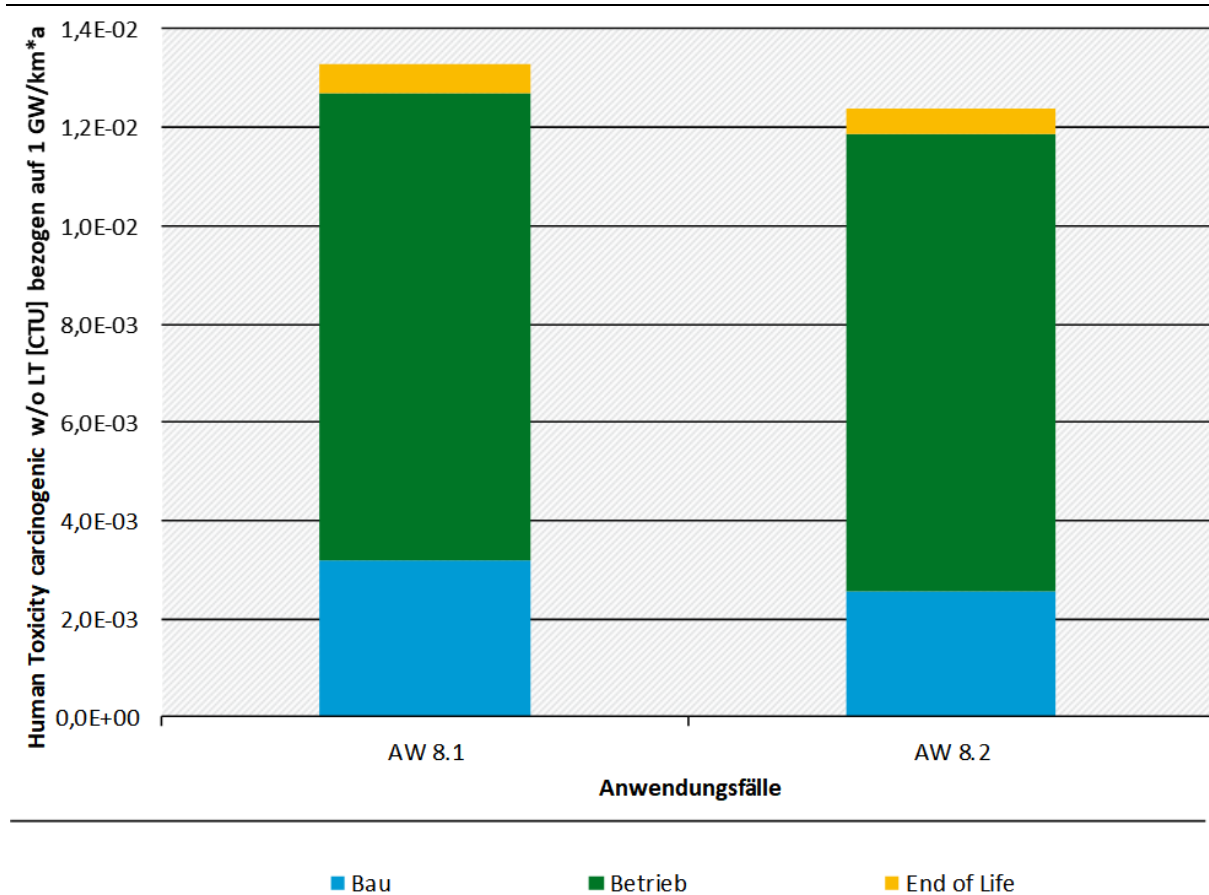
Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 81 % (AW 8.1) und 84 % (AW 8.2) dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 17 % (AW 8.1) bzw. 14 % (AW 8.2) zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Kabel. Die Beiträge der Errichtung der Konverterplattformen bzw. der Umspannplattformen liegen bei 0,4 % bzw. 0,1 %.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 2 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der Unsicherheit in den Toxizitäts-Modellen sind die Gesamt-Unterschiede nicht signifikant.

Abbildung 73: Vergleich der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) der Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

In Abbildung 73 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Wirkungskategorie Humantoxizität – kanzerogene Folgen (USETox: Human Toxicity carcinogenic) der Anwendungsfälle 8.1 (Konzept Nordsee) und 8.2 (Konzept Ostsee) grafisch gegenübergestellt. Bei beiden Stromübertragungsvarianten ist der Lebenswegabschnitt Betrieb mit etwa 74 % (AW 8.1) und 76 % (AW 8.2) dominierend.

Der Lebenswegabschnitt Bau trägt mit circa 27 % (AW 8.1) bzw. 20 % (AW 8.2) zum Gesamtergebnis bei. Haupttreiber sind hier der Metalleinsatz und die Verarbeitung im Zuge der Herstellung der Kabel. Die Errichtung der Konverterplattform trägt in AW 8.1 mit 3,1 % zum Gesamtergebnis bei, die Errichtung der Umspannplattform in AW 8.2. mit 1,1 %.

Die End of Life Phase fällt im Zuge des Anwendungsfalls mit etwa 4 % - 5 % kaum ins Gewicht.

Aufgrund der großen Unsicherheit in den USETox-Modellen gelten Unterschiede, die kleiner sind als Faktor 10, als nicht signifikant.

4.8 Auswertung

Der folgende Abschnitt wertet die in Unterkapitel 4.7 dargestellten Ergebnisse aus. Hierzu werden zunächst Parameter und Annahmen, die die Ergebnisse der Ökobilanzen wesentlich beeinflussen, herausgearbeitet und diskutiert (Unterkapitel 4.8.1). Davon ausgehend wird die

Relevanz der Aussagen der Ökobilanzen beurteilt. Hierfür erfolgt zunächst die Prüfung der Vollständigkeit (Unterkapitel 4.8.2.1), darauffolgend die Analyse der Beeinflussung des Ergebnisses durch variierte Einflussgrößen (Sensitivitätsanalysen, Unterkapitel 4.8.2.2) und eine Erörterung der Konsistenz der Ergebnisse (Unterkapitel 4.8.2.3). Abschließend geht Unterkapitel 4.8.3 zusammenfassend auf Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen ein, die sich aus den Ökobilanzen ergeben.

4.8.1 Identifizierung der signifikanten Parameter

Über alle Anwendungsfälle hinweg sind die Leitungsverluste, die während des Betriebs der jeweiligen Stromübertragungssysteme auftreten, als der signifikanteste Parameter zu nennen. Bis auf wenige Ausnahmen, bei denen die Bauphase dominiert, ist die Betriebsphase über fast alle betrachteten Wirkungskategorien und Lebenswegabschnitte dominierend und ergebnisentscheidend. Hierbei handelt es sich fast ausschließlich um indirekte Umweltwirkungen, die in der Vorkette der Stromerzeugung durch die eingesetzten fossilen Energieträger entstehen, nicht durch den Betrieb der Leitungen vor Ort. Die geringen Umweltwirkungen vor Ort (< 0,01 % der Umweltwirkungen der Betriebsphase) entstehen durch Kontroll- und Reparaturarbeiten.

Als zweiter signifikanter Parameter ist der Metalleinsatz im Zuge der Herstellung der Freileitungs- und Kabelsysteme zu nennen. Vor allem die Herstellung von Kupfer sowie die Aufbereitung von Kupferabfällen dominiert das Ergebnis des Lebenswegabschnittes Bau der Erdkabelvarianten.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz wird sich im Lauf der Jahre das Verhältnis der Umweltwirkungen zwischen Leitungsherstellung und -verlusten verschieben. Für die Wirkungskategorie GWP ist davon auszugehen, dass sowohl die Ergebnisse aus dem Betrieb wie auch aus der Bauphase langfristig sinken, für andere Wirkungskategorien wird voraussichtlich mittelfristig die relative Bedeutung der Bauphase zunehmen.

4.8.2 Beurteilung

Um die Aussagekraft der erstellten Ökobilanzen zu prüfen, werden in den folgenden Unterkapiteln die Bilanzergebnisse nach den Kriterien Vollständigkeit und Sensitivität gegenüber der Variation von Einflussgrößen und Konsistenz untersucht und ausgewertet.

4.8.2.1 Vollständigkeitsprüfung

Für die vorliegende Ökobilanz wurden Daten zu allen relevanten Prozessschritten erhoben. Alle relevanten Materialströme und Energieaufwendungen der Hauptanlagen sind erfasst und über die beschriebenen Prozessschritte verfolgt worden. Die Berücksichtigung der Nebenanlagen erfolgt wie in Unterkapitel 4.5.3 beschrieben: Konverter und Umspannanlagen (inkl. Transformatoren), sind in den Anwendungsfällen 1 bis 7 nicht Teil der Systemgrenze und wurden deshalb nicht mitbilanziert. In den Anwendungsfällen 8.1 und 8.2 wurden Umspannanlagen mitberücksichtigt, in Anwendungsfall 8.1. auch Konverter. Weitere Nebenanlagen wurden in der Betrachtung vernachlässigt.

4.8.2.2 Sensitivitätsprüfung

Handelt es sich bei einem im Szenario oder in einer Variante definierten Annahme um eine Größe, die direkt in der Berechnung der LCA als Inputparameter auftritt, so kann das neue Szenario durch die Modifikation dieses einen Parameters berechnet werden. In diesem Fall wird nicht von einem eigenständigen Szenario, sondern von einer Sensitivität gesprochen.

Mithilfe von einer Sensitivitätsanalyse wird der Versuch unternommen, den Einfluss von Veränderungen der Annahmen, Methoden und Daten auf die Ergebnisse zu bestimmen. Im Wesentlichen wird die Sensitivität des als signifikantesten identifizierten Parameters geprüft. Aufgrund der Tatsache, dass die Leitungsverluste bei allen Anwendungsfällen ergebnisbestimmend sind, werden diese einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Die Analyse der Sensitivität erfolgt für die Anwendungsfälle 1.1 (HGÜ-Freileitung 525 kV, 4 GW), 1.2 (HGÜ-Erdkabel 525 kV, GW) und 4.1 (HGÜ-Erdkabel 320 kV, 2 GW) mittels Variation des zukünftigen Strommixes 2030, 2040 und 2045 (siehe Tabelle 23).

Für die Anwendungsfälle 1.1 und 1.2 wurde die Wirkungskategorie Klimawirkung ausgewertet, für den Anwendungsfall 4.1 hingegen die Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung, da hier das Verhältnis zwischen Bauphase und Betriebsphase abweicht von den Ergebnissen anderer Wirkungskategorien.

Tabelle 23: Prognostizierter Strommix 2030 nach Energieträgern

Energieträger	Strommix 2030
Braunkohle	10,32 %
Steinkohle	8,76 %
Öl	0,41 %
Raffineriegas	0,11 %
Erdgas	17,63 %
Gichtgas	0,97 %
Kokerei-/Stadtgas	0,40 %
Sonstige Gase	0,27 %
Abfall	0,86 %
Biogas	3,85 %
(Feste) Biomasse	2,57 %
Flüssige Biomasse	0,00 %
Kernenergie	0,00 %
Laufwasser	3,40 %
PV	14,75 %
Wind onshore	22,44 %
Wind offshore	13,19 %
Geothermie	0,08 %

Quelle: Repenning et al. (2021)

Tabelle 24: Prognostizierter Strommix 2040 nach Energieträgern

Energieträger	Strommix 2040
Braunkohle	0,00 %
Steinkohle	0,00 %
Öl	0,24 %
Raffineriegas	0,07 %
Erdgas	15,25 %
Gichtgas	0,80 %
Kokerei-/Stadtgas	0,33 %
Sonstige Gase	0,24 %
Abfall	0,78 %
Biogas	3,54 %
(Feste) Biomasse	1,37 %
Flüssige Biomasse	0,00 %
Kernenergie	0,00 %
Laufwasser	3,11 %
PV	17,09 %
Wind onshore	33,29 %
Wind offshore	23,77 %
Geothermie	0,12 %

Quelle: Repenning et al. (2021)

Tabelle 25: Prognostizierter Strommix 2045 nach Energieträgern

Energieträger	Strommix 2040
Biogas	1,1 %
Laufwasser	2,2 %
PV	37,5 %
Wind onshore	32,6 %
Wind offshore	26,6 %

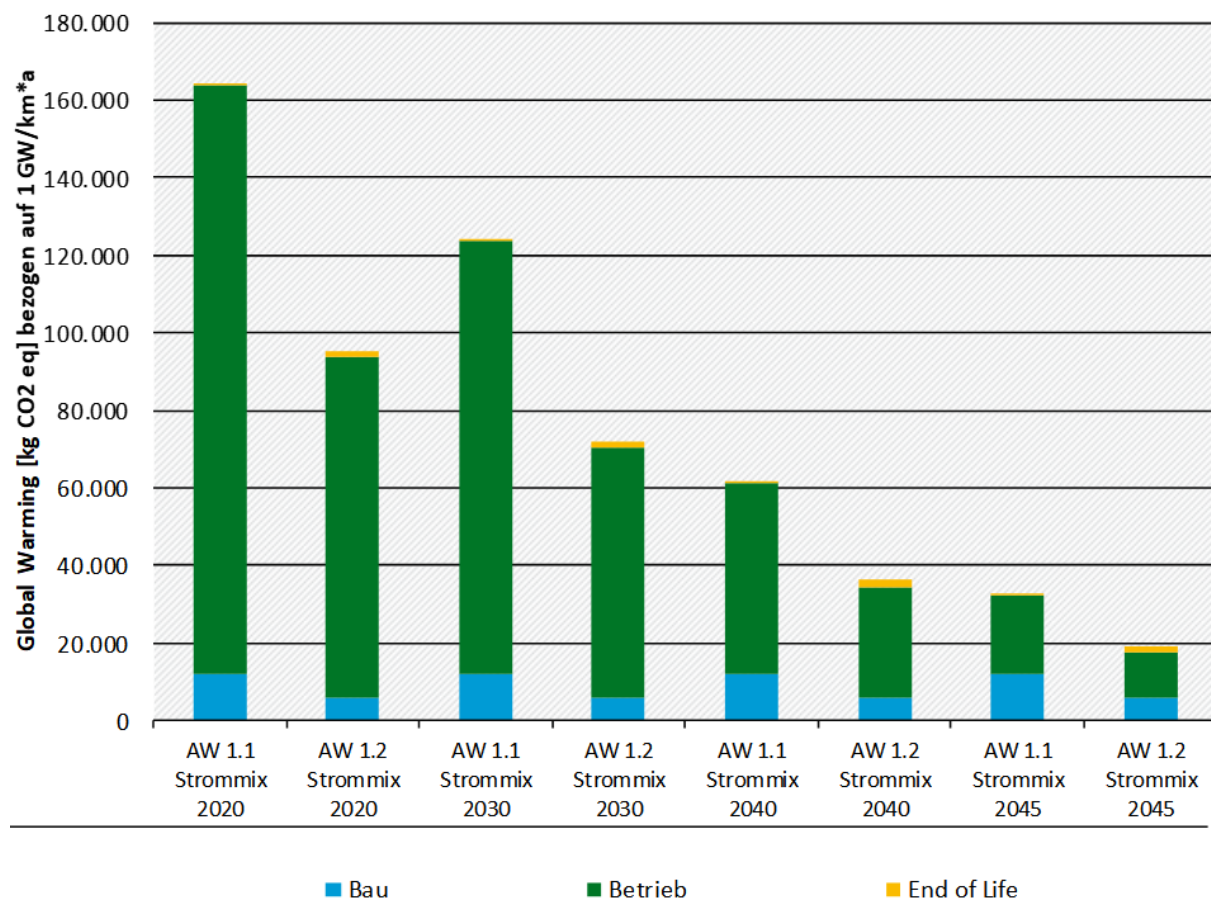
Quelle: Öko-Institut et al. (2021)

Diese Sensitivität ist auch deshalb relevant, da viele Leitungen auch erst in den nächsten 10 bis 15 Jahren gebaut werden, Entscheidungen darüber aber bereits heute getroffen werden. Der Strommix wurde lediglich bei den Leitungsverlusten angepasst, da im Rahmen des Projekts die Vorkettendaten aus der ecoinvent-Datenbank, z. B. zur Kupfer- oder Aluminiumherstellung) nicht auf die Jahre 2030, 2040 und 2045 projiziert werden konnten. Da der Bau der Leitungen

aber am Anfang stattfindet und sich die Nutzungsdauer über die nächsten Jahrzehnte erstreckt, erscheint dies auch vertretbar.

In Abbildung 74 sind die Anwendungsfälle 1.1 und 1.2 mit jeweils dem Strommix von 2020 sowie dem prognostizierten Strommix von 2030, 2040 und 2045 gegenübergestellt. Für die Anwendungsfälle 1.1 (HGÜ-Freileitung) und 1.2 (HGÜ-Erdkabel) und der ausgewerteten Wirkungskategorie Klimawirkung zeigt sich eine gleiche Entwicklungstendenz. Die Klimawirkung der Betriebsphase nimmt kontinuierlich ab, je weiter der Strommix in die Zukunft reicht und sich somit zu Gunsten der erneuerbaren Energien entwickelt. Auch im Jahr 2045 ist die Betriebsphase bei beiden Anwendungsfällen (1.1 und 1.2) noch die Lebensphase mit dem größten Anteil am Gesamtergebnis, wenn auch die Absolutwerte deutlich geringer werden. Der Anteil der Bauphase an der Gesamtumweltwirkung nimmt hingegen prozentual zu, wobei hierbei zu beachten ist, dass der Bau mit der heutigen Technologie angesetzt ist und sich eine zu erwartende Dekarbonisierung, z. B. der Metall- oder Zementindustrie hier nicht in den Ergebnissen niederschlägt.

Abbildung 74: Vergleich des Anwendungsfälle 1.1 (HGÜ-Freileitung) und 1.2 (HGÜ-Erdkabel) der Wirkungskategorie Klimawirkung (ReCiPe: Global Warming): Strommix 2020, 2030, 2040 und 2045

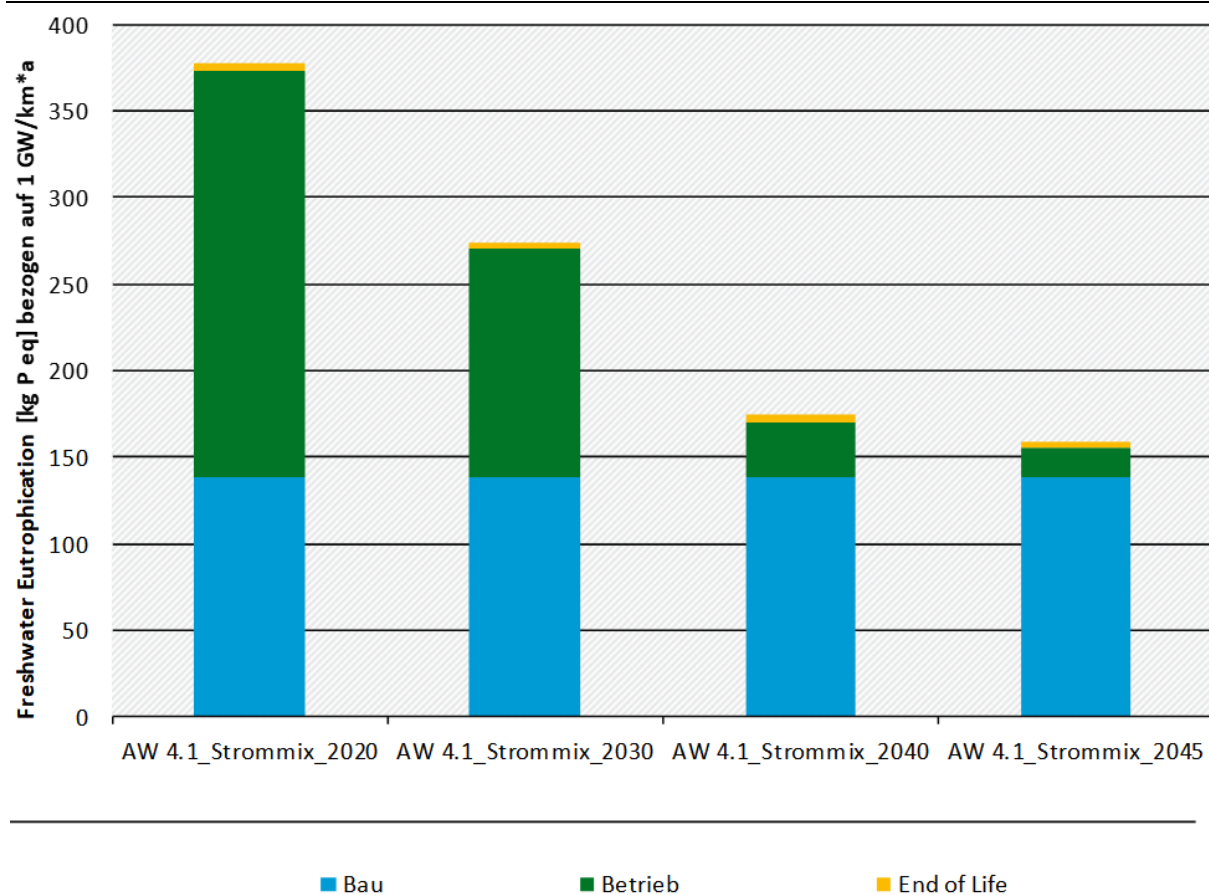


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Ein Beispiel für eine andere Entwicklungstendenz zeigt sich bei der Auswertung der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung des Anwendungsfalls 4.1 (HGÜ-Erdkabel 320 kV), siehe hierzu Abbildung 75. Unter Verwendung des Strommix 2020 ist die Betriebsphase noch

dominierend, unter Verwendung des Strommix 2030 sind die Lebenswegabschnitte Bau und Betrieb etwa gleich auf. Wird im Modell mit einem prognostizierten Strommix 2040 gerechnet gehen die Umweltwirkungen hinsichtlich Süßwassereutrophierung überwiegend auf den Lebenswegabschnitt Bau zurück.

Abbildung 75: Vergleich des Anwendungsfalls 4.1 (HGÜ-Erdkabel 320 kV) der Wirkungskategorie Süßwassereutrophierung (ReCiPe: Freshwater Eutrophication): Strommix 2020, 2030, 2040 und 2045



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der Lebenswegabschnitt Betrieb in der Zukunft aus Umweltsicht zunehmend an Relevanz verliert. Da keine LCA-Daten zur zukünftigen Produktion von Materialien vorlagen, wurde der Bau allerdings mit Daten aus der heutigen Produktion abgeschätzt. Eine genauere Analyse künftiger Einflüsse aus der Herstellung von Materialien und Bauphase konnte im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden.

4.8.2.3 Konsistenzprüfungen

In der Datengenese wird eine konsistente Vorgehensweise verfolgt. Die Datenabfrage erfolgt unter einheitlichen Bedingungen. Die Ökobilanz verbindet unterschiedliche Datenquellen mit unterschiedlichem Ansatz, z. B. Daten der ÜNB oder Daten aus der Datenbank ecoinvent.

Die Charakterisierungsfaktoren für die Umweltwirkungen Global Warming Potential, Ozone formation - Terrestrial ecosystems, Mineral Resource Scarcity, Freshwater Eutrophication, Terrestrial Acidification und Human carcinogenic toxicity sind in Übereinstimmung mit der

Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe. Die Wirkungskategorie Human toxicity carcinogenic wurde zum Vergleich gemäß der USETox- Methode gewählt.

4.8.3 Schlussfolgerungen und Einschränkungen

Das Ziel der Ökobilanz ist es, einen Beitrag zur Ermittlung der Umweltwirkungen der zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes (HöS-Netz) und der als Seekabel diskutierten Technologien zu ermitteln und die aus ökobilanziellen Gesichtspunkten vorteilhaften Technologien für definierte Anwendungsfälle zu identifizieren. Die für Deutschland in der Gegenwart und der Zukunft bedeutsamen Technologien wurden betrachtet. Soweit möglich (das bedeutet, im Sinn der Anwendungsfälle), wurden die verschiedenen Leitungstechniken miteinander verglichen. Ziel dieser Untersuchung und beabsichtigte Anwendung der LCA ist es entsprechend, politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern auf vorgelagerter, übergeordneter Ebene eine Studie an die Hand zu geben, die ihnen erlaubt, die untersuchten Umweltwirkungen stärker in die Diskussion und Ausgestaltungen einzubringen.

Darüber hinaus sollte zudem eine fundierte Wissensbasis über die Energie- und Materialbilanz sowie weiterer Umweltwirkungen aufgebaut werden. Hierfür wurden acht verschiedene Stromübertragungsvarianten – sogenannte Anwendungsfälle - zusammengetragen anhand derer die ökobilanzielle Bewertung durchgeführt werden konnte.

Im Anwendungsfall 1 „Langstreckenstromübertragung“ dominieren bei den Wirkungskategorien Treibhauspotenzial (GWP), Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (POCP), Süßwassereutrophierungspotenzial (EP), Versauerungspotenzial (AP) und Humantoxizität die Leitungsverluste, so dass die Erdkabelvariante besser abschneidet. In der Wirkungskategorie Abiotischer Rohstoffverbrauch dominiert der Materialeinsatz, hier vor allem das Kupfer, so dass in dieser Kategorie die Freileitung eine geringe Umweltwirkung hat. Wenn auch die Nutzungsphase in den anderen Wirkungskategorien die Gesamtergebnisse dominiert, zeigen sich doch auch in der Bauphase deutliche Unterschiede zwischen den beiden Leitungsvarianten, so zeigt die Erdkabelvariante in der Bauphase bei POCP, EP und AP durch die Anwendung von Kupfer höhere Umweltlasten als das Aluminium/Stahl-Leiterseil bei den Freileitungen.

Im Anwendungsfall 2 „Vollwandmast“ vs. „Stahlgittermast“ zeigt die Variante mit Vollwandmast in allen Kategorien etwas höhere Umweltwirkungen in der Bauphase, allerdings sind diese nur bei Abiotischem Rohstoffverbrauch und Humantoxizität deutlich, in den anderen untersuchten Kategorien sind die Unterschiede eher marginal.

Im Anwendungsfall 3 „HTLS-Umbeseilung“ vs. Neubau einer zusätzlichen Freileitung zeigen sich bei der HTLS-Leitung höhere Werte bei GWP, EP und AP aufgrund der höheren Leitungsverluste, hingegen niedrigere Werte bei Abiotischem Rohstoffverbrauch und Humantoxizität aufgrund der Materialeinsparung.

Im Anwendungsfall 4 „Erdkabelvarianten“ weist die 320 kV-Leitung in allen Wirkungskategorien signifikant höhere Werte auf als die 525 kV-Leitung. Bei GWP liegt dies in den höheren Leitungsverlusten, bei Mineral Scarcity im höheren Materialeinsatz. Bei POCP, EP und AP tragen beide Faktoren gleichermaßen zu den Unterschieden bei.

Im Anwendungsfall 5 „Teilerdverkabelung“ gibt es geringere Unterschiede zugunsten der Teilerdverkabelung beim GWP, in dem die Leitungsverluste dominieren. In den Kategorien, wo der Materialeinsatz die relevante Rolle spielt (Mineral Scarcity, POCP, EP, AP) ist der Unterschied deutlicher und zugunsten der Freileitung.

Im Anwendungsfall 6 „offene Bauweise vs. geschlossene Bauweise“ gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Varianten, unabhängig davon, ob in den Kategorien der Betrieb (GWP, Toxicity) oder die Bauphase (Mineral Scarcity) dominiert, oder ob sich Betrieb und Bau die Waage halten (POCP, EP, AP, Toxicity).

Auch im Anwendungsfall 7 „Zusätzliche Leerrohrverlegung“ gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Varianten, unabhängig davon, ob in den Kategorien der Betrieb (GWP, Toxicity) oder die Bauphase (Mineral Scarcity) dominiert, oder ob sich Betrieb und Bau die Waage halten (POCP, EP, AP, Toxicity).

Im Anwendungsfall 8 „Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee“ zeigt das Nordsee-Konzept (Gleichstrom) in fast allen untersuchten Wirkungskategorien (GWP, POCP, EP, AP, Mineral Scarcity) höhere Werte als das Ostsee-Konzept (Drehstrom) aufgrund der höheren Energieverluste, nur bei den Toxizitäts-Parametern sind die Unterschiede nicht signifikant.

Die Ergebnisse der durchgeführten ökobilanziellen Betrachtung zeigen eine deutliche Tendenz: Die beiden wichtigsten Parameter sind die Leitungsverluste und der Metalleinsatz.

Die Leitungsverluste im Zuge der Betriebsphase dominieren über alle untersuchten Anwendungsfälle hinweg sowie bei fast allen Wirkungskategorien das Bilanzergebnis. Hierbei handelt es sich um Umweltwirkungen, die aus den Vorketten der Stromerzeugung zur Deckung der Verluste resultieren. Die Berechnung der Leitungsverluste im Zuge des Betriebs hängen sehr stark von der Dimensionierung der jeweiligen Leitung ab. Die in dieser Studie angesetzten Dimensionierungen der Leitungen basieren auf der heute in vergleichbaren Fällen tatsächlich umgesetzten Praxis, die in aller Regel auf einer ökonomischen Optimierung basiert. Die Ergebnisse beziehen sich somit immer auf diese Dimensionierungen der jeweiligen Leitungen und lassen keine Schlussfolgerungen auf die Umweltwirkungen anderer möglicher Dimensionierungen zu. Ein größerer Leitungsquerschnitt oder ein höheres Spannungsniveau können bspw. die (dominierenden) Leitungsverluste verringern.

An die zweite Stelle treten die Umweltwirkungen der Bauphase. Auch hier dominieren die Vorketten der für den Bau der Leitungen verwendeten Materialien, insbesondere die Herstellung der Metalle Kupfer, Aluminium und Stahl. In dem gewählten End-of-Life-Allokationsansatz, in dem eine Gutschrift für Recyclingmaterialien in den Inputprozessen enthalten sind, trägt die End of Life Phase kaum zu den Umweltwirkungen der untersuchten Anwendungsfälle bei.

Konverter und Umspannanlagen (inkl. Transformatoren), sind in den Anwendungsfällen 1 bis 7 nicht Teil der Systemgrenze und wurden deshalb nicht mitbilanziert. In den Anwendungsfällen 8.1 und 8.2 wurden Transformatoren mitberücksichtigt, da hier innerhalb der Systemgrenzen eine Transformation zwischen verschiedenen Spannungsebenen stattfindet. In Anwendungsfall 8.1. wurden auch Konverter mitberücksichtigt, da hier zusätzlich den zu den verschiedenen Spannungsebenen auch eine Konversion von Drehstrom zu Gleichstrom und wieder zu Drehstrom in den Systemgrenzen mitenthalten ist. Weitere Nebenanlagen wurden nicht mitbilanziert. Sie wurden sowohl von den Massenströmen her im Vergleich zu den Gesamtmassen der Leitungen als auch von den Verlusten her im Vergleich zu den Unsicherheiten in den Gesamtverlusten als zu vernachlässigen eingeschätzt.

Die Ergebnisse gelten auch nur unter der gewählten Methode der End of Life Allokation (recycled content approach / cut-off) modelliert.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz wird sich im Lauf der Jahre das Verhältnis der Klimawirkungen zwischen Leitungsherstellung und -verlusten verschieben. Wie sich dieses Verhältnis genau verschiebt, ist schwierig abzuschätzen. Die Klimawirkung der Bauphase, vor allem aus der Herstellung der Materialien, wird langfristig mit weniger Treibhausgasemissionen verbunden sein, wenn sich die globale Industrieproduktion einer Klimaneutralität nähert. Die Treibhausgasintensität im deutschen Strommix wird vermutlich schneller abnehmen als in der Industrieproduktion. Daher ist davon auszugehen, dass mittelfristig die relative Bedeutung der Bauphase bei den Klimawirkungen zunimmt.

Eine Empfehlung an die politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger, die sich aus den Ergebnissen dieser Ökobilanz ableiten lässt, ist die Sicherstellung einer möglichst verlustarmen Übertragung. Und zwar so lange Treibhausgase eine relevante Rolle in den Energieemissionen spielen, was einen höheren auch finanziellen Aufwand bei der Errichtung oder Umbeseilung von Anlagen bedeutet. Hierzu ist unter Umständen eine andere Dimensionierung der Leiter erforderlich als heute üblich. Mittelfristig wird aus ökobilanzieller Sicht eine ressourceneffiziente Bauweise in der Bedeutung zunehmen, wenn die Treibhausgasintensität im deutschen Strommix abnimmt. Die Bedeutung von Ressourceneffizienz bezieht sich allerdings nicht nur auf den Bau der Leitungen selbst, sondern ebenfalls auf die Ressourcenintensität der Erzeugung des erneuerbaren Stroms, so dass auch weiterhin eine energieeffiziente Stromübertragung aus ökobilanzieller Sicht von großer Wichtigkeit bleibt.

Es wird empfohlen, weitere Studien zu erarbeiten, in der eine Projektion der Entwicklung bis 2045 bzw. 2050 vorgenommen wird. Hierin könnte explizit die Frage untersucht werden, wie sich die Umweltwirkungen der Betriebsphase im Vergleich zu den Umweltwirkungen der Bauphase über die Zeit entwickelt. Zusätzlich wäre die Frage interessant, welche Umweltwirkungen langfristig dominieren, wenn im Zuge der Reduktion der Treibhausgasemissionen die Bedeutung des GWP abnimmt. Weiterhin sollte in einer vertieften Studie untersucht werden, welche technischen Weiterentwicklungen zu Verbesserungen führen können. Wenn die Gleichstromübertragung aufgrund deutlich länger werdender Wege an Bedeutung zunehmen wird, stellt sich die Frage, ob der dort erreichte Entwicklungsstand noch wesentliche Veränderungen erwarten lässt.

5 Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2018a): Innovation compactLine. Online verfügbar unter <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/compactLine>, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

50Hertz Transmission GmbH (2018b): Das 50Hertz-Netz in Zahlen. Strukturmerkmale, Stand: 01.12.2018. Online verfügbar unter <https://www.50hertz.com/de/Netz>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion; TenneT TSO GmbH; TransnetBW (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-12/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

50Hertz Transmission GmbH; Amprion; TenneT TSO GmbH; TransnetBW (2014a): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/20141103_nep_2014_2_entwurf_teil1.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion; TenneT TSO GmbH; TransnetBW (2014b): Offshore-Netzentwicklungsplan 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/onep_2014_1_entwurf_teil1.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2018): Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans, 15.06.2018. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Erste_KR/Aktuelles_FEP_Entwurf_Stellungnahme_der_Uebertragungsnetzbetreiber.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

AG Energiebilanzen (2022): Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/STRERZ21_Abgabe-09-2022A11.pdf; zuletzt geprüft am 23.04.2023.

Amprion (2017): Vollwandmasten im Höchstspannungsnetz. Ein Pilotprojekt auf der 380-kV-Leitung von Wesel nach Doetinchen. https://www.amprion.net/Dokumente/Projekte/Wesel-Niederlande/Downloads/AMP_17_042_BRO_B_Broschuere_Wesel-Doetinchen_170614.pdf. Dortmund. Rohloff, Sina, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

Amprion GmbH (2019): Strukturmerkmale des Elektrizitätsversorgungsnetzes. Veröffentlichungen nach § 10, § 27 StromNEV, Stand: 01.04.2019. Online verfügbar unter <https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Strukturmerkmale/>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Arvesen A.; Nes, R. N; Huertas-Hernando, D.; Hertwich, E. G. (2014): Life cycle assessment of an offshore grid interconnecting wind farms and customers across the North Sea. Int J Life Cycle Assess 19(4): 826–837. DOI: [10.1007/s11367-014-0709-2](https://doi.org/10.1007/s11367-014-0709-2)

Arvesen, A.; Hauan, I. B.; Bolsøy, B. M.; Hertwich, E. G. (2015): Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels: A case study for Nord-Trøndelag county in Norway. J Applied Energy 157: 144-151. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.013>

BET; Deutsche WindGuard; Prognos; WindPower & More Consulting (2018): Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen. Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP. Online verfügbar unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Erste_Er

gebnisse zum Projekt Auslegung von Offshore Windparks und Netzanbindungssystemen.pdf; zuletzt geprüft am 30.06.2024

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2013): Standard - Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meereswelt (StUK4). Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg/Rostock. Stand: Oktober 2013; Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2018a): Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee, 25.05.2018. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Erste_KR/Aktuelles_FEP_Vorentwurf_FEP.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2018b): Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee, 26.10.2018. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Zweite_KR/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2022): 2. Entwurf Flächenentwicklungsplan. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_3/Zweiter_Entwurf_Flaechenentwicklungsplan.pdf;jsessionid=03B9379DF23B679F5EE3FA9E0B84C2BD.live21321?_blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 01.12.2022.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2023): Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf; zuletzt geprüft am 13.06.2023.

Bundesgesetzblatt (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus. Vom 13. Mai 2019. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 19, ausgegeben zu Bonn am 16. Mai 2019, S. 722; Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%5B%40node_id%3D%27941913%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=B5760DF3, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz (2013a): Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder). 26. BImSchV, vom 14.08.2013. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_26/26_BImSchV.pdf, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz (2013b): Gesetz über den Bundesbedarfsplan. BBPlG, vom 13.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/BBPlG.pdf>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Bundesministerium der Justiz (2022): Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/BJNR254310013.html>, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2011): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz. NABEG, vom 13.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/NABEG.pdf>, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Beck, H.-P.; Dietze, W.; Hofmann, L.; Mohrmann, M.; Rathke, C.; Weyer, H.; Schneider, D.; Mann, T.; Runge, K.; Meister, P.; Rottgard, E. (2012): Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter <https://api.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/98578828-0c89-4602-a711-16aa7cbb8b82.pdf>, zuletzt geprüft am 10.11.2024. DOI [10.2314/GBV:749690267](https://doi.org/10.2314/GBV:749690267)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018): Aktionsplan Stromnetz, 14.08.2018. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Pressemeldung zum Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, 2019. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gesetz-zur-beschleunigung-des-energieleitungsausbaus.html>.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Elektrizitätsmarkt - Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2017_Kapitel/E_Markt2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Netzoptimierungsmonitoring. Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem dritten Quartal 2018. Bonn. Online verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>; zuletzt geprüft am 30.06.2024

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022): Bedarfsermittlung 2021-2035. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035_Bestaetigung.pdf; zuletzt geprüft am 04.12.2022

Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 30. November 2022. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>; zuletzt geprüft am 10.11.2024

Consentec (2016): Technische, planerische und regulatorische Bewertung der Erdkabel-Projekte nach EnLAG und BBPIG. Consentec GmbH in Kooperation mit Bosch & Partner GmbH und Prof. Dr. jur. Hans-Joachim Koch. Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abschlussbericht. 31.12.2016. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/consentec-technische-planerische-regulatorische-bewertung-der-erdkabel-projekte-nach-enlag-und-bbpig.pdf>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.

Energinet. dk (2018): Technical Issues related to new Transmission Lines in Denmark. West Coast eulenbLine from German border to Endrup and Endrup-Idomlund. Online verfügbar unter <https://energinet.dk/media/k0uhxdjk/technical-issues-related-to-new-transmission-lines-in-denmark.pdf>, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Eulenburg, A. zu (2017): E-Power Pipe. Neues Verlegeverfahren für Höchstspannungsleitungen. In: B_I MEDIEN, 01.02.2017. Online verfügbar unter <https://bi-medien.de/fachzeitschriften/umweltbau/leitungsbau/e-power-pipe-neues-verlegeverfahren-fuer-hoechstspannungsleitungen-u11245>**Fehler! Linkreferenz ungültig.**, zuletzt geprüft am 12.11.2024.

Fuchs, A. (2016): Kompakthöchstspannungsmasten und -Traversen (KoHöMaT). Teilprojekte: Entwurf einer Referenz-Freileitung und Bestimmung von Grundlagenparametern (verantwortlich), Sicherstellung des Transfers für eine Pilotanwendung (Umweltverträglichkeit) (als Partner). Schlussbericht. Stuttgart. Online

verfügbar unter

https://www.tib.eu/de/suchen/download/?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIBKAT%3A882309277&cHash=815a8e1c48db372bd6864bdc5a9b135e#download-mark, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

Fraunhofer ISE (2020): Energy Charts. Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland 2020. Online verfügbar unter: https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.html?l=de&c=DE&year=2020&interval=year&source=total; letzte Abfrage am 25.04.2023.

Gargiulo, A.; Girardi, P.; Temporelli, A. (2017): LCA of electricity networks: a review. Int J Life Cycle Assess (2017) 22:1502–1513. DOI 10.1007/s11367-017-1279-x

Harrison, G. P.; Maclean, E. J.; Karamanlis, S.; Ochoa, L. (2010): Life cycle assessment of the transmission network in Great Britain. Energy Policy 38 (2010): 3622–3631. DOI:10.1016/j.enpol.2010.02.039

Hauan, I. B. (2014): Life Cycle Assessment of Electricity. Transmission and Distribution. Norwegian University of Science and Technology 2014. Online verfügbar unter https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/235701/748579_FULLTEXT01.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Hauschild, M., Huijbregts M., Joliet O., Margni M., MacLeod M., van de Meent D., Rosenbaum R.K., McKone T. (2008): Building a model based on scientific consensus for Life Cycle Impact: Assessment of Chemicals: the Search for Harmony and Parsimony. Environmental Science and Technology 42(19), 7032-7036. DOI <http://dx.doi.org/10.1021/es703145t>

Hofmann, L. (2015): Einsatz von Erdkabeln und Freileitungen in Hochspannungs-Drehstrom- und -Gleichstrom-Übertragungssystemen (Informationstag BNetzA), 05.05.2015. Online verfügbar unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2015/Infotage/Hannover_Freileitung_Erdkabel.pdf?__blob=publicationFile.

Hrólfssdóttir, H. B.; Ingólfssdóttir, G. M.; Pálsson, M.; Valsdóttir, I. L.; Guðmundsson, I.; Bjarnason, Þ.; Guðjónsdóttir, G. M.; Bjarnadóttir H. J. (2014): LCA of the high voltage OHL transmission system in Iceland. Cigre 2014

Huijbregts, M.; Zoran J. N. Steinmann, Z.; Elshout, P.; Stam, S.; Verones, F.; Vieira, M.; Zijp, M.; Hollander, A. Zelm, R. v. (2016): A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level Report I: Characterization. RIVM Report 2016-010. <https://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/2016-0104.pdf>

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 University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

IPCC (2021): Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2391 S. DOI:10.1017/9781009157896.

Ishikawa, M.; Ito, H. (1989): Practical application of an extremely low-sag invar reinforced increased-capacity extra-heat-resistant aluminum alloy conductor. In: Sumitomo Electric Technical Review, Bd. 28, 161--171.

ISO 14040: DIN EN ISO 14040:2021-02. Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006 + Amd 1:2020); Deutsche Fassung EN ISO 14040:2006 + A1:2020

ISO 14044: DIN EN ISO 14044:2021-02. Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006 + Amd 1:2017 + Amd 2:2020); Deutsche Fassung EN ISO 14044:2006 + A1:2018 + A2:2020

ISO TS 14067 (2013): Greenhouse gases – Carbon footprint of products – Requirements and guidelines for quantification and communication. May 2013

- Jorge, R. S., Hawkins, T. R., Hertwich, E. G. (2012a): Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1: power lines and cables. *Int J Life Cycle Assess* (2012) 17:9–15. DOI 10.1007/s11367-011-0335-1
- Jorge, R. S., Hawkins, T. R., Hertwich, E. G. (2012b): Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2: transformers and substation equipment. *Int J Life Cycle Assess* (2012) 17:184–191. DOI 10.1007/s11367-011-0336-0
- Jorge, R. S.; Hertwich, E. G. (2013): Environmental evaluation of power transmission in Norway. *J Applied Energy* 101: 513–520
- Jorge, R. S.; Hertwich, E. G. (2014): Grid infrastructure for renewable power in Europe: The environmental cost. *Energy* 69 (2014) 760e768
- Kieffel, Y.; A. Spinosa, A.; Laruelle, E.; Stumpf, K. (2014): Life Cycle Assessment and End-Of-Life Management of GIS and AIS. Cigre 2014
- Kim, H.; Holme, P. (2015): Network Theory Integrated Life Cycle Assessment for an Electric Power System. *Sustainability* (2015) 7: 10961-10975; DOI:10.3390/su70810961
- Kjeld, A.; Ingólfssdóttir, G. M.; Bjarnadóttir, H. J.; Jónsson, R. (2018): Life Cycle Assessment for Transmission Towers. A comparative study of three tower types. EFLA 2018
- LCEE Life Cycle Engineering Experts GmbH (2011): Ökobilanz von Freileitungsmasten. Ein ökologischer Vergleich von Stahlvollwandmasten und Schleuderbetonmasten. Darmstadt 2011
- mdw (2012): 50Hertz verstärkt Stromnetz am Engpass Thüringen. In: Mitteldeutscher Wirtschaftsverlag, 23.12.2012. Online verfügbar unter https://www.verlag-mdw.de/mdw_news/news_details/2012/12/23/50hertz_verstaerkt_stromnetz_am_engpass_thueringen/, zuletzt geprüft am 13.01.2019.
- Lübbert, D.; (2009): Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Fachbereich WD 8, Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/190702/2728340e1835bac972eaa07bc4b2e2ca/hochspannungs-gleichstrom-uebertragung-data.pdf>, zuletzt geprüft am 04.11.2022.
- Mischinger, S.; Limbacher, E.; Seidl, H. Ritzau, M.; Nailis, D. (2017): Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien. Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses. Unter Mitarbeit von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Hg. v. dena - Deutsche Energie Agentur. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Ergebnispapier_dena-BET_AuslastungStromnetze.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2019.
- Nagarsheth, R.; Singh, S. (2014): Study of gas insulated substation and its comparison with air insulated substation. *Electrical Power and Energy Systems* 55 (2014) 481–485. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.09.012>
- Nes, R. N. (2012): Life cycle assessment of an offshore electricity grid interconnecting Northern Europe. Master Thesis. Department of Energy and Process Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim; Online verfügbar unter https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/234892/566527_FULLTEXT01.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024
- Nexans GmbH (2018): Werkstatt Kabel. Neue Herausforderungen an die Kabelindustrie, Präsentation auf der EW-Fachtagung „Werkstatt Kabel – Kabel- und Kabelmesstechnik“. Hannover, 27./27.11.2018
- Nimpa, G. D. J. M.; Njankouo, J. M.; Ngohe-Ekam, P. S.; Tamo Tatietse, T. (2017): Life Cycle Assessment of Power Utility Poles – A Review. *International Journal of Engineering Science Invention: Volume 6 Issue 2*.

February 2017: 16-32. Online verfügbar unter [https://www.ijesi.org/papers/Vol\(6\)2/B06021632.pdf](https://www.ijesi.org/papers/Vol(6)2/B06021632.pdf), zuletzt geprüft am 10.11.2024

Oswald, B. R. (2009): Optionen im Stromnetz für Hoch- und Höchstspannung: Freileitung/Erdkabel – Drehstrom/Gleichstrom. 2009. S. 19. Online verfügbar unter: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Oswald_20090514_klein_03.pdf; zuletzt geprüft am 10.01.2019

Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut, Prognos AG (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 (Langfassung). Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Repenning, J.; Harthan, R. O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, Lorenz.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlomann, B.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.; Stümer, W.; Rüter, S.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adam, S. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (Hg.). Berlin, 2021. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/projektionsbericht-2021-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 25.04.2023.

Rosenbaum, R. K.; Bachmann, T. K.; Gold, L. S.; Huijbregts, M. A. J.; Jolliet, O.; Juraske, R.; Koehler, A.; Larsen, H. F.; MacLeod, M.; Margni, M.; McKone, T. E.; Payet, J.; Schuhmacher, M.; Van de Meent, D.; Hauschild, M. Z. (2008): USEtox-The UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in Life Cycle Impact Assessment. International Journal of Life Cycle Assessment 13(7) 532-546. DOI: 10.1007/s11367-008-0038-4

Rosenbaum, R. K.; Huijbregts, M. A. J.; Henderson, A.; Margni, M.; McKone, T. E.; Van de Meent, D.; Hauschild, M.; Shaked, S.; Li, D. S.; Slone, T. H.; Gold, L. S.; Jolliet, O. (2011): USEtox human exposure and toxicity factors for comparative assessment of chemical emissions in Life Cycle Analysis: Sensitivity to key chemical properties. International Journal of Life Cycle Assessment Special issue USEtox, July 2011. DOI 10.1007/s11367-011-0316-4

Runge, K.; Baum, S.; Meister, P.; Rottgardt, E. (2012): Umweltauswirkungen unterschiedlicher Netzkomponenten. OECOS GmbH 2012. Online verfügbar unter <https://plus.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2022/UB/GutachtenRunge.pdf>, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Schmid, J.; Hornberger, M.; Janusz-Renault, G. (2006): Gefährdungspotenzial durch Cyclopentan aus der Behandlung von VOC-Kühlgeräten. Im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg. 2006

Schmid, A. (2014): Netzbetreiber zögern bei neuer Leiterseiltechnik. In: VDI nachrichten, 10.01.2014. Online verfügbar unter <https://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Netzbetreiber-zoegern-neuer-Leiterseiltechnik>.

Seidl, H.; Heuke, R. (2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin 2014. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.html>; zuletzt geprüft 05.12.2022

Sweco GmbH (2016): Neubau der 380-kV-Höchstspannungsfreileitungsverbindung Gütersloh – Wehrendorf gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), Projektnummer 16.

TenneT TSO GmbH (2018): Strukturmerkmale. Veröffentlichung der Strukturmerkmale nach § 27 Abs. 2 StromNEV, Stand: 31.12.2018. Online verfügbar unter

<https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/strukturmerkmale>, zuletzt geprüft am 10.01.2019. <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/strukturmerkmale/>

TransnetBW (2017): Neubau der 380-kV-Leitung Birkenfeld - Punkt Ötisheim. Sichere Stromversorgung für die Region. Stuttgart. Online verfügbar unter https://dialognetzbau-transnetbw.de/wp-content/uploads/2021/07/Projektbroschuere_Birkenfeld_Punkt_Oetisheim.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

TransnetBW (2018): Strukturdaten. Stand: 01.01.2019. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/strukturdaten>, zuletzt geprüft am 10.01.2019

Turconi, R. (2014). Life Cycle Assessment of Electricity Systems. DTU Environment. Online verfügbar unter https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/89362197/Roberto_Turconi_PhD_Thesis_WWW_Version.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Valheim, T. M (2016): Environmental assessment of electricity transmission using input-output analysis. Norwegian University of Science and Technology 2016. Online verfügbar unter https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2418199/14610_FULLTEXT.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Wang, W. (2011): Eco-design of power transmissions systems. Other. Ecole Centrale de Lyon, 2011. Online verfügbar unter <https://theses.hal.science/tel-00627890/>, zuletzt geprüft am 10.11.2024

Wang, W.; Bessède, J.-L. (2015): Life cycle assessment of equipment for electricity transmission and distribution networks. DOI 10.1016/B978-1-78242-010-1.00006-9

Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Möst, D.; Scheufen, M. (2010) Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung - Technologiebericht. Projektbericht. 1041 S. DOI 10.24406/publica-fhg-294798.

Wietschel, M., Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F., Genoese, F. (2015): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5

A Anhang: Fragebögen zur Datenerhebung

A.1 Freileitungen

Da bei einem Variantenvergleich der Stromübertragungstechnologien nur die miteinander substituierbaren Varianten miteinander verglichen werden sollen, wurden synthetische **Anwendungsfälle** eingeführt, die als repräsentativ für zukünftige Netzausbauvorhaben betrachtet werden.

Folgende Anwendungsfälle im Bereich "Freileitungen" werden betrachtet:

Anwendungsfall „Langstreckenstromübertragung“

Neubau von 4 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von ca. 500 km

Varianten, die verglichen werden:

500 km HGÜ-FL ± 525 kV, Stahlgittermast, 4 GW

500 km HGÜ- VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 4 GW

Anwendungsfall „Vollwandmast“:

Einsatz von Vollwandmasten auf 100 km Neubautrasse 3 GVA

Varianten, die verglichen werden:

100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast, 3 GVA

100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Vollwandmast, 3 GVA

Anwendungsfall „HTLS-Umbeseilung“:

Upgrade von 100 km Bestandsleitung 380 kV anstelle eines Neubaus in bestehender Trasse

Varianten, die verglichen werden:

100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast, 3 GVA, Neubau

100 km HDÜ-FL 380 kV mit HTLS, Stahlgittermast, 3 GVA Umbeseilung

Anwendungsfall „Teilerdverkabelung“:

100 km 380-kV-Trassenneubau mit der Option auf 25 km AC-Erdverkabelung

Varianten, die verglichen werden:

100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast, 3 GVA

Kombination von 75 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast + 25 km HDÜ- VPE-Erdkabel, 3 GVA

Tabelle 26: Fragebogen Freileitungen 1

01_Herstellung der Komponenten	
Herstellung der Freileitungen	
Leiterseil	

01_Herstellung der Komponenten	
allgemein	genauer Typ des Leiterseils
	Durchmesser des Leiterseils in mm
	Masse des Leiterseils in kg pro m Freileitung
Materialzusammensetzung des Leiterseils	
Stahl	Stahl in kg pro m Leiterseil
	Welcher Stahltyp?
	Recyclinganteil des Stahls in % (falls bekannt)
Aluminium	Aluminium in kg pro m Leiterseil
	Recyclinganteil des Aluminiums in % (falls bekannt)
Kunststoff	Kunststoff in kg pro m Leiterseil
	Welcher Kunststofftyp?
Weitere Materialien	<i>(Bitte hier in kg pro m Leiterseil eintragen, falls weitere Materialien verwendet werden.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung	
Art und Menge pro m Leiterseil	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung mit Einheit pro m Leiterseil eintragen.)</i>
Energieaufwand für die Herstellung	Strom in kWh pro m Leiterseil
	Erdgas in MJ pro m Leiterseil
	Heizöl in Liter pro m Leiterseil
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro m Leiterseil eintragen.)</i>
Erdseil	
allgemein	genauer Typ des Erdseils
	Durchmesser des Erdseils in mm
	Masse des Erdseils in kg pro m Erdseil
Materialzusammensetzung des Erdseils	
Stahl	Stahl in kg pro m Erdseil
	Welcher Stahltyp?

01_Herstellung der Komponenten	
	Recyclinganteil des Stahls in % (falls bekannt)
Aluminium	Aluminium in kg pro m Erdseil
	Recyclinganteil des Aluminiums in % (falls bekannt)
Weitere Materialien	<i>(Bitte hier in kg pro m Erdseil eintragen, falls weitere Materialien im Erdseil verwendete werden.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung	
Art und Menge pro m Erdseil	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung eines Isolators mit Einheit pro m Erdseil eintragen.)</i>
Energieaufwand für die Herstellung	Strom in kWh pro m Erdseil
	Erdgas in MJ pro m Erdseil
	Heizöl in Liter pro m Erdseil
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro m Erdseil eintragen.)</i>
Isolatoren	
allgemein	Isolatorentyp
	Zahl der Isolatoren pro Mast
	Gewicht der Isolatoren pro Stück
Materialzusammensetzung eines Isolators	
	<i>(Bitte hier die typische Materialzusammensetzung in Gewichts-% eintragen.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung	
Art und Menge pro Isolator	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Herstellung eines Isolators mit Einheit pro Isolator eintragen.)</i>
Energieaufwand für die Herstellung	Strom in kWh pro Isolator
	Erdgas in MJ pro Isolator
	Heizöl in Liter pro Isolator
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro Isolator eintragen.)</i>

Tabelle 27: Fragebogen Freileitungen 2

02_Bau der Leitung	
Komponenten	
Leiterseil	genauer Typ des Leiterseils
	Durchmesser des Leiterseils in mm
	Masse aller Leiterseile in t pro km Freileitung
	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?
Erdseil	genauer Typ des Erdseils
	Durchmesser des Erdseils in mm
	Länge des Erdseils in m pro km Freileitung
	Masse des Erdseils in kg pro km Erdseil
Isolatoren	Isolatorentyp
	Zahl der Isolatoren pro Mast
	Gewicht der Isolatoren pro Stück
Mast	Masttyp
	Höhe in m
	Abstand zwischen Masten in km (durchschnittlicher Abstand, wenn keine Gewässer gekreuzt werden)
	Wie viele Stromkreise sind an einem Mast aufgehängt (Zahl nach Spannungsebene)?
	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?
	Im Mast verbaute Materialien
	Gesamtmasse pro Mast in t
	Stahl in kg pro Mast
	<i>Welcher Stahltyp?</i>
	<i>Recyclinganteil des Stahls in % (falls bekannt)</i>
	Aluminium in kg pro Mast
	<i>Recyclinganteil des Aluminiums in % (falls bekannt)</i>
	Beton in kg pro Mast (<i>ohne Fundamente</i>)
	<i>Welcher Betontyp?</i>

02_Bau der Leitung	
	<i>(bitte hier in kg pro Mast eintragen, falls weitere Materialien im Mast verbaut sind)</i>
Fundament	Fundamenttyp
	Stahlbeton in t pro Mast
	versiegelte Fläche in m ² pro Mast
	Wieviel Erdreich muss bewegt werden in m ³ pro Mast?
Energieaufwand für die Errichtung einer Freileitung (ohne Transporte)	Strom in kWh pro km Freileitung
	Diesel in l pro km Freileitung
Transporte	
Transport Leiterseil	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieselvebrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km
	Transportdistanz in km
Transport Stahlgittermastteile	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieselvebrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km
	Transportdistanz in km
Transport Beton	Transportdistanz in km

Tabelle 28: Fragebogen Freileitungen 3

03_Betrieb	
Übertragungsverluste	
Übertragungsverluste Freileitung ohne Nebenanlagen	Verluste in % pro km bei 50 % Auslastung
	Verluste in % pro km bei 100 % Auslastung
Anwendungsfälle	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?
Übertragungsverluste Nebenanlagen	Verluste Schaltwerk in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Schaltwerk in % bei 100 % Auslastung
	Verluste Umspannwerk in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Umspannwerk in % bei 100 % Auslastung
	Verluste Konverterstation in % bei 50 % Auslastung

03_Betrieb	
	Verluste Konverterstation in % bei 100 % Auslastung
Aufwand für Wartung	
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro km Freileitung pro Jahr eintragen.)</i>
Energieaufwand	Strom in kWh pro km Freileitung pro Jahr
	Diesel in l pro km Freileitung pro Jahr
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Freileitung pro Jahr eintragen.)</i>

Tabelle 29: Fragebogen Freileitungen 4

04_Rückbau	
Nutzung bis Austausch oder Rückbau	
Leiterseil	in Jahren
Erdseil	in Jahren
Isolatoren	in Jahren
Mast	in Jahren
Fundamente	in Jahren
Anwendungsfälle	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?
Rückbau der Freileitung	
Energieaufwand für Rückbau	Strom in kWh pro km Freileitung
	Diesel in l pro km Freileitung
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zum Rückbau mit Einheit pro km Freileitung pro Jahr eintragen.)</i>
Werden die Materialien recycelt oder entsorgt?	Stahl
	Aluminium
	Beton
	Weitere Materialien
Abtransport der rückgebauten Materialien	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieserverbrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km

04_Rückbau	
Durchschnittliche Transportdistanz zur Verwertung / Entsorgung	Stahl in km
	Aluminium in km
	Beton in km
	weitere Materialien in km

Tabelle 30: Fragebogen Freileitungen 5

05_Weitere Nebenanlagen	
Nebenanlagen	
Umspannwerk	Wie groß ist die Distanz zwischen Umspannwerken in km?
	Materialzusammensetzung eines Leistungstransformators in Gewichts-%
	Masse der Leistungstransformatoren je Umspannwerk in t
	Materialzusammensetzung einer Schaltanlage in Gewichts-%
	Masse der Schaltanlagen je Umspannwerk in t
	Verluste an SF6 je Umspannwerk in kg pro Jahr
Energieaufwand für die Errichtung eines Umspannwerks (ohne Transporte)	Strom in kWh pro Umspannwerk
	Diesel in l pro Umspannwerk
Anwendungsfälle	Gibt es Unterschiede in der Distanz und Größe der Umspannwerke je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?
Blindleistungskompensation	Werden Anlagen zur Blindleistungskompensation benötigt? Welche Art Anlage? Wie groß ist die Distanz zwischen zwei Anlagen?
	Materialzusammensetzung einer Anlage zur Blindleistungskompensation in Gewichts-%
	Masse einer Anlage zur Blindleistungskompensation in t
Anwendungsfälle	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Freileitung in den betrachteten Anwendungsfällen?

A.2 Erdkabel

Da bei einem Variantenvergleich der Stromübertragungstechnologien nur die miteinander substituierbaren Varianten miteinander verglichen werden sollen, wurden synthetische Anwendungsfälle eingeführt, die als repräsentativ für zukünftige Netzausbauvorhaben betrachtet werden.

Folgende Anwendungsfälle im Bereich „Erdkabel“ werden betrachtet:

Anwendungsfall „Langstreckenstromübertragung“

Neubau von 4 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von ca. 500 km, HGÜ, Freileitung oder Erdkabel

Varianten, die verglichen werden:

500 km HGÜ-FL ± 525 kV, Stahlgittermast, 4 GW

500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 4 GW

Anwendungsfall „Erdkabelvarianten“

Neubau von 2 GW Übertragungsleistung über eine Distanz von 500 km

Varianten, die verglichen werden:

500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 320 kV (VSC), 2 GW

500 km HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2 GW

Anwendungsfall „Teilerdverkabelung“:

100 km 380-kV-Trassenneubau mit der Option auf 25 km AC-Erdverkabelung

Varianten, die verglichen werden:

100 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast, 1 GW

Kombination von 75 km HDÜ-FL 380 kV Al/St, Stahlgittermast + 25 km HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV, 1 GW

Anwendungsfall „offene Bauweise“ vs. „geschlossene Bauweise

Varianten, die verglichen werden:

2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 100 km, in offener Bauweise verlegt

2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 100 km, in geschlossener Bauweise verlegt

Anwendungsfall „Zusätzliche Leerrohrverlegung“:

Neubau von HGÜ-Erdkabeln: 2 GW in 2020 und 2 GW in 2030 über eine Distanz von ca. 500 km

Varianten, die verglichen werden:

2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2020 in offener Bauweise verlegt + 2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC), 2030 in offener Bauweise verlegt, beides 500 km

2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC) + Leerrohre, 2020 in offener Bauweise verlegt + Einziehen der Kabel für 2 GW HGÜ-VPE-Erdkabel ± 525 kV (VSC) in 2030, beides 500 km

Der Fragenbogen besteht aus mehreren Sheets:

01_Herstellung der Kabel

02_Verlegung

03_Betrieb

04_Rückbau

05_Weitere Nebenanlagen

Tabelle 31: Fragebogen Erdkabel 1

01_Herstellung der Kabel	
Allgemeine Daten	
Leistung	
Auslastung	wird in Sensitivitätsrechnungen variiert
Länge	je nach den betrachteten Anwendungsfällen
Herstellung der Kabel	
Kabel	genauer Kabeltyp
	Durchmesser des Kabels in mm
	Masse des Kabels in t pro km Erdkabel
Materialzusammensetzung	Materialien in to pro km Kabel
	<i>Kupfer</i>
	<i>Polyethylen</i>
	<i>MI-Isolierung (Papier+Masse)</i>
	<i>Weitere (Bebänderungen, Metalle etc.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>Mantelspannungsbegrenzer Stk/km*Kabel</i>
Energieaufwand für die Herstellung des Kabels	Strom in kWh pro Kabel
	Erdgas in
	Heizöl in Liter
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Kabel eintragen.)</i>

Tabelle 32: Fragebogen Erdkabel 2

02_Verlegung	
Verlegung der Erdkabel	
Anzahl	Anzahl der verlegten Kabel
Bauweise	offen oder geschlossen
	Schutz vor mechanischer Einwirkung: Material und Menge in kg pro km Erdkabel

02_Verlegung	
Bettungsmaterial	Art des Bettungsmaterials
	Masse Bettungsmaterial pro km Kabel
Energieaufwand für die Verlegung (ohne Transporte)	Strom in kWh pro km Kabel
	Diesel in l pro km Kabel
Transport des Kabels	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieselvebrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km
	Durchschnittliche Transportdistanz in km
Muffen	
einfache Verbindungsmuffen	Zahl pro km Kabel
	Gewicht pro Muffe
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro kg Muffe
	<i>(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)</i>
Cross-Bonding-Muffen	Zahl pro km Kabel
	Gewicht pro Muffe
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro kg Muffe
	<i>(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)</i>

Tabelle 33: Fragebogen Erdkabel 3

03_Betrieb	
Übertragungsverluste	
Übertragungsverluste Erdkabel ohne Nebenanlagen	Verluste in % pro km bei 50 % Auslastung
	Verluste in % pro km bei 100 % Auslastung
	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Erdkabel in den betrachteten Anwendungsfällen?
Übertragungsverluste Nebenanlagen	Verluste Kabelübergabestation in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Kabelübergabestation in % bei 100 % Auslastung

03_Betrieb	
	Verluste Konverterstation in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Konverterstation in % bei 100 % Auslastung
Aufwand für Wartung	
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro km Erdkabel pro Jahr eintragen.)</i>
Energieaufwand	Strom in kWh pro km Erdkabel pro Jahr
	Diesel in l pro km Erdkabel pro Jahr
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Erdkabel pro Jahr eintragen.)</i>

Tabelle 34: Fragebogen Erdkabel 4

04_Rückbau	
Nutzung bis Austausch oder Rückbau	
Erdkabel	in Jahren
Einfache Verbindungsmuffe	in Jahren
Cross-Bonding-Muffe	in Jahren
Rückbau der Erdkabel	
Energieaufwand für Rückbau	Strom in kWh pro km Erdkabel
	Diesel in l pro km Erdkabel
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zum Rückbau mit Einheit pro km Erdkabel pro Jahr eintragen.)</i>
Werden die Materialien recycelt oder entsorgt?	Metalle
	Kunststoffe
	Bettungsmaterialien
	Weitere Materialien
Abtransport der rückgebauten Materialien	
	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieserverbrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km
Durchschnittliche Transportdistanz zur Verwertung / Entsorgung	Metalle in km
	Kunststoffe in km

04_Rückbau	
	Bettungsmaterialien in km
	weitere Materialien in km

Tabelle 35: Fragebogen Erdkabel 5

05_Weitere Nebenanlagen	
HDÜ-Kabelübergabestationen	
Materialien	Materialzusammensetzung einer Kabelübergabestation in Gewichts-%
	Masse der Kabelübergabestation in t
	Fläche, die überbaut wird in m ²
Energieaufwand für die Errichtung einer Kabelübergabestation	Strom in kWh pro Kabelübergabestation
	Diesel in l pro Kabelübergabestation
Energieaufwand für den Betrieb einer Kabelübergabestation	Strom in kWh pro Kabelübergabestation
	Diesel in l pro Kabelübergabestation
Hilfs- und Betriebsmittel für den Betrieb	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro Kabelübergabestation pro Jahr eintragen.)</i>
Nutzungsdauer bis Rückbau	in Jahren
HGÜ-Konverterstationen	
Materialien	Materialzusammensetzung einer Konverterstation in Gewichts-%
	Masse der Konverterstation in t
	Fläche, die überbaut wird in m ²
Energieaufwand für die Errichtung einer Konverterstation	Strom in kWh pro Konverterstation
	Diesel in l pro Konverterstation
Energieaufwand für den Betrieb einer Konverterstation	Strom in kWh pro Konverterstation
	Diesel in l pro Konverterstation

05_Weitere Nebenanlagen	
Hilfs- und Betriebsmittel für den Betrieb	(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro Konverterstation pro Jahr eintragen.)
Nutzungsdauer bis Rückbau	in Jahren

A.3 Seekabel

Da bei einem Variantenvergleich der Stromübertragungstechnologien nur die miteinander substituierbaren Varianten miteinander verglichen werden sollen, wurden synthetische **Anwendungsfälle** eingeführt, die als repräsentativ für zukünftige Netzausbauvorhaben betrachtet werden.

Folgende Anwendungsfälle im Bereich "Seekabel" werden betrachtet:

Anwendungsfall „Gleichstrom in der Ostsee“:

Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee

Varianten, die verglichen werden:

Konfiguration Gleichstrom: HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV, HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV, HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV

Kombination (und erforderliche Nebenanlagen): 6* 20 km HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV + 2 x 100 km HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV + 1x3 km HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV, 900 MW

Konfiguration Wechselstrom: HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV, HDÜ- VPE-Seekabel 220 kV

Kombination (und erforderliche Nebenanlagen): 16 * 5 km HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV+ 2 x 90 km HDÜ- VPE- Seekabel 220 kV, 900 MW

Tabelle 36: Fragebogen Seekabel 1

00_Konfigurationen
Allgemeine Daten
Vergleich der Standardentwürfe Nordsee und Ostsee des FEP, bezogen auf die Ostsee
Konfiguration Gleichstrom: HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV, HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV, HDÜ-VPE-Erdkabel 380 kV
Wie viele HDÜ-VPE-Seekabel 66 kV à 20 km werden verlegt, um die Leistung von 900 MW zu gewährleisten?
Wie viele HGÜ-VPE-Seekabel ± 320 kV à 100 km werden verlegt, um die Leistung von 900 MW zu gewährleisten?
Konfiguration Wechselstrom: HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV + HDÜ-VPE-Seekabel 220 kV

00_Konfigurationen

Wie viele HDÜ-VPE-Seekabel 33 kV à 5 km werden verlegt, um die Leistung von 900 MW zu gewährleisten?

Wie viele HDÜ- VPE-Seekabel 220 kV à 90 km werden verlegt, um die Leistung von 900 MW zu gewährleisten?

Tabelle 37: Fragebogen Seekabel 2

01_Herstellung der Seekabel	
Herstellung der Seekabel	
Kabel	genauer Kabeltyp
	Durchmesser des Kabels in mm
	Masse des Kabels in t pro km Seekabel
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro km Kabel
	<i>(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro km Kabel pro Jahr eintragen.)</i>
Energieaufwand für die Herstellung des Kabels	Strom in kWh pro Kabel
	Erdgas in
	Heizöl in Liter
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Kabel eintragen.)</i>
Herstellung der LWL-Kabel	
Kabel	genauer Kabeltyp
	Durchmesser des Kabels in mm
	Masse des Kabels in t pro km Seekabel
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro km Kabel
	<i>(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)</i>
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro km Kabel pro Jahr eintragen.)</i>
Energieaufwand für die Herstellung des Kabels	Strom in kWh pro Kabel

01_Herstellung der Seekabel	
	Erdgas in
	Heizöl in Liter
	(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Kabel eintragen.)

Tabelle 38: Fragebogen Seekabel 3

02_Verlegung der Seekabel	
Verlegung	
Methode	Simultanes Verlegen und Einbringen / Simultaneous lay and burial (SLB)
	Getrenntes Verlegen und Einbringen / Post lay burial (PLB)
	Verlegen in ausgehobenen Kabelgraben / Pre-lay trenching
	LWL-Kabel bei DC wird separat verlegt, bei AC ist es im Kabel mit enthalten
	Abstand zwischen zwei verlegten Kabeln in m
Kreuzungsbauwerke	Beton in t pro km verlegtem Seekabel
Verlegeschiff	Gewicht eines Verlegeschiffs in t
	Wie viele km Seekabel kann eine Verlegeschiff pro Jahr verlegen?
	Wie viele Jahre wird ein Verlegeschiff genutzt?
Energieaufwand für die Verlegung auf See	Dieserverbrauch des Verlegeschiffs in l pro km Kabel
	Strom in kWh pro km Kabel
Transport zum Hafen	Gewicht des Transportfahrzeugs in t
	Dieserverbrauch des Transportfahrzeugs in l/100 km
	Durchschnittliche Transportdistanz in km
Muffen	
einfache Verbindungsmuffen	Zahl pro km Kabel
	Gewicht pro Muffe
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro kg Muffe
	(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)

02_Verlegung der Seekabel	
Cross-Bonding-Muffen	Zahl pro km Kabel
	Gewicht pro Muffe
Materialzusammensetzung	Materialien in kg pro kg Muffe
	<i>(Bitte hier Materialtyp eintragen. Wenn weitere Materialien verwendet werden, weitere Zeilen einfügen.)</i>

Tabelle 39: Fragebogen Seekabel 4

03_Betrieb der Seekabel	
Übertragungsverluste	
Übertragungsverluste Seekabel ohne Nebenanlagen	Verluste in % pro km bei 50 % Auslastung
	Verluste in % pro km bei 100 % Auslastung
	Gibt es Unterschiede je nach Länge der Seekabel in den betrachteten Anwendungsfällen?
Übertragungsverluste Nebenanlagen	Verluste Konverterplattform in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Konverterplattform in % bei 100 % Auslastung
	Verluste Umspannplattform in % bei 50 % Auslastung
	Verluste Umspannplattform in % bei 100 % Auslastung
Aufwand für Wartung	
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro km Seekabel pro Jahr eintragen.)</i>
Energieaufwand	Strom in kWh pro km Seekabel pro Jahr
	Diesel in l pro km Seekabel pro Jahr
	<i>(Bitte hier weitere verwendete Energieträger mit Einheit pro km Seekabel pro Jahr eintragen.)</i>

Tabelle 40: Fragebogen Seekabel 5

04_Rückbau der Seekabel	
Nutzung bis Austausch oder Rückbau	
Seekabel	in Jahren
Einfache Verbindungsmuffe	in Jahren
Cross-Binding-Muffe	in Jahren

04_Rückbau der Seekabel	
Rückbau der Seekabel	
Rückbau	Werden die Seekabel nach Ende der Nutzung wieder rückgebaut oder im Boden belassen?
Energieaufwand für Rückbau	Strom in kWh pro km Seekabel
	Diesel in l pro km Seekabel
Hilfs- und Betriebsmittel	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zum Rückbau mit Einheit pro km Seekabel pro Jahr eintragen.)</i>
Werden die Materialien recycelt oder entsorgt?	Metalle
	Kunststoffe
	Weitere Materialien

Tabelle 41: Fragebogen Seekabel 6

05_Weitere Nebenanlagen	
Konverterplattform	
Materialien	Materialzusammensetzung einer Konverterplattform in Gewichts-%
	Masse der Konverterplattform in t
	Fläche, die überbaut wird in m ²
Energieaufwand für die Errichtung einer Konverterplattform	Strom in kWh pro Konverterplattform
	Diesel in l pro Konverterplattform
Energieaufwand für den Betrieb einer Konverterplattform	Strom in kWh pro Konverterplattform
	Diesel in l pro Konverterplattform
Hilfs- und Betriebsmittel für den Betrieb	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro Konverterplattform pro Jahr eintragen.)</i>
Nutzungsdauer bis Rückbau	in Jahren
Umspannplattform	
Materialien	Materialzusammensetzung einer Umspannplattform in Gewichts-%
	Masse der Umspannplattform in t
	Fläche, die überbaut wird in m ²

05_Weitere Nebenanlagen	
Energieaufwand für die Errichtung einer Umspannplattform	Strom in kWh pro Umspannplattform
	Diesel in l pro Umspannplattform
Energieaufwand für den Betrieb einer Umspannplattform	Strom in kWh pro Umspannplattform
	Diesel in l pro Umspannplattform
Hilfs- und Betriebsmittel für den Betrieb	<i>(Bitte hier verwendete Hilfs- und Betriebsmittel zur Wartung mit Einheit pro Umspannplattform pro Jahr eintragen.)</i>
Nutzungsdauer bis Rückbau	in Jahren

B Anhang: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung

Tabelle 42: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 1 „Langstreckenstromübertragung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 1_1: Freileitung	AW 1_2: Erdkabel
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.05E+04	6.53E+04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	1.19E+02	8.60E+01
Marine eutrophication	kg N eq	1.60E+01	1.00E+01
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	2.14E+02	1.83E+02
Land use	m ² a crop eq	5.72E+03	3.15E+03
Water consumption	m ³	1.42E+03	8.42E+02
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.27E+04	1.34E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	2.22E+02	1.97E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.88E+05	7.32E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.40E+04	8.17E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	2.10E+02	1.80E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.90E+02	2.43E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	8.80E+02	1.23E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	4.41E+05	6.48E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.39E+04	1.19E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	4.21E+04	2.49E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	1.64E+05	9.64E+04
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	1.00E-01	7.00E-02

Tabelle 43: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 2 „Vollwandmast“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 2_1: Stahlgittermast	AW 2_2: Vollwandmast
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	9.44E+03	9.75E+03
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	1.24E+02	1.36E+02
Marine eutrophication	kg N eq	1.45E+01	1.47E+01
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	2.05E+02	2.19E+02
Land use	m ² a crop eq	5.21E+03	5.32E+03
Water consumption	m ³	1.29E+03	1.33E+03
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.05E+04	2.07E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.99E+02	2.00E+02

Wirkungskategorie	Einheit	AW 2_1: Stahlgittermast	AW 2_2: Vollwandmast
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.56E+05	2.61E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.27E+04	1.31E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	2.02E+02	2.15E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.78E+02	2.94E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1.19E+03	1.45E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	5.32E+05	6.30E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.89E+04	3.37E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	3.88E+04	3.99E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	1.52E+05	1.56E+05
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	9.36E-02	9.51E-02

Tabelle 44: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 3 „HTLS-Umbeseilung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 3_1: Neubau FL	AW 3_2: HTLS
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	9.44E+03	1.31E+04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	1.24E+02	1.45E+02
Marine eutrophication	kg N eq	1.45E+01	2.12E+01
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	2.05E+02	2.71E+02
Land use	m ² a crop eq	5.21E+03	7.51E+03
Water consumption	m ³	1.29E+03	1.82E+03
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.05E+04	3.00E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.99E+02	2.94E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.56E+05	3.64E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.27E+04	1.75E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	2.02E+02	2.66E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.78E+02	3.64E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1.19E+03	9.31E+02
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	5.32E+05	4.93E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.89E+04	2.81E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	3.88E+04	5.50E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	1.52E+05	2.14E+05
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	9.36E-02	1.36E-01

Tabelle 45: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 4 „Erdkabelvarianten“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 4_1: 320 kV	AW 4_2: 525 kV
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.30E+05	6.53E+04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	1.64E+02	8.60E+01
Marine eutrophication	kg N eq	1.82E+01	9.73E+00
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	3.51E+02	1.85E+02
Land use	m ² a crop eq	5.86E+03	3.17E+03
Water consumption	m ³	1.57E+03	8.45E+02
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.50E+04	1.34E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	3.77E+02	1.97E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1.45E+06	7.32E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.63E+05	8.17E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	3.45E+02	1.82E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	4.66E+02	2.44E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	2.43E+03	1.23E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.28E+06	6.53E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.24E+04	1.19E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	4.62E+04	2.49E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	1.79E+05	9.63E+04
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	1.25E-01	6.68E-02

Tabelle 46: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 5 „Teilerdverkabelung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 5_1: Reine FL	AW 5_2: Teilerdverkabelung
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	9.44E+03	4.49E+04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	1.24E+02	1.31E+02
Marine eutrophication	kg N eq	1.45E+01	1.39E+01
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	2.05E+02	2.33E+02
Land use	m ² a crop eq	5.21E+03	4.80E+03
Water consumption	m ³	1.29E+03	1.24E+03
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.05E+04	1.93E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.99E+02	2.27E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.56E+05	5.87E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	1.27E+04	5.66E+04

Wirkungskategorie	Einheit	AW 5_1: Reine FL	AW 5_2: Teilerdverkabelung
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	2.02E+02	2.29E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.78E+02	3.13E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1.19E+03	1.64E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	5.32E+05	7.72E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	2.89E+04	2.74E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	3.88E+04	3.69E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	1.52E+05	1.44E+05
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	9.36E-02	9.21E-02

Tabelle 47: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 6 „offene vs. geschlossene Bauweise“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 6_1: offene BW	AW 6_2: geschlossene BW
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6.53E+04	6.54E+04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	8.60E+01	8.69E+01
Marine eutrophication	kg N eq	9.73E+00	9.74E+00
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	1.85E+02	1.87E+02
Land use	m ² a crop eq	3.17E+03	3.22E+03
Water consumption	m ³	8.45E+02	8.47E+02
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	1.34E+04	1.34E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.97E+02	1.97E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	7.32E+05	7.32E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	8.17E+04	8.17E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	1.82E+02	1.84E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.44E+02	2.46E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1.23E+03	1.32E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6.53E+05	6.56E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1.19E+04	1.20E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	2.49E+04	2.53E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	9.63E+04	9.74E+04
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	6.68E-02	6.70E-02

Tabelle 48: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 7 „Leerrohrverlegung“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 7_1: ohne Leerrohr	AW 7_2: mit Leerrohr
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6.53E+04	6.53E+04

Wirkungskategorie	Einheit	AW 7_1: ohne Leerrohr	AW 7_2: mit Leerrohr
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	8.60E+01	8.56E+01
Marine eutrophication	kg N eq	9.73E+00	9.72E+00
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	1.85E+02	1.83E+02
Land use	m ² a crop eq	3.17E+03	3.15E+03
Water consumption	m ³	8.45E+02	8.42E+02
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	1.34E+04	1.34E+04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.97E+02	1.97E+02
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	7.32E+05	7.32E+05
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	8.17E+04	8.17E+04
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	1.82E+02	1.80E+02
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.44E+02	2.43E+02
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	1.23E+03	1.23E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6.53E+05	6.48E+05
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1.19E+04	1.19E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	2.49E+04	2.49E+04
Global warming	kg CO ₂ eq	9.63E+04	9.64E+04
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	6.68E-02	6.67E-02

Tabelle 49: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für AW 8 „Seekabelvarianten“

Wirkungskategorie	Einheit	AW 8_1: Standardkonzept Nordsee	AW 8_2: Standardkonzept Ostsee
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	2.92E+05	2.46E+05
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	7.91E+02	6.07E+02
Marine eutrophication	kg N eq	1.17E+02	8.75E+01
Ozone formation, Terrestrial ecosystems	kg NO _x eq	1.63E+03	1.25E+03
Land use	m ² a crop eq	4.02E+04	2.97E+04
Water consumption	m ³	9.92E+03	7.41E+03
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	1.65E+05	1.23E+05

Wirkungskategorie	Einheit	AW 8_1: Standardkonzept Nordsee	AW 8_2: Standardkonzept Ostsee
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.88E+03	1.43E+03
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	4.13E+06	3.36E+06
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	3.69E+05	3.11E+05
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	1.61E+03	1.23E+03
Terrestrial acidification	kg SO ₂ eq	2.23E+03	1.72E+03
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	6.12E+03	5.10E+03
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	4.15E+06	3.42E+06
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	1.14E+05	8.63E+04
Fossil resource scarcity	kg oil eq	2.97E+05	2.21E+05
Global warming	kg CO ₂ eq	1.15E+06	8.59E+05
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	7.69E-01	5.75E-01

C Anhang: Untersuchte Ökobilanzen zu Stromnetzen

Tabelle 50: Kjeld et. al .2018: Life Cycle Assessment for Transmission Towers

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kjeld et. al .2018
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	LIFE CYCLE ASSESSMENT FOR TRANSMISSION TOWERS A comparative study of three tower types
Ziel der Studie	The goal of the study is to gain knowledge on environmental impacts of transmission towers and related activities from a life cycle perspective. A comparison is made between Standard steel transmission towers and two prototypes currently under development, Aluminium towers and guyed M-towers.
Zielgruppe der Studie	The information provided in this study can hence prove useful for strategic decisions at Statnett.
Funktionelle Einheit	a. Functional unit: One suspension tower including its foundations, intended for 420 kV transmission, for a given terrain (mountain or flat). b. Functional unit: A 2 km section of a transmission line intended for 420 kV transmission, for a given terrain (mountain or flat), including one tension tower, five suspension towers, conductors, insulators and earthing and shield wires. The service life for all scenarios is assumed to be 70 years.
Systemgrenze	raw material extraction, manufacturing of components, transport of the tower, construction of the tower and transmission line, inspection and maintenance during the service life and dismantling and recycling at the end-of-life.
Untersuchte Komponente	The two first scenarios are compared as a) stand-alone objects, i. e. one tower and its foundations, and b) in terms of a 2-km section of a transmission line, including transmission components such as conductors, insulators, earth and shield wires.
Zeitlicher Bezug	2016
Geographischer Bezug	Norway
Technologischer Bezug	one currently standard tower and two prototypes; A 2 km section of a transmission line intended for 420 kV transmission, for a given terrain (mountain or flat)
Untersuchte Umweltwirkungen	7 environmental impact categories: GWP; ODP; AP; EP; POCP; ADP (elements); ADP (fossil)
Bewertungsmethoden	CML (Version January 2016)
Primärdaten	-Data was collected for the manufacturing of transmission towers, foundations, conductors, shield and earthing wires and insulators. Moreover, information on transports and construction practices were collected as well as data on yearly operation and the end-of-life scenario. -Steel Towers: Information on electricity and material use from three

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kjeld et. al .2018
	manufacturers -the manufacturing of aluminium profiles and plates: information on electricity and material use from two manufacturers in Norway. -Concrete foundation weights for Standard towers and aluminium towers based on typical Statnett foundations -conductors, shield wire, earthing wire and insulators: Information is based on data from manufacturers and includes material use only, not energy use during manufacturing of components. -Information on maintenance and inspection throughout a 70 year lifetime was obtained from Statnett and is based on experience. -Information on average transmission losses for the 420 kV transmission system in the year 2016 was obtained from Statnett.
Sekundärdaten	-GaBi Database -Background data on average European steel production and German zinc production was used in the assessment. -Background data for the production of average European aluminium ingot was used -Background data on European ready-mix concrete (C30/37), reinforced steel and galvanized steel. -Information on machinery use during construction of towers and foundations was obtained from EFLA, i. e. estimated based on experience
Signifikante Parameter	the manufacturing of conductors and transmission losses dominate most impact categories
Eigene Bewertung über Datenqualität	-high quality data used (using background data from recognized international databases; data from manufacturers on material and energy use, and estimates and experience numbers from Statnett and EFLA.) -There is a level of uncertainty in calculations for all life cycle stages, but among the larger factors of uncertainty are lifetime expectancy, estimation of total transmission losses during the lifetime of the transmission line, and recycling assumptions for avoided burden.
Ergebnisse	1. Aluminium towers and guyed M-towers have a significantly lower net (with recycling) impact than Standard steel towers in all seven impact categories. If gross (without recycling) impacts are considered, the total impact of Aluminium tower is more than 50% higher than the GWP-impact of the Standard steel tower. 2. Recycling of aluminium and steel is a significant impact factor in all impact categories. 3. In terms of a 2-km transmission line section, conductors and transmission losses become the largest contributors to environmental impacts in five of seven categories. 4. Aluminium and M-towers have net impacts similar to Standard towers in most categories, but significantly lower impacts in 2-3 categories. 5. Standard steel towers with prefabricated steel foundations and concrete foundations have similar net impacts in four impact categories, assuming the retrieval of steel foundations and their recycling.

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kjeld et. al .2018
Empfehlungen	- Informed sourcing of materials for tower manufacturing (e. g. ask for and compare EPDs or Product Carbon Footprints from tower manufacturers)

Tabelle 51: Gargiulo et al. 2017: LCA of electricity networks

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Gargiulo et al. 2017
Kategorie	Review
Titel der Studie	LCA of electricity networks: a review
Ziel der Studie	The purpose of this article is to realize a review of studies dealing with life cycle assessment of electric grids or their components, in order to put in evidence methodological aspects to be considered with particular attention or requiring further deepening in future researches.
Funktionelle Einheit	"-Among the studies focused on specific components of electricity networks, some, suitably, use as functional unit the function performed by the component with specific technical characteristics. E. g. ""To protect and to insulate a 72.5kV electric network during 40 years in Europe"", ""The insulation of MV conductors from the tank of a 400kVA transformer insulated with oil-paper"". -When the goal is the assessment of impacts linked to electricity supply to final users, the functional unit corresponds to one unit of electricity delivered, e. g. 1 kWh electricity -More precisely, the functional unit is described detailing the whole specific system to be analysed as, e. g. ""transmitting 8000MW hydro-electrical power through 760 km to this country's load centres, under an average power factor of 60%, during a service life of 60 years"" -Otherwise, it is expressed in relation to a generic unit of distance covered by the network, e. g. the unit of transmitted electricity as in Hrólfsdóttir et al. (2014) (1 kWh electricity transmitted in the 66, 132, 220 and 400kV OHL transmission system and lifetime of the system is defined as 60 years) or in Jorge and Hertwich (2013) (1 kWh of electricity delivered from the Sentralnett to the main distribution grid). -A particular example of functional unit definition can be found in the study published by Jorge and Hertwich (2014). aimed at characterizing the life cycle environmental consequences of upgrading the current European power grid, as required for the integration of intermittent renewable power. The European Network of Transmission System Operators estimates that 45,300 km of new or upgraded lines will be built over the next decade to accommodate the renewable power sources. The LCA of the transmission grid expansion is performed on this basis. The functional unit coincides with the product system consisting of OHLs, land/subsea cables, and substation equipment, as described in the Ten Year Network Development Plan 2012 (ENTSO-E 2012). "
Systemgrenze	"the review analyses 16 scientific articles. -3 are irrelevant (2 for generation, 1 for medium-voltage)

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Gargiulo et al. 2017
	-8 already considered in our literatures -the rest 5 are about specific components and published before 2010 (as ""standy-by"" literatures)"
Untersuchte Umweltwirkungen	All the studies assess climate change, eutrophication aquatic, and resource depletion impacts. The other most utilized impact categories are human toxicity-cancer effects, photochemical ozone formation, acidification, and ozone depletion. Half of the studies, more or less, include in the life cycle impact assessment (LCIA) the impacts related to particulate matter, eco-toxicity, and human toxicity—non-cancer effects, while only few take into consideration land use, water depletion, and ionizing radiation.
Ergebnisse	1.The analysis puts in evidence that recycling is a crucial aspect, determining a sensible reduction of impacts, which in some cases can compensate for the total impact of the end-of-life stage. 2.Energy losses have a great influence on the overall impact. Neglecting losses in the valuation of networks or resistive components may be too simplifying, if not even misleading. Selecting a suitable 3. functional unit is not an easy task.
SF6	„Another aspect to be considered for specific components, such as circuit breakers, is SF6 emission because of its potential significant environmental impacts on climate change.“
Empfehlungen	-FU: Furthermore, especially in the case of comparative LCAs, which can provide indication on the environmental performances of alternative systems (e.g. overhead lines vs underground lines), when referring to a generic length (e.g. 1 km of MV line), it is important to take into account (or at least to point out) that topography may have an influence on the results. it is suitable to clarify if the LCA takes into account a specific geographic configuration of the lines and the orography or the topographic barriers related to it, which could significantly change the results.

Tabelle 52: Nimpa et al. 2017: Life Cycle Assessment of Power Utility Poles

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nimpa et al. 2017
Kategorie	Review
Titel der Studie	Life Cycle Assessment of Power Utility Poles – A Review
Ziel der Studie	The present review aims at compiling and screening papers dealing with utility poles made from varying materials in LCA perspective; in order to identify the main important parameters relevant to the topic; to point out the main accomplishments, to identify the future challenges, and to place the utility pole-related LCA studies in a historical context.
Funktionelle Einheit	"The choice of the functional unit (FU) was more often a unit of pole since it allowed the comparison of different pole materials on a homogeneous basis. Seven studies clearly stated the FU while the

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nimpa et al. 2017
	six others missed to do the same. Nevertheless, it was possible to retrieve the not explicitly stated FU since the results were given per pole excepted in (P10) where the results were also given per kilometer of 0.45kV distribution line. Clearly defined FU are presented below according to the authors' statements: - Functional unit: one 45-foot (13.7 m) utility pole capable of 2,400 pounds (1,087 kg) of horizontal load applied two feet from the pole's tip (P2); - Life cycle inputs and outputs were quantified using functional units of 1000 cubic feet (28 cubic meters). Once compiled, the inventory data were converted to a per utility pole functional unit (P4); - This report provides an LCA ... based on the functional unit of each ANSI 05.1 class 4, 45-foot long pole and based on a functional unit of one mile of electric distribution line. (P5); - One 9-m pole (0.4-kV transmission) with a service life of 50 years (P7); - One 9 m utility pole with a lifetime of 50 years, corresponding to its service life. (P8); - For this study, the functional unit is the use of a system of one million 45-foot tall, Class 2/Grade B distribution poles over a 40-year period in the South eastern US. (P11); - The functional unit used in this assessment is 1-metre-length pole with 115-mm internal-diameter and 15-mm wall-thickness (P9); This set of explicitly stated FU extracted from the reviewed studies highlight the fact that five time out of seven, the definition of the FU is focused in the wood pole material without showing concern for others pole materials. Because of this, pole made of wood seems to be the product of prime interest in LCA of utility poles. It is also noticeable that those explicitly stated FU let to identifying three classes of FU as summarized in Table 2, namely (i) mass or volume based FU, defined by a certain mass or volume of primary raw material use in poles manufacture, e.g., 1000 cubic feet (28 cubic meters) of wood, (ii) unitary FU, defined by a unitary pole, e.g. one 9 m utility pole used in 0.4 kV distribution line with a lifetime of 50 years, and (iii) gridbased FU, defined by a certain number of poles in a delimited network region for a specific period of time, e.g., one mile of electric distribution line or one kilometer of 0.4 kV distribution line (P10) (not stated by authors but retrieved). Considering both explicitly stated and not stated FU across the reviewed studies, the distribution of these three FU types, shows that by far most LCA utility pole practitioners use a unitary functional unit. This indicates that they considere the numerical representation of the functions provided by the wood pole, which can be used to compare it with alternative material delivering the same function. In the comparative perspective, the unitary FU as stated in the above example is a relevant one since it is related to the function of the pole, and in addition, it includes not only the length of the pole but also temporal (pole lifespan) and quality constraints (pole of 2,400 pounds (1,087 kg) of horizontal load applied two feet from the pole's tip) as recommended by Cooper

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nimpa et al. 2017
	[40] In this way, it is ensured that all obligatory properties as well as the duration of the pole performance are addressed in LCA."
Systemgrenze	"Regarding the system boundary, the 13 reviewed studies featured a variety of geographical area (Switzerland, Sweden, USA, Australia), and excluded the power line or telephone wire and potential different hardware or means of attachments. In addition, considered elementary or unit processes were combined into different life cycle stages. Because of the variety of pole materials, life cycle stages were split across reviewed studies into two, three, four, or five stages. Some studies, namely those where the product of primary focus in the LCA was chemical-treated wood poles, split wood pole life cycle into four stages (pole production, pole treating, pole service life, and pole disposition) and other alternative materials into two stages (pole manufacture, and pole service life and disposition) (P1 - P5). Other studies considered four or five live stages regardless the pole materials assessed. In general, stage names and unit processes in stages vary according to different authors. Whatever be the number of life cycle stages considered, LCA were conducted by the authors in cradle to grave perspective, another way to express the fact that the system boundaries included all the production stages from extraction of raw materials from the earth (cradle) through to final disposition after its service life (grave); excepted (P7) who excluded the end-of-use of poles by doing a cradle-to-gate LCA. Almost all the studies included the transportation activities related to the poles' life cycle (components to pole plant, from manufacturer to utility, from utility yard to installation, removal return to yard) excepted (P8) who considered only transportation within forestry processus and did not take into account transports within other stages and between the different stages by failing to mention them; perhaps because of their low relevance to the result since they assumed that transportation is of equal importance for all studied alternatives. The noticed heterogeneities in system boundaries across papers might lead to different interpretation of the results."
Untersuchte Umweltwirkungen	global warming potential/GWP, acidification potential/AP, eutrophication potential/EP, ecotoxicity/ET, photochemical ozone formation/FOP are the impact categories assessed by at least 75% of the authors. Water use/WU (also designated Net Water Consumption/NWC) and fossil fuel/FF (also designated Fossil Depletion Potential/FDP, Energy Resource Depletion/ERD) were also relevant impact categories addressed in reviewed studies. More than half of the authors took into consideration these two impact categories. Other impacts were occasionally addressed: Solid Waste/SW, Human Toxicity Potential/HTP, and Particulate Matter Exposure/PME
Bewertungsmethoden	TRACI, EDIP, CML, ReCiPe Midpoint H
Primärdaten	Across reviewed studies, foreground data (i. e. specific to the studied poles) such as those related to forestry activities leading to wood pole prior the treatment, steel reinforcement in concrete poles, in-service pole inspections, releases of chemical preservatives to the surrounding ground from in-service poles, transport

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nimpa et al. 2017
	requirements for daily mobility or from one life stage to another etc. were collected either from utilities' process reportsheets or from professional judgments.
Sekundärdaten	Background data (i. e. not specific to the studied poles) such as those related to, water and electricity production, residual fuel oil processed, equivalence factors of chemical components, waste management, etc., where collected from LCA database programs, such as TRACI, GaBi, EDIP, Ecoinvent, GreenDelta, as well as from technical books, reports, conference papers, and articles published in technical journals. In almost all the reviewed studies, in order to complete the life cycle inventories, assumptions have been used to overcome the incompleteness of LCI due to missing data.

Tabelle 53: Valheim 2016: Environmental assessment of electricity transmission using input-output analysis

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Valheim 2016
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Environmental assessment of electricity transmission using input-output analysis
Ziel der Studie	"The objective of this study is to investigate the environmental impacts associated with the infrastructure of electricity transmissions by conducting an input-output analysis (IOA). Two product systems are studied: a specific project called ""the South-West interconnector"" in Germany (case 1) and an aggregation of European projects contributing to RES integration (case 2)."
Funktionelle Einheit	"Therefore, for both cases, the functional unit will be the product system itself. The lifetime of the grid, and all components, is assumed to be 40 years, which is based on the literature review.
Systemgrenze	"Case 1: 380 kV AC overhead line and substations; 163 km of OHLs Case 2: OHLs, land and sea cables and substations"
Untersuchte Komponente	-Case 1: 380 / 400 kV AC overhead lines (163 km) and 2 ASI-substations; -Case 2 (total cables: 26555 km): 380 / 400 kV AC overhead lines (11918km), OHL DC (1500 km), sea cables AC (375 km), sea cables (DC 12431 km), underground cables AC (32km), underground cables DC (299 km) and 40 AIS-substations
Nicht untersuchte Aspekte	End-of-life and power losses is not included in the assessment due to little or no data. Benefits or impacts from recycling is likewise not considered.
Zeitlicher Bezug	2014 and 2030 (Exiobase is from 2007)
Geographischer Bezug	Europe
Technologischer Bezug	Transmission technologies investigated in detail was overhead lines (OHL) and subsea cables, although other components such as

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Valheim 2016
	underground cables (UGC) and air insulated substations (AIS) was also included in the assessment.
Untersuchte Umweltwirkungen	-CML (Climate change, CC), -CC mono-nitrogen oxides (NO _x), total suspended particles (TSP), sulphur oxide (SO _x), carbon monoxide (CO) and non-methane volatile organic compound (NMVOC).
Allokationsverfahren	on a monetary basis
Sekundärdaten	- Exiobase. - Literature (e. g. Monetary data related to OHLs, UGCs and subsea cables are obtained from a costing study done by Parsons Brinckerhoff (Parsons Brinckerhoff, 2012)) -Google Maps Api (a distance calculator tool for cable lengths)
Ergebnisse	"Case 1: the dominating contribution of emissions from OHL infrastructure. The highest emissions stem from the activity OHL foundations, erection of towers and stringing, with 29% to 33% of total emissions. Emissions from this activity originates primarily from the use of steel, cement, transport and operation of heavy equipment. Whereas emissions from cement and steel products represents most contribution to CC. Case 2: an overwhelming majority of emissions is related to the subsea cables (cable materials and installation as the highest contributors; the second one is from operating and maintaining the subsea cable during its 40.year lifetime), from 60% of CO emissions to 94% NO _x NO _x emis"ioSF ₆ SF ₆
SF6	SF6 gas, which is an extremely potent greenhousegas, only affect results for climate change potential. The amount of contribution to CC depends on how much gas insulated switchgear equipment is used in the substations, but the majority stem from the transmission grid. An expected increase inSF ₆ e use of SF6 gas when the deployment of smart grids is to take place.

Tabelle 54: Arvesen et.al 2015: Life cycle assessment of transport of electricity

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Arvesen et.al 2015
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels: A case study for Nord-Trøndelag county in Norway
Ziel der Studie	The aim of this study is to contribute to an improved understanding of the environmental impacts caused by transporting electricity to consumers. This is achieved through an LCA case study of electricity delivered to consumers in Nord-Trøndelag county in Central Norway. We compile and analyse life cycle inventory data sets for regional electricity T&D networks in Nord-Trøndelag, and analyse inventory data from previous work to also cover electricity transfer through the national main transmission grid in Norway. All the grid networks are analysed

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Arvesen et.al 2015
	using the same analytical approach and background data, and under common assumptions about system boundaries, recycling benefits, etc. In this way, we establish a coherent framework for assessing electricity transfer via all the three segments of the Norwegian power grid (local distribution, regional transmission and main national transmission), and provide new insights into the environmental impacts of supplying electricity to consumers. Finally, we also compare the results for electricity T&D with results for electricity generation.
Funktionelle Einheit	1 MWh (total electricity delivered by the local distribution and regional transmission grids)
Systemgrenze	main transmission, regional transmission and local distribution
Zeitlicher Bezug	2009-2011
Geographischer Bezug	Norway
Untersuchte Umweltwirkungen	CC = Climate change; FET = Freshwater ecotoxicity; FE = Freshwater eutrophication; HT = Human toxicity; MRD = Metal resource depletion; PMF = Particulate matter formation; POF = Photochemical oxidant formation; TA = Terrestrial acidification.
Primärdaten	Data from NTE and NVE
Sekundärdaten	ecoinvent
SF6	The 3.3–11 kV and 22 kV circuit breakers and the load breaker are sulphur hexafluoride (SF6) gas-insulated, while the distribution transformer and 230 V circuit breaker do not contain SF6. SF6 is an extremely potent greenhouse gas. For equipment containing SF6, we assume the same operational leakage rate (relative to the amount of SF6 in equipment) as for high-voltage equipment installed in Norway.

Tabelle 55: Wang & Besséde 2015: Life cycle assessment of equipment for electricity transmission

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang & Besséde 2015
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Life cycle assessment of equipment for electricity transmission and distribution networks
Ziel der Studie	"1) the goal is to understand the potential environmental impacts of the studied power transformer, and to identify and localize its environmentally weak points; thus, improvement can be made by designers. 2) in this section one LCA is performed on a 765 kV AC Venezuelan transmission system, with the purpose of analyzing the transmission systems' environmental impacts, locating the major environmental burden sources of transmission systems, and

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang & Besséde 2015
	discussing possible methodologies for reducing its environmental impacts. The LCA of the whole transmission system is split into two steps: LCA on transmission lines and LCA on substations. The reason for doing this is that this transmission system consists of a large number of components, and it is easier to make this split to perform the LCA and analyze the results."
Zielgruppe der Studie	"1) Product designers 2) T & D industries"
Funktionelle Einheit	"1) Performing specified voltage transformation for 60 years. 2) the functional unit of this LCA investigation of this 765 kV AC transmission system is to transmit 8000 MWhydroelectrical power to 760 km, during its service life of 60 years, with an average load factor of 60%"
Systemgrenze	"1) This includes materials production, transportation, use and end-of-life (disposal) of the product. 2) Regarding the life cycle, the materials production phase is defined as the production of all the necessary raw materials contained in the considered components listed above; however, the manufacturing processes are not included. The use phase is defined as energy losses in conductors for transmission lines, energy losses of major equipment, and SF6 emissions for substations, during the service life of 60 years of this transmission system. End-of-life phase contains the relevant waste treatment scenarios, such as recycling of metal materials, mineral oil, SF6, landfill of porcelain, and incineration."
Untersuchte Komponenten	"1) The main materials used in one power transformer; energy losses in the use phase; oil 2) - In the LCA on transmission lines, the considered components include bundle conductors, ground wires, insulators, towers, and foundations. -In the LCA on substations: the considered components include the access roads, gravels in substations, gantries, and the major equipment such as power transformers, circuit breakers, current transformers, disconnectors, voltage transformers, shunt reactors, surge arrester, coupling capacitors, post-insulators, insulators, line traps, and their supporting frames and foundations."
Nicht untersuchte Aspekte	No processes relating to manufacturing of transformer are included, that is, environmental impacts during the manufacturing phase are not included in this study.
Geographischer Bezug	Venezuela
Technologischer Bezug	1) 500 MVA power transformer (765/400/20 kV).
Untersuchte Umweltwirkungen	GWP; ODP; AP; EP
Bewertungsmethoden	EDIP/UMIP 97 (Environmental Design of Industrial Products, in Danish UMIP) version 2.03

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang & Besséde 2015
End-of-life	As to transformer oil, Ratios of incineration and recycling are given by SRRHU (oil recy-cler); a regeneration rate of 97%"
Ergebnisse	"1) Transformator: - the materials production and energy losses have the most dominating environmental impacts; -the end-of-life phase gives a negative value on most of the examined impact indicators. -The environmental impacts of the use phase are not a constant value, as it is affected by the generation methods of the electricity. 2) - The LCIA results of the total transmission system indicate that the use phase accounts for the most environmental impacts on most of the indicators, e.g., regarding global warming potential the use phase accounts for 56%, regarding ozone depletion potential it accounts for 76%, regarding acidification it determines 42% -the energy losses in transmission lines have the most dominating environmental impacts in the use phase, which is roughly 10 times that of energy losses in substations, and 3.5 times of that of circuit breakers' SF6 emissions' global warming impact. -Among the life cycle stages of transmission lines, the energy losses of conductors are the largest part of environmental impacts of the transmission lines."
SF6	" As to the environmental impacts of substations, the use phase is also the key impact, which includes SF6 emissions of circuit breakers and energy losses of different equipment."
Empfehlungen	"-focus should be put on the methods of reducing energy losses of conductors of transmission lines and power transformers and decreasing the SF6 emissions of circuit breakers. Besides, ways of minimizing materials used in equipment are also beneficial to the reduction of environment load. -In this case, as the studied 765 kV AC substations in Venezuela are equipped with air-insulated switchgears (AIS), further study can be made on LCA of gas-insulated substation (GIS). This can provide quantitative analysis for determining which kind of substation has less environmental impacts, GIS or AIS. -Further study can be focused on the investigation of environmental development of integration of state-of-art equipment into a transmission system, such as FACTS (Flexible AC Transmission System) components, etc. Further study of ultrahigh voltage (UHV) AC transmission system's environmental impacts, to check whether the UHV transmission system improves the environmental profile, compared with the EHV transmission system, is also needed."

Tabelle 56: Kim & Holme 2015: Network Theory Integrated Life Cycle Assessment for an Electric Power System

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kim & Holme 2015
Kategorie	transmission network

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kim & Holme 2015
Titel der Studie	Network Theory Integrated Life Cycle Assessment for an Electric Power System
Ziel der Studie	The goal of this study is to estimate the life cycle GHG emissions of transmission loss and allocate this cost to the users of the electricity. Restricted by data availability, we set the geo-graphical and temporal scopes to Chile in the year 2012.
Funktionelle Einheit	1 kWh of electricity consumption of Chilean national grid mix
Systemgrenze	including electricity generation, transmission and distribution
Zeitlicher Bezug	2012
Geographischer Bezug	Chile
Primärdaten	annual CDEC-SIC report and energy statistics report
Sekundärdaten	ecoinvent

Tabelle 57: Kieffell et. al 2014: Life Cycle Assessment and End-Of-Life Management of GIS and AIS

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kieffell et. al 2014
Kategorie	Switchgears and circuit breakers
Titel der Studie	Life cycle assessment and end-of-life management of GIS and AIS
Ziel der Studie	"Comparision of a new SF6-free Circuit Breaker (LTCB) with the former solution. In order to assess and to check environmental advantages of the new design, environmental impacts comparison of both solutions: 1) the latest 252kV GIS compared to the previous generation. 2) SF6 circuit breaker vs. SF6 -Free circuit breaker"
Zielgruppe der Studie	Product designers
Funktionelle Einheit	The functional unit of the study is: "To protect and to insulate a 72.5kV electric network during 40 years in Europe".
Systemgrenze	Each phase of the product's lifecycle was modelled: from manufacturing (including material extraction) to transportation, use and end-of-life.
Untersuchte Umweltwirkungen	The 18 environmental indicators of the ReCiPe 2008 method: Climate Change, Ozone depletion, Human toxicity, Photochemical oxidant formation, Particulate matter formation in the air <10µm, Ionizing radiation, Terrestrial acidification, Freshwater eutrophication, Marine Eutrophication, Terrestrial eco-toxicity, Freshwater eco-toxicity, Marine eco-toxicity, Agricultural land occupation, Urban land occupation, Natural land transformation, Water depletion, Metal depletion, Fossil fuel depletion
Bewertungsmethoden	ReCiPe 2008 mid-point (H) V7.3.2
Sekundärdaten	ecoinvent database v2.2

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Kieffel et. al 2014
SF6	SF6 free technologies

Tabelle 58: Hauan 2014: Life Cycle Assessment of Electricity. Transmission and Distribution

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Hauan 2014
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	"Life Cycle Assessment of Electricity Transmission and Distribution"
Ziel der Studie	a life cycle assessment (LCA) of the Norwegian power grid, with case-specific data from the Nord-Trøndelag grid, owned and operated by NTE Nett.
Funktionelle Einheit	delivery of 1 MWh of electrical energy,
Systemgrenze	The Norwegian power grid operates with three different voltage levels, namely the distribution grid, the regional grid and the main grid. Each of these grid levels are modelled individually and compared to each other, and three different scenarios for electricity production are run for each model
Zeitlicher Bezug	2011
Geographischer Bezug	Norway
Untersuchte Umweltwirkungen	The 18 environmental indicators of the ReCiPe 2008 method: Climate Change, Ozone depletion, Human toxicity, Photochemical oxidant formation, Particulate matter formation in the air <10µm, Ionizing radiation, Terrestrial acidification, Freshwater eutrophication, Marine Eutrophication, Terrestrial eco-toxicity, Freshwater eco-toxicity, Marine eco-toxicity, Agricultural land occupation, Urban land occupation, Natural land transformation, Water depletion, Metal depletion, Fossil fuel depletion
Bewertungsmethoden	ReCiPe Midpoint Hierarchist method (version 1.08).
Primärdaten	NTE Nett's grid database, NetBas.
SF6	In the model of the grid in Nord-Trøndelag, SF6 is found on all voltage levels, although to a varying extent. It is more purposeful and thus more common to use SF6 for the components at the higher voltages, as found in the sentralnett. This is because of the high dielectric properties of SF6 when compared to air, thus component sizes can be drastically reduced. The benefits of compromising the size of the stations are more crucial for larger components found at higher voltage levels. SF6 is modelled both in switchgear and transformers, and where data was available the leakages per year are also taken into account.

Tabelle 59: Nagarsheth & Singh 2014: Study of gas insulated substation

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nagarsheth & Singh 2014
Kategorie	Substation
Titel der Studie	Study of gas insulated substation and its comparison with air insulated substation
Ziel der Studie	Comparison of gas insulated substation (GIS) with air insulated substation (AIS)
Untersuchte Umweltwirkungen	GWP, CED, PA, EP
SF6	In GIS, SF6 acts as an insulation between live parts & the earthed metal closure. The dielectric strength of SF6 gas at atmospheric pressure is approximately three times that of air. Sulphur hexafluoride (SF6 gas) is used as insulation and arcextinguishing medium in high and medium-voltage switchgear, SF6 has enabled a continuous development of advanced solutions in the transmission and distribution of electrical energy like no other technology since 1960. Though the SF6 emissions in the GIS is an extra contributing factor to the global warming potential the overall effect is still lesser as compared to the AIS as shown in the results.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Tabelle 60: Turconi 2014: Life Cycle Assessment of Electricity Systems

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Turconi 2014
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Life Cycle Assessment of Electricity Systems
Funktionelle Einheit	1 kWh
Systemgrenze	Generation, transmission and distribution of electricity in Denmark
Geographischer Bezug	Denmark
Untersuchte Umweltwirkungen	climate change, terrestrial acidification, terrestrial ecotoxicity, photochemical oxidant formation, human toxicity and fossil depletion
Allokationsverfahren	attributional LCA
SF6	SF6 emissions from circuit breakers are accounted for (40 kg/y, 0.1% of the amount used in the entire network in Denmark).

Tabelle 61: Hrólfsdóttir et. al 2014: LCA of the high voltage OHL transmission system in Iceland

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Hrólfsdóttir et. al 2014
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Life cycle assessment of the high voltage OHL transmission system in Iceland

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Hrólfssdóttir et. al 2014
Ziel der Studie	The objective of this study is to evaluate and characterize the environmental impact of transmission of 1 kWh in the Icelandic high voltage OHL transmission system (66 kV, 132 kV, 220 kV and 400 kV) by using LCA methodology.
Zielgruppe der Studie	the Icelandic transmission system
Funktionelle Einheit	1 kWh electricity transmitted in the 66, 132, 220 and 400 kV OHL transmission system and lifetime of the system is defined as 60 years. Annually 17 TWh are transmitted and annual transmission losses are 334 GWh (2%).
Systemgrenze	"-The study includes analysis for infrastructure designed for the following voltage levels: 66, 132, 220 and 400 kV. However, no electricity is transmitted on 400 kV voltage level as the lines built as 400 kV lines are operated at 220 kV. -Annually 17 TWh are transmitted and annual transmission losses are 334 GWh (2%). -The system boundary includes resource consumption, emissions and waste generation from material processing, manufacturing, transportation, construction, operation, reinvestments and dismantling of the transmission system. Infrastructure installed in the transmission grid by 2012 is included in the study. The infrastructure includes excavation work, roads, foundations, OHL, transformers and substation equipment as well as substation houses."
Untersuchte Komponente	OHL and substations owned and operated by Landsnet.
Nicht untersuchte Aspekte	Information concerning volume and combination of waste during construction and operation of the grid are not available and are not included in this LCA study. Likewise information about voltage transformers in substations was not included. Excluded are the few sea- and underground cables in the system and one short 33 kV OHL."
Zeitlicher Bezug	2004-2012
Geographischer Bezug	Iceland
Technologischer Bezug	At the end of 2012 there were 72 points of delivery and 3,202 km of high-voltage transmission lines (OHL and cables). The highest operating voltage of the Icelandic electricity system is 220 kV. A large part of the system operates at 132 kV, some at 66 kV with one 26 km long 33 kV line. The newest transmission lines heading towards the most densely populated area of Iceland were built as 400 kV lines, but operate at 220 kV. The transmission system receives electricity directly from power stations and transmits it to distributors and power-intensive industries.
Untersuchte Umweltwirkungen	"12 impacts: Climate change, ozone depletion, acidification, terrestrial eutrophication, marine eutrophication, photochemical ozone formation, particulate matter, Human toxicity non-canc. Effects, Human toxicity canc. effects, Freshwater eutrophication, ecotoxicity and resource depletion."

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Hrólfssdóttir et. al 2014
Bewertungsmethoden	the LCIA methods recommended by the ILCD
Primärdaten	"-Good factual data concerning input and output from the manufacture of steel towers (average data of 2004-2011) were received from the latest supplier of towers for Landsnet. Information about manufacturing and material composition of conductors, wires and insulators was likewise received from suppliers. -Information about concrete and steel used in substation buildings and foundations were partly based on recent factual data from construction of such houses and partly calculated from average data on building materials per m² housing. -Fuel consumption due to inspection and maintenance of OHL and substations as well as replacement of oil for transformers and switchgear was calculated based on information from Landsnet's bookkeeping."
Sekundärdaten	"-database from PE International and an Icelandic database owned by EFLA Consulting Engineers. -Information about production, decommissioning and disposal of substation equipment was gained from EPDs from a manufacturer -With regards to the dismantling of the transmission system, the end-of-life scenario for electrical equipment in substations is in accordance with the EPDs from the manufacturer."
Signifikante Parameter	-The average transmission losses in the grid in the period 2008 - 2012 were 334 GWh for the whole transmission system, or approximately 2.0% as a ratio of consumption. Transmission losses were found to account for 57% of the total carbon footprint. Thus, the carbon intensity of transmission systems relies heavily on the transmission losses and the source of the energy being transmitted.
Datenqualität	the study used high quality data for the inventory analysis.
Ergebnisse	"-For the steel towers the main cause of environmental impact is the production of steel for the towers as well as the production of zinc for the galvanization process. As mentioned above the production of creosote is the main contributor from the manufacturing of wooden poles. The majority of impacts from the manufacturing of substation equipment can be traced to the manufacturing of transformers, disconnectors, circuit breakers and GIS switch gear, as well as the production of concrete for substation houses and foundations. During operation and maintenance the transmission losses are the main cause of environmental impact as well as the use of fossil fuels for inspection and maintenance, and the renewal of conductors during the 60 year lifetime. Transmissions losses contribute significantly to both climate change and resource depletion. The reason for high impact of transmission losses on resource depletion is that the impact assessment is reserve based. Therefore the contribution of the generation plant infrastructure (transformers and steel components) is relatively high. -When the results are analysed for transmission of 1 kWh at different voltage levels (66 kV, 132 kV, 220 kV and 400 kV) the

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Hrólfssdóttir et. al 2014
	results show that the extent of environmental impact per transmitted kWh is proportional to the amount of kWh transmitted per km of OHL. -wooden poles are found to have lower environmental impact for most impact categories than steel towers do, in terms of impact per kg of pole or tower. Exceptions to this are the impact categories human toxicity (cancer effects), freshwater eutrophication and ecotoxicity, where the wooden poles are found to have greater environmental impact per kg pole than each kg of steel tower."
SF6	SF6 losses: In accordance with manufacturer EPDs of Gas Insulated Substations (GIS), the study assumes that the leakage rate of gas from 200 kV GIS switch gear and AIS switch gear is 0.1% per year.
Einschränkungen	"-Information concerning volume and combination of waste during construction and operation of the grid are not available and are not included in this LCA study. Likewise information about voltage transformers in substations was not included."
Empfehlungen	"-It is important to mention that responsible dismantling, involving the recycling of metals, plays an important part in lowering the overall carbon footprint. The dismantling scenario in this study gives a significant 7% reduction of the climate change impacts Opportunities to reduce the carbon footprint of the transmission system are mainly related to reducing transmission losses, but responsible sourcing of materials during manufacturing processes, especially for conductors and substation equipment production, is also of great importance. -A suggestion for future work include sensitivity analysis to test reliability of the conclusion, a more detailed analysis of creosote poles compared to steel and concrete towers as well as to incorporate underground- and sea cables in the results."

Tabelle 62: Arvesen et al. 2014: Life cycle assessment of an offshore grid

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Arvesen et al. 2014
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	"Life cycle assessment of an offshore grid interconnecting wind farms and cus-tomers across the North Sea"
Ziel der Studie	Comparision of two prower grid scenarios: Grand Design v05 (GDv05) and In the Deep 20% (ITD20)
Funktionelle Einheit	"The functional unit is 1 kWh of electricity transmitted. Total, GDv05 grid (per kilowatt hour) Array cables (per 600 MW wind farm) Export cable (per kilometer) Offshore substations (per unit) Onshore substations (per unit) O&M (per GDv05 grid)"

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Arvesen et al. 2014
Systemgrenze	North Sea power grid
Geographischer Bezug	Europe
Bewertungsmethoden	ReciPe
Sekundärdaten	ecoinvent and EXIOBASE environmentally extended IO database

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Tabelle 63: Jorge & Hertwich 2014: Grid infrastructure for renewable power in Europe

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge & Hertwich 2014
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Grid infrastructure for renewable power in Europe: The environmental cost
Ziel der Studie	The goal of this study is to characterize the life cycle environmental consequences of upgrading the current European power grid as required for the integration of intermittent renewable power.
Funktionelle Einheit	Total new transmission equipment aiming at facilitating RES integration in Europe
Systemgrenze	The system modeled here includes the components that are most relevant in a trans-mission grid: power lines, cables, substations, switchgear and transformers. Including manufacturing, use-phase, and EoL
Nicht untersuchte Aspekte	Some specific electrical equipment for which there is no LCA data available such as converter stations, series compensators or reactive power devices, are not included.
Geographischer Bezug	Europe

Tabelle 64: Jorge & Hertwich 2013: Environmental evaluation of power transmission in Norway

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge & Hertwich 2013
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Environmental evaluation of power transmission in Norway
Ziel der Studie	The goal for this article is to estimate and characterize the environmental burdens of transmitting power in the Sentralnett system and to understand how the different processes in the life cycle of the network contribute to the overall impacts.
Zielgruppe der Studie	the Norwegian transmission grid; This study can therefore bring a contribution to the field of LCA for T&D.
Funktionelle Einheit	1 kWh of electricity delivered from the Sentralnett to the main distribution grid.

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge & Hertwich 2013
Systemgrenze	"-Power in the Norwegian grid is transported from generators via the transmission grid (132–420 kV), also called Sentralnett. The Sentralnett infrastructure includes overhead lines, underwater cables, underground cables, transformers and substations. - Interconnector cables, which make the connection between the Norwegian power grid and the power grids in the Netherlands and Denmark, are also included. -Direct emissions resulting from SF6 leakages in Gas Insulated Substations (GISs) are included. -Power losses -The end-of-life scenarios include processes such as disposal, landfill and recycling, and these have been included."
Untersuchte Komponente	Sentralnett: a total of 10,971 km overhead lines, 52 km of underground cables, 1037 km of sea cables, 345 transformers and 121 transformer stations.
Nicht untersuchte Aspekte	due to lack of LCI data for HVDC converter stations, these are not included.
Zeitlicher Bezug	2009
Geographischer Bezug	Norway
Untersuchte Umweltwirkungen	12 impacts: agricultural land occupation, climate change, fossil depletion, freshwater eutrophication, human toxicity, marine eutrophication, metal depletion, ozone depletion, particulate matter formation, photochemical oxidant formation, terrestrial acidification and water depletion.
Bewertungsmethoden	ReCiPe 2008 (egalitarian, individualistic and hierarchical)
Allokationsverfahren	"Interconnector cables, which make the connection between the Norwegian power grid and the power grids in the Netherlands and Denmark, are also included. The emissions resulting from half interconnector length are allocated to Norway."
Primärdaten	"-Detailed data on the infrastructure installed at the Sentralnett was provided by the electricity regulator in Norway – NVE [20] and the Norwegian transmission system operator (TSO) – Statnett [21]. Physical and electrical parameters for the installed power lines and cables were obtained from Sintef Energy AS [22]. -overhead lines: the data for the cross section (mm² Cu eq.) available from NVE"
Sekundärdaten	"-data on the total km of power lines and number of transformers and substations from the Norwegian Water Resources and Energy Directorate; -Life cycle inventories (LCIs) for overhead lines, underground cables and sea cables are based on data compiled by Jorge et al. and obtained from Energinet.dk. The data refers to the year 1999. -For overhead lines, the inventories draw on resource use reports for aluminum conductor steel reinforced (ACSR) lines, which are also the same type of lines used in the Sentralnett. -For overhead lines at 220 and 300 kV, the processes for foundations, masts, insulators and transportation activities were

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge & Hertwich 2013
	adjusted from the LCI for 150 kV lines, but for the conductors, a more accurate estimate of their weight was possible to obtain by using the data for the cross section (mm² Cu eq.) available from NVE for each km of line installed. -LCI data for transformers are based on technical reports for transformers and on environmental product declarations (EPDs) for different transformer sizes compiled by Jorge et al. and obtained from ABB. -LCI data for air insulated substations (AISs) and gas insulated substations (GISs) were obtained from Harrison et al. 2010 -land cables: The infrastructure related processes for the 132(145) kV cables are modeled based on a resource use report for a 132/150 kV oil-filled land cable. For the 300 kV cables, the inventory was adjusted from the data for the 132/150 kV oil-filled cable. For the 420 kV cables inventory, the inventory for a 400 kV cable from Energinet.dk was used. -Sea cables: LCI data for sea cables at 132(145) kV installed in Norway are based on a resource use report for an oil sea cable at 132/150 kV. For 300 and 400 kV, data has been adjusted from the inventory for the 132/150 kV cable. -Ecoinvent v 2.2 (2010)"
Signifikante Parameter	total losses in the T&D system in Norway are of 7% of the total power production, corresponding to 9296 GW h of losses in 2009. the power mix used to model losses in the network
Ergebnisse	"-Half of these emissions are associated with power losses, and the other half with infrastructure processes such as materials production, installation, maintenance, and end-of-life. The results also show that after the losses, the infrastructure processes for overhead lines and transformers, and the emissions of SF6 from Gas Insulated equipment are the most relevant contributors for total climate impacts. -The production of raw materials is the process contributing the most to GWP 100, but around half of this contribution is offset by gains from recycling at the end-of-life. The end-of-life scenarios for lines and cables also include processes with positive contribution to GWP, such as landfill, incineration e. g. for transformer oil, and transportation activities associated with dismantling of the components. However, the total balance for the end-of-life is negative since the benefits of recycling outweigh the impacts generated by the other processes."
SF6	"According to Statnett its assets retained a total of 106,703 kg of SF6 in 2009 and total emissions of the gas in the same year were of 405 kg. Since Statnett owns 90% of the Sentralnett, it is estimated that the total emissions of SF6 for the network in 2009 were of 450 kg. -sulfur hexafluoride, which also contributes to climate change, but as will later be shown, these emissions only represent around 7% of the total scores for transmission in this impact category. losses of SF6 are the key component for climate change scores related to maintenance and operations (6% GHG of total results without credit in the end-of-life)."

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge & Hertwich 2013
Einschränkungen	"First, the method used is process-based life cycle assessment, which requires the delineation of a finite system boundary, and therefore suffers from truncations errors. -Also, the inventories for lines and cables were obtained from the Danish company Energinet.dk. Although the inventories for lines in Norway are expected to be quite similar for raw materials used in construction and maintenance and for end-of-life options for each material type, the line/cable installation in Norway or in Denmark (or within different regions in Norway) might require different inputs. -Also, for modeling sea cables, according to the data sources used it is assumed that the metals are recycled at the end-of-life, but as per today it is not uncommon that cables are left at the seabed when no longer in use. Making different assumptions for recycling would affect the results."
Empfehlungen	"A suggestion for future work is to look at what the impacts would be if more kilometers are added to the Norwegian grid in order to concretize the grid expansion plans of connecting Norway with other countries. There is a trade-off between the gains in loss reductions in the network and the increase of impacts from the extra infrastructure required, which would be interesting to investigate."

Tabelle 65: Jorge et. al 2012a: Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012a
Kategorie	Cables
Titel der Studie	Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1: power lines and cables
Ziel der Studie	The goal of this article is to inventory and characterize the life cycle environmental impacts from different electrical components (power lines and cables) in power grid systems.
Zielgruppe der Studie	life cycle assessment practitioners
Funktionelle Einheit	The functional unit is 1 km of power line/cable operating during the lifetime of 40 years.
Systemgrenze	"-The modeled life cycle stages are: infrastructure, installation, maintenance, power losses and end-of-life. -In addition to losses, processes included are for lines—production of materials for foundations, masts, conductors, and insulators and for cables— production of cable and cable trace. Installation (excavation, etc.) use/maintenance (replacement of parts, inspections) and end-of-life are also included for both overhead and cable systems."
Untersuchte Komponenten	"overhead lines: The masts are up to 42 m and the isolators are single discs of glass, comprising 12 isolators.

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012a
	-150 kV aerial line: foundations, Masts, Insulators, Phase conductors, Earth conductors, transportation activities for installation and maintenance -400 kV aerial line: foundations, Masts, Insulators 400kV, insulators 150 kV, conductors 400 kV, conductors 150 kV, Earth conductors, transportation activities for installation and maintenance -HVDC aerial line: foundations, Masts, Insulators, conductors, Earth conductors, transportation activities for installation and maintenance Underground cables: -150 kV oil land cable: cable, cable trance, transportation activities for installation and maintenance, a leakage of mineral oil (at a rate of 0.5% in 40 years, corresponding to 20 liters per km.) -HVDC land cable: cable, cable trance, transportation activities for installation and maintenance offshore cables -150 kV oil sea cable: cable, transportation activities for installation and maintenance, a leakage of mineral oil (at a rate of 1% in 40 years, corresponding to 40 liters per km.) -HVDC sea cable: cable "
Nicht untersuchte Aspekte	-No data referring to line/cable manufacturing (assembly of components) were available, and hence this process was not included. However, results for transformers where manufacturing is modeled explicitly indicate that these impacts are a very small fraction of the total.
Zeitlicher Bezug	1998
Technologischer Bezug	150 kV, 400 kV, HVDC
Untersuchte Umweltwirkungen	"12 impacts: climate change, fossil depletion, freshwater ecotoxicity, freshwater eutrophication, human toxicity, marine eutrophication, metal depletion, ozone depletion, particulate matter formation, photochemical oxidant formation, terrestrial acidification, and terrestrial ecotoxicity."
Bewertungsmethoden	ReCiPeMidpoint Hierarchist perspective v1.0
Sekundärdaten	"-LCI data on resource use and emissions for production of materials, installation, maintenance, and end-of-life were provided by the Danish utility company Energinet.dk -Ecoinvent v2.2" Signifikante Parameter power losses (calculated according to the electrical properties of the lines/cables); recycling Eigene Bewertung über Datenqualität "-The data collected refer to power lines and cables installed in Denmark. -the majority of processes picked from the database reflect a European context"
Ergebnisse	"-Under the assumption of average European mix, the results show a clear dominance of losses for all categories, with the exception of metal depletion, for which production of materials is the most relevant process.

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012a
	-overhead lines: the results show that for all impact categories, the materials for masts and conductors are dominant processes. Conductors and masts require large amounts of metals, in particular steel and aluminum, which explains the high scores for these structures. The impact of masts—steel—is particularly high, as compared to other processes, for the category of metal depletion. The foundations come third in order of impact. Installation activities, resulting from transportation of materials and personnel to the construction site and excavation, etc., are found to have a very small share of total impacts. Use and maintenance operations contribute mostly to climate change and ozone depletion. These impacts are caused by replacement of parts and transportation activities for inspection, etc. The end-of-life has a negative contribution in all impact categories, which means that the benefits of recycling of metal parts in the masts and conductors. -land cables:For all cable types, cable material production is a dominant process. the cable trace and in particular production of asphalt are relevant processes for climate change, fossil depletion, ozone layer depletion, and terrestrial ecotoxicity. One process which was found to have a high impact for the end-of-life of land cables was the treatment of oil-impregnated paper, which according to Eltra (1999d) should be incinerated. This process has a high impact, especially for climate change. Processes related to use and maintenance of land cables, including direct emissions of mineral oil to the soil due to leakages and transportation activities, were found not to contribute significantly to the share of total impacts. -Sea cables: the subsea equipment requires also large amounts of steel for armoring. The share of use and maintenance for total impacts, including leakages of oil to water and transportation activities, is higher for sea cables."
Einschränkungen	"-recycling of asphalt is not available in Ecoinvent 2.2 and this was instead modeled as disposal of asphalt to landfill. -The end-of-life scenarios for the sea cables assume that they are recovered at the end-of-life, their components dismantled, and the waste treated according to the information on the reports (Eltra 1999a, b, c, d, e, f). Nevertheless, sea cables are not always dismantled nor their components recycled. but they are often simply left at the seabed once not in use. -power grid systems and in particular power lines and cables cause a variety of other environmental impacts which are not evaluated in this assessment, such as electromagnetic impacts, land use, visual impacts, noise and impacts to flora and fauna."
Empfehlungen	"-Detailed information about practices in disposal and end-of-life treatment of lines and cables should therefore be obtained for each case and each situation modeled accordingly. -T&D is still an important process and should be taken into account for the total impacts from the electricity sector."

Tabelle 66: Jorge et. al 2012b: Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012b
Kategorie	transformers and substation equipment
Titel der Studie	"Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2: transformers and substation equipment"
Ziel der Studie	aims at calculating total environmental scores for transformers and substation equipment and also to identify relevant processes for each impact category studied.
Zielgruppe der Studie	life cycle assessment practitioners
Funktionelle Einheit	"-The functional unit for transformers is one device operating during the lifetime. lifetime: 30a; 35a - For switchgear, the functional unit is 1 unit of a gas-insulated substation (GIS). A typical 300-kV GIS consists of 5 to 7 units, and a typical GIS rated at 420 kV consists of 8 to 12 functional units, according to (ABB 2003h; 2011b). lifetime: 40a"
Systemgrenze	raw materials production, raw materials transportation, manufacturing, final product transportation, installation, use (power losses and maintenance), and end-of-life.
Untersuchte Komponenten	"transformers (9) and equipment used in substations, e.g., switchgear (9): -Distribution transformer 315 kVA, Gas-insulated switchgear 300 kV -Large distribution transformer 9.6 MVA, Gas-insulated switchgear 420 kV -Large distribution transformer 16 MVA, Plug and switch system -Large distribution transformer 20 MVA, Double breaker disconnector -Power transformer 40 MVA, Center breaker disconnector -Power transformer 50 MVA, Power generator circuit breaker -Power transformer 63 MVA, Live tank circuit breaker -Power transformer 250 MVA, Uniswitch (Medium voltage components) -Power transformer 500 MVA, Surge arrester"
Nicht untersuchte Aspekte	Transformer oil is also filtered once per lifetime, but that operation is not modeled here because of lack of data for that process
Technologischer Bezug	"Transformers: 315 kVA - 500 MVA (lifetime: 30a and 35a depending on transformer rating in MVA) High voltage components: - GIS-Switchgears: 300 kV; 420 kV (lifetime: 40a) - Plug and Switch-System: (lifetime: 40a) -Disconnectors and circuit breakers: Double Break Disconnector type SDB range 123-420 kV (lifetime: 20a); Center Breaker Disconnector type SGF range 123-245 kV (lifetime: 20a); Power Generator Circuit-Breaker Type HECS (lifetime: 40a); Live Tank Circuit Breaker Type LTB 145D (lifetime: 40a) -Surge arrester"

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012b
Untersuchte Umweltwirkungen	"12 impacts: climate change, fossil depletion, freshwater ecotoxicity, freshwater eutrophication, human toxicity, marine eutrophication, metal depletion, ozone depletion, particulate matter formation, photochemical oxidant formation, terrestrial acidification, and terrestrial ecotoxicity."
Bewertungsmethoden	ReCiPeMidpoint Hierarchist perspective v1.0
Allokationsverfahren	-Transformers: The electricity and heating energy input (natural gas) during manufacturing phase was allocated from total electricity and natural gas used in the manufacturing unit at Monselice. The manufacturer uses the assumption that heat and natural gas use in manufacturing increases linearly with the transformer capacity, and the same assumption is used here. The values for emissions in air and water and solid waste generated were also allocated from the totals for the Monselice factory.
Sekundärdaten	"-Data for the inventories for transformers, switchgear, switch systems, disconnectors, circuit breakers and surge arresters are taken from the ABB's environmental product declarations and detailed data was obtained from a technical report prepared for the transformers at 9.6, 16 and 20 MVA (ABB 2003e). The power mix assumption for production of components is the Italian power mix, except for components produced in Sweden e.g. transformers of 63, 250 and 500 MVA. -Ecoinvent v2.2"
Signifikante Parameter	"Load losses contribute to at least 66% of the total value of GWP 100, while no-load losses are responsible for at least 16% of the total climate change for all transformers. Total (load + no-load) power losses in transformers are also by far the largest contributor for other impact categories"
Datenqualität	"The life cycle inventory (LCI) data for transformers and other substation equipment are based on data from the manufacturer, ABB, which is a global supplier of this type of equipment. To model material production (steel, copper, etc.), we have chosen processes from the Ecoinvent database v 2.2 representing European production. Power losses in the equipment are modeled as the average European power production mix."
Ergebnisse	"-Assuming a European power mix, results for transformers indicate that power losses are by far the most dominant process for almost all impact categories evaluated here, contributing at least 96% to climate change impacts. An exception is the category of metal depletion, for which production of raw materials is the most relevant. Transformers: - within infrastructure-related impacts, the production of raw materials is the most important contributor for all categories. After that, transportation is relevant for climate change, fossil depletion, ozone depletion, and terrestrial ecotoxicity. Manufacturing has a smaller contribution than raw materials production and transportation for all impact categories. Negative scores for end-of-

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Jorge et. al 2012b
	life occur when the recycling benefits outweigh the impacts caused by landfill and other disposal processes. -One process that was found to generate high end-of-life impacts for transformers, particularly for climate change, was disposal of used transformer oil. -The impacts of maintenance are negligible compared to the other phases and due to the very small share this process is only visible in the plot for the 500-MVA transformer, in the category of terrestrial ecotoxicity. This is because the only maintenance operation required for transformers is a single application of paint once per lifetime, which is modeled here as paint production only. Transformer oil is also filtered once per lifetime, but that operation is not modeled here because of lack of data for that process. Substation equipment: The plots show that materials production is the largest contributor to all the impact categories, with exception of climate change, where SF6 losses can be the dominate process. -For the Switchgear at 300 and 420 kV, the use phase has a significant share of impacts in fossil depletion and ozone depletion, and also some impact in climate change. Switchgear requires heat in the use phase, which contributes to these impacts."
SF6	"it is estimated that around 0.1% of the SF6-gas is lost per year. -For substation equipment using SF6 gas as insulation material, leakages of this gas represent up to 78% of the total GWP 100 score."
Einschränkungen	transformer oil is modeled as lubricating oil in ecoinvent /in ecoinvent), since that was the closest match available. For substation equipment using SF6 as insulation material, the production of extra SF6 to compensate for leakages is included, as well as direct emissions of the gas to air. However, recycling of SF6 at the end-of-life was not included, since the process is not part of the Ecoinvent v2.2 database.
Empfehlungen	-For transformers, the results show that power losses dominate the impacts for most components in most impact categories. This suggests that improvements in component efficiency would be important in lowering the impacts of this equipment. Nevertheless, making the equipment more efficient would perhaps also require higher material and energy inputs for their construction. The environmental trade-off between higher efficiency and material/energy use is an interesting aspect to address in further energy systems studies and in grid planning.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Tabelle 67: Nes 2012: Life cycle assessment of an offshore electricity grid interconnecting Northern Europe

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nes 2012
Kategorie	transmission network

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Nes 2012
Titel der Studie	"Life cycle assessment of an offshore electricity grid interconnecting Northern Europe"
Geographischer Bezug	Europe
Untersuchte Umweltwirkungen	ReCiPe: 18 impact categories,
Bewertungsmethoden	ReCiPe
Sekundärdaten	ecoinvent

Tabelle 68: Wang 2011: Eco-design of power transmissions systems

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang 2011
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Eco-design of power transmissions systems Chapter 3: Environmental Impact of a Venezuelan 765 kV AC Transmission System
Ziel der Studie	"Chapter 3: to investigate environmental impacts of the whole Extra High Voltage AC transmission system. A real case of 765 kV AC transmission system is selected to investigate environmental impacts of the whole system. The LCA of the whole transmission system is split up into 2 steps: LCA on transmission lines and LCA on substations."
Zielgruppe der Studie	T & D industries
Funktionelle Einheit	the functional unit of this LCA investigation of this 765 kV AC transmission system is to transmit 8000 MW hydro-electrical power to 760 km, during its service life of 60 years.with an average load factor of 60%
Systemgrenze	"life cycle including recycling in the end-of-life phase 765 kV AC Transmission system: -transmission lines are composed of conductors, ground wires, towers and insulators. -7 Substations and equipments"
Untersuchte Komponenten	"Transmission Lines -conductors: are ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced) type, which is made of a combination of aluminium and aluminium alloy wires.The out layers of 18 aluminium strands are reinforced with a core of 19 strands of aluminium alloy. 4-conductor bundles are used per phase. -Ground Wires: Alumoweld 7#7 type wire, which is an aluminum-clad steel wire, in the finished size, Alumoweld has an aluminum coating equaling to 25 percent of the cross-sectional area of the composite wire, and a coating thickness guaranteed to be a minimum of ten percent of the wire radius. Alumoweld 7 #7 is conductor with 7 aluminum-clad steel wires stranded together -towers: 5 kinds of self-supporting towers are constructed in these 765 kV transmission lines. S/480 suspension tower is used in

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang 2011
	straight line, while S5/480 suspension tower, A/60 angle tension tower and A/30 angle tension tower are used at line angles at 5°, 60°, and 30°, respectively. 5067 towers are constructed in the transmission lines. -Insulators: Both ceramic and glass insulators are used in this project, but for the simplicity of calculation, the assumption is applied that all insulators are ceramic. the ceramic insulators' lifespan is assumed as 30 years Equipments in Substations: -The main power transformer in the substations is 500 MVA autotransformer (765/400/20 kV) manufactured in Alstom Grid. -FX42 (without closing resistor), FX42D (with closing resistor = 360 ohms), FX42D (with closing resistor = 5040 ohms), these 3 types of 800 kV AC circuit breakers are utilized in substations, which were all manufactured in Alstom Grid. Service life:40 a. SF6 and energy losses are considered -In the substations, 3 kinds of surge arresters are used, namely PS2B 612 Z for (765kV), PSB 396 Z (for 400 kV), PSB 228 Z (for 230 kV), they are gapless and porcelain housed surge arresters. Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -current transformer OSKF 765, OSKF 420 and OSKF 245 made in Alstom Grid are used. Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -capacitor voltage transformer OTCF 765 made in Alstom. Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -inductive voltage transformer OTEF 765, OTEF 420 and OTEF 245 made in Alstom Grid. Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -Shunt Reactor: Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -Disconnecter: Service life:30 a.besides materials, energy losses are considered -Post Insulator: no energy losses. -Line Trap and Coupling Capacitor: 30 a.besides materials, energy losses are considered"
Nicht untersuchte Aspekte	"-The scope of this LCA only focuses on the transmission system, neither the generation plant nor the set-up transformers (18/765 kV) are included. -In the LCA no processes are simulated for manufacturing of transformer, only main materials are considered."
Geographischer Bezug	Venezuela
Technologischer Bezug	This Venezuelan 765 kV AC transmission system transmits 8000 MW hydro-electrical power from Guri to this country's load centers, located in the north of the country. There are 4 receiving end substations (Yaracuy, La Arenosa, La Horqueta and Sur), and the distance from Guri to the receiving end is around 760 km, during the course 2 intermediate substations (Malena and San Geronimo) are built to make reactive compensation. All the substations are equipped with Air-Insulated Switchgears.
Untersuchte Umweltwirkungen	"9 impacts: GWP, ODP, AP, EP, POCP, Ecotoxicity in Soil and Water, Human toxicity via Soil, Air and Water, Waste, Resources"

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang 2011
Bewertungsmethoden	"EDIP/UMIP 97 (Environmental Design of Industrial Products, in Danish UMIP) version 2.03"
Primärdaten	Almost all major equipments in this Venezuelan 765 kV AC transmission system are supplied from Alstom Grid,
Sekundärdaten	"SimaPro 7 Database, ETH-ESU 96 database"
Signifikante Parameter	"The energy losses are the most impacting factor -energy losses of bundle conductors of transmission lines (1,6% in this study) -the energy losses percentage of different components in substations: it clearly shows that the power transformers take up 64.7% of total energy losses in substation, shunt reactors account for 32.0%, conductors for 2.3%, and the rest for only 1.0% (including disconnectors, coupling capacitors, circuit breakers, etc.)."
Ergebnisse	"Results of Transmission Lines: -The material production phase is dominating the CO₂-equivalent emissions, however, since some materials in transmission lines are recycled in the end-of-life phase -> credit -energy losses of bundle conductors account for 52.6% of CO₂-equivalent emissions, materials (production plus end-of-life) for 44.1% of CO₂-equivalent emissions and transportation for 3.3% CO₂-equivalent emissions. -it's indicated that bundle conductors have the most environmental impacts amongst all the investigated components, which is due to the energy losses during 60 years; towers shows comparable impacts as they consume a large amount of raw materials, especially steels, besides the process of recycling steel itself makes more impacts than it potentially reduces by useful recycled steel. The insulators and transportation phase are not the major sources of environmental impacts. Results of Total Substations: -it reveals that circuit breakers are making the most CO₂-equivalent emissions in substations (73.9% of total use phases in substations), the use phase of power transformers accounts for 16.9% CO₂-equivalent emissions. shunt reactors for 8.4%, busbars and conductors for 0.6%, and the rest for only 0.2%. As to the other impacts categories energy losses of power transformers have 64.7% impacts, shunt reactors have 32.0%, all kinds of conductors' energy losses for 2.3%, while the circuit breakers for 0.13%, and the rest for 0.9%. -These results reveal materials production and use phase are the key factor of improving the environmental impacts of the substations. If we want to decrease one substation's environmental burdens, the focus should be put on a better design of decreasing energy losses of equipments and reducing SF₆ emissions of circuit breakers (use phase is composed of these 2 factors), and decreasing materials and weights of equipments as far as possible. Results of Total Transmission System:

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Wang 2011
SF6	-that environmental impacts of transmission lines are much bigger than that of substations -The use phase of total transmission system is composed by SF6 emissions of circuit breakers, energy losses in substations and energy losses in transmission lines" "-SF6 leakage is one important factor of environmental impact, during the life of 40 years of circuit breaker, the leakage rate is 0.5% per annum, then the in-service SF6 loss is 24 kg; and maintenance occurs once during its working life, with a leakage of SF6 at rate of 1%. Leakage during manufacture & commissioning: 1%; Dismantling leakage:1% (Table 3-17) -SF6 emissions of circuit breakers' impact is only on Global Warming, whose CO₂-equivalent emissions are 28.9% of energy losses' in transmission lines."
Einschränkungen	"-It should be emphasized that the considered materials of transmission lines include the major parts of the transmission lines, while the rest materials are not included. -Moreover, as for the transportation phase, only the transport of tower structures, bundle conductors, ground wires and insulators are simulated, the transport of concrete is not considered."

Tabelle 69: LCEE 2011: Ein ökologischer Vergleich von Stahlvollwandmasten und Schleuderbetonmasten

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	LCEE 2011
Kategorie	Masten
Titel der Studie	"Ökobilanz von Freileitungsmasten. Ein ökologischer Vergleich von Stahlvollwandmasten und Schleuderbetonmasten"
Ziel der Studie	"Ziel ist die Ermittlung der Umweltwirkungen von zwei Mastsystemen unterschiedlicher Konstruktion: [1] EUROPOLES Stahlvollwand-Mast [2] EUROPOLES Schleuderbeton-Mast. Die Untersuchung dient sowohl der Ermittlung der ökologischen Eigenschaften der Masten, als auch dem Aufzeigen von Verbesserungspotenzialen der Umweltwirkung der einzelnen Produkte." Zielgruppe der Studie Die Ergebnisse sollen sowohl in der internen Forschung und Entwicklung der Eurocoles GmbH & Co. KG wie auch für Marketingzwecke genutzt werden. Funktionelle Einheit " funktionelle Einheit: „1 Mast“ mit den folgenden Randbedingungen: - Masthöhe: 52,0 m - Berücksichtigung der Betonfundamente - Transport zum Einbauort: 500 km. Als Betrachtungszeitraum für die Nutzung der Masten werden 70 Jahre festgelegt, in denen die Masten unterhalten werden müssen. "
Systemgrenze	Die Systemgrenze der Betrachtung umfasst den gesamten Lebenszyklus eines Mastes.

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	LCEE 2011
Untersuchte Komponenten	- EUROPOLES Stahlvollwandmast (40a Lebensdauer) - o Modell: Stahl W2 S400 - o Modell: Stahl W2 S400 Z - EUROPOLES Schleuderbetonmast (80a Lebensdauer) - o Modell: Beton W2 S400 - o Modell: Beton W2 S400 Z
Nicht untersuchte Aspekte	Nicht berücksichtigt werden: • Masteinbauten • Abspannungen • Traversen"
Geographischer Bezug	Deutschland
Technologischer Bezug	die Fertigung entsprechend dem aktuellen Stand der Technik in Deutschland
Untersuchte Umweltwirkungen	GWP, ODP, POCP, EP, AP, Primärenergiebedarf regenerierbar, Primärenergiebedarf nicht regenerierbar,
Primärdaten	Die Produktions- sowie Materialdaten wurden bei der Firma Euro poles (Hersteller) erhoben.
Sekundärdaten	GABI 4
Signifikante Parameter	-die Herstellung des Stahlmasten und die Unterhaltung über den Lebenszyklus von 70 Jahren -Recycling in EoL -Für die Betonmasten zeigt sich, dass der überwiegende Energieverbrauch durch die Bereitstellung der Rohstoffe, wie z. B. Sand, Zement und Spannstahl verursacht wird.
Ergebnisse	"-Ergebnis der Ökobilanz ist, dass das Mastsystem aus Schleuderbeton eine deutlich geringere Umweltwirkung hervorruft, als die vergleichbaren Masten aus Stahlvollwand. Die Analyse zeigt, dass in den überwiegenden Wirkungsindikatoren eine Reduzierung der Umwelteinflüsse um ca. 50% möglich ist, wenn ein Mast aus Schleuderbeton eingesetzt wird. Dies begründet sich insbesondere aus dem deutlich geringeren Energieeinsatz in der Bereitstellung der Rohstoffe für die Mastherstellung, welches auch nicht ausgeglichen wird durch das höhere Recyclingvermögen der Stahlmasten am Ende des Lebenszyklus. -Des Weiteren verursachen die Aufwendungen für die Erhaltung der Funktionsfähigkeit über den Lebenszyklus einen erheblichen Mehraufwand an Energie bei den Stahlvollwandmasten als im Vergleich zu den Betonmasten. -Wird der Betrachtungszeitraum auf eine Dauer von 50 Jahren verändert, so zeigt sich auch hier, dass die Betonmasten einen geringeren Primärenergiebedarf besitzen. Jedoch ist die Differenz zwischen den Umweltwirkungen in diesem Szenario geringer zwischen Beton- und Stahlvollwandssystem."
Empfehlungen	"Zusammenfassend ist aus ökologischer Sicht der Einsatz der Schleuderbetonmasten zu empfehlen."

Tabelle 70: Harrison et al. 2010: Life cycleassessment of the transmission network in Great Britain

Untersuchungsrahmenbedingungen der Ökobilanz	Harrison et al. 2010
Kategorie	transmission network
Titel der Studie	Life cycle assessment of the transmission network in Great Britain
Funktionelle Einheit	1 kWh electricity transmitted
Untersuchte Komponenten	132 kV OHL, 275/400 kV OHL, 400 kV OHL, AIS substations, GIS substations, 132 kV land cable (Cu), 275/400 kV cable (Cu), 400 kV cable (Cu).
Geographischer Bezug	Great Britain
Ergebnisse	The infrastructure itself represents approximately 3% of gross embodied energy and CO ₂ -eq (excluding recycle credit) while overall operations and maintenance dominate at 97% of energy and over 96% of carbon equivalent. Transmission losses alone account for 85% of total CO ₂ while SF ₆ losses are around 12%. Due to the dominance of the transmission losses, the overall benefit of recycling is a modest 1.4%.
SF ₆	SF ₆ losses are around 12% of total CO ₂

D Anhang: Reviewbericht

LCA Bericht: Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland

Produkte: Freileitungen, Land-, Seekabel, Höchstspannung, Deutschland

Autoren der Studie: Jürgen Sutter, Daniela Eckert, Franziska Flachsbarth und Ran Liu (Öko-Institut e.V.)

Reviewer:

Dr.-Ing. Andreas Ciroth, GreenDelta GmbH, Berlin (Panel Vorsitz)

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover (LUH)

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, TU Ilmenau

D.1 Allgemeines

Die Studie beschreibt die Umweltauswirkungen verschiedener Systeme für den Stromtransport im Übertragungsnetz, dem sogenannten Höchstspannungsnetz (Spannungen 380 und 220 kV). Das Ziel der Studie ist damit angegeben, einen Überblick über die Umweltauswirkungen aktueller und zukünftiger Technologien für Höchstspannungsnetze in Deutschland zu geben, insbesondere als Grundlage für politische Entscheidungen. Die Studie vergleicht dazu verschiedene Varianten von Stromübertragungssystemen. Die Umweltauswirkungen sollen im Rahmen einer Ökobilanz nach ISO 14040 ermittelt werden.

D.1.1 Titel, Datum und Version der Studie

Das Review bezieht sich auf den Abschlussbericht Ökobilanzierung von Freileitungen, Land- und Seekabeln im Höchstspannungsbereich in Deutschland, Forschungskennzahl 3717 431090, erstellt vom Öko-Institut im Auftrag des Umweltbundesamtes, der vom Öko-Institut in letzter Version am 08. Oktober 2024 per Email zur Verfügung gestellt wurde.

D.1.2 Ziel und Zielgruppe der Studie, Anwendung der Studie

Das Ziel der Studie wird damit angegeben, einen Überblick über verschiedene Technologien des deutschen Höchstspannungsnetzwerkes zu geben und Entscheidungsträgern auf politischer Ebene über die Umweltauswirkungen im Rahmen einer Ökobilanz nach ISO 14040 zu informieren. Hierzu vergleicht die Studie die Umweltauswirkungen über den Lebensweg.

D.1.3 Review

Das begleitende Review der Studie erfolgte durch ein Critical Review Panel zwischen 2022 und 2024 (Dr.-Ing. Andreas Ciroth – Vorsitz, Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Leibniz Universität Hannover, Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann, TU Ilmenau). Frühere Versionen der Projektberichts wurden mit dem Panel geteilt und diskutiert. Kommentare und Feedback wurden dann in neuen Versionen aufgenommen, soweit aus Sicht der Autoren und des Auftraggebers sinnvoll. Das Ökobilanzmodell wurde ebenfalls an einem Termin ausführlich dem Reviewpanel vorgestellt.

D.2 Kommentare

Die Studie enthält zum einen eine Darstellung der technischen Varianten der Systeme der Höchstspannungsleitung in Deutschland, sowie andererseits eine Zusammenfassung der für diese Systeme durchgeführten Ökobilanz mit den üblichen Schritten: Definition von Ziel und Untersuchungsrahmen, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Auswertung. Dieses Review behandelt den Abschnitt der Ökobilanzierung im Bericht.

Das Ziel der Studie ist dort klar beschrieben, ebenso die angestrebte Verwendung. Die funktionelle Einheit ist definiert als „Neubau einer Übertragungsleistung von 1 GW auf einer Strecke von 1 km, die über einen Betrachtungszeitraum von 1 Jahr betrieben wird“ und deckt so Leistung und damit auch Verluste, Distanz und Zeit ab, was sachgerecht erscheint.

Systemgrenzen sind klar beschrieben und passen zur Zielsetzung der Studie. Die ausgewählte Methode der Wirkungsabschätzung wird ebenfalls benannt, sie erscheint sinnvoll und angemessen (ReCiPe 2016, Midpoint). Die Angabe einer Versionsnummer wäre wünschenswert gewesen (Wirkungsabschätzungs-Methodenpaket in der verwendeten Software oder Version von der offiziellen ReCiPe Website). Diese Angabe fehlt jedoch.

Die Ergebnisse scheinen plausibel.

Daten werden aus verschiedenen Quellen verwendet. Hintergrunddatenbank ist ecoinvent in der (zu Beginn des Projekts) aktuellsten Version 3.8. Für die Vordergrundsysteme setzt die Studie fast durchgängig Primärdaten ein. Das ist prinzipiell sehr gut.

Die Studie hat allerdings auch einige Schwächen.

Das erstellte Ökobilanzmodell wird in der Studie nicht beschrieben oder dokumentiert, ebenso fehlt eine Darstellung der Vorgehensweise in der Datenerhebung, einschließlich einer Beschreibung von befolgten Prozeduren der Qualitätssicherung. Wie genau der End-of-Life der verschiedenen Varianten modelliert worden ist geht aus dem Bericht nicht hervor.

Die untersuchten Systeme sind relativ komplex und werden nicht oft in Ökobilanzen abgebildet. Die Modellierung ist daher keineswegs selbsterklärend. Zwar konnte im Laufe des Reviews in einem Webmeeting Einblick in das Modell genommen werden, in einer Version etwa einem Jahr vor Projektende. Im Sinne der Zielstellung der Studie wäre eine ausführlichere Dokumentation und eine ausführliche Diskussion der Stabilität und Belastbarkeit der dargestellten Ergebnisse sehr wünschenswert gewesen. Die Studie gibt etwas pauschal an, eine „ausreichende Datenbasis“ erreicht zu haben (S. 99), ohne weitere Detaillierung.

Der Aufbau der Ergebnisdarstellung ist weitgehend identisch zu den ersten Ökobilanzstudien des Umweltbundesamtes aus den 1990er Jahren (Getränkeverpackungen, Papier): Für jede der über zehn Wirkungskategorien wird eine Tabelle mit absoluten Ergebnissen je Variante und ein gestapeltes Balkendiagramm präsentiert, insgesamt über 40 Seiten, die mehr als die Hälfte des gesamten Abschnitts über Ökobilanzierung einnehmen. Das ist schwer zu konsumieren und vermittelt nur geringe Einsichten in die Ursachen der Ergebnisse. Die in den Tabellen wiedergegebenen quantitativen Berechnungsergebnisse sind ohnehin nicht besonders wichtig, da sie sich auf konkrete, angenommene Dimensionierungen der Systemvarianten beziehen. Bei konkreten Realisierungen der Varianten, insbesondere in der Zukunft, werden diese Dimensionierungen anders sein, was die quantitativen Zahlen ändern wird, wie die Studie selbst schreibt.¹⁸

¹⁸ S. 85 f.: „Wie genau eine konkrete Leitung dimensioniert wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab. In dieser Studie wurden die Leitungen der jeweiligen Anwendungsfälle so dimensioniert, wie sie zurzeit in vergleichbaren Fällen aufgrund ökonomischer Optimierung bezogen auf die Baukosten tatsächlich dimensioniert werden. Die Ergebnisse beziehen sich somit immer auf diese

Hier wäre also eine modernisierte Darstellung angemessener, die Querverbindungen und idealerweise auch Parallelen und Muster in den Daten aufzeigt, gerade vor dem Hintergrund, dass die Studie Informationen für politische Entscheidungen liefern will.

D.3 Ergebnis der Prüfung

Insgesamt basiert die Studie auf einem umfassend recherchierten Datengerüst. Die Art der Ergebnisdarstellung und die Modelltransparenz sind nicht optimal. Insgesamt ist die Studie jedoch konform mit ISO 14040/14044.

Berlin, 11.10.2024

Dr.-Ing. Andreas Ciroth (Panel Vorsitz)

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover (LUH)

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, TU Ilmenau