

**Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum
Kostenvergleich zwischen Kabeln und
Freileitungen sowie zur Festlegung eines
Mehrkostenfaktors**

Untersuchung im Auftrag des

Bundesamt für Energie BFE

3003 Bern

Abschlussbericht

12.04.2013

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Executive Summary	iv
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Einführung	3
2.1 Grundsätzliche Vorüberlegungen	3
2.2 Verständnis der Anwendung des Mehrkostenfaktors	4
2.3 Anwendungsbereich des Mehrkostenfaktors	4
2.4 Drei Schritte, drei Perspektiven	6
3 Internationale Praxis für Kostenberechnungsmethoden Kabel-Freileitung	8
3.1 Vorbemerkungen	8
3.2 Ergebnisse der Recherche	9
4 Ermittlungsgrundlagen und Berechnungsmethode zum Mehrkostenfaktor	16
4.1 Vorbemerkungen	16
4.2 Berechnungsmethodik	16
4.3 Unterscheidung direkter und indirekter, systembedingter Mehrkosten	19
4.4 Investitionskosten	22
4.4.1 Direkte Investitionskosten auf Leitungsabschnitt bezogen	22
4.4.2 Indirekte, systembezogene Investitionskosten	30
4.5 Betriebskosten	37
4.5.1 Wartung und Instandhaltung	38
4.5.2 Reparatur	39
4.5.3 Netzverluste	39
5 Auswertung und Optionen zur fundierten Wahl eines Mehrkostenfaktors	51
5.1 Vorbemerkungen	51
5.2 Daten	52
5.2.1 Kosten	52
5.2.2 Gebietstypen-Anteile	54
5.3 Ergebnisse: Mehrkosten und Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte	56

5.3.1	Parameterwahl für Sensitivitätsanalysen	56
5.3.2	Netzebene 3	57
5.3.3	Netzebene 5	65
5.3.4	Zunahme der Netznutzungsentgelte	70
5.4	Zusammenhang zwischen Zunahme der Netznutzungsentgelte und Höhe des Mehrkostenfaktors	74
5.5	Schlussfolgerungen und Festlegung des Mehrkostenfaktors	76
Literatur		80
A	Technische Eigenschaften von Erdkabeln und Freileitungen	85
A.1	Ersatzschaltbild einer Leitung	85
A.2	Leistungsverluste	85
A.2.1	Stromabhängige Verluste	85
A.2.2	Spannungsabhängige Verluste	85
A.2.3	Blindleistungsbedarf	86
A.3	Sternpunktbehandlung	86
A.3.1	Kompensierte Sternpunktbehandlung	86
A.3.2	Niederohmige Sternpunktbehandlung	86
A.4	Netzzuverlässigkeit	87
B	Vorarbeiten	88
B.1	Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen; TU Ilmenau für Swissgrid	88
B.2	Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich, Hofmann, Oswald, Leibniz Universität Hannover	91
B.3	Gutachten zum Wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald, Leibniz Universität Hannover	93
B.4	Technisch-wirtschaftliche Auswirkungen einer vollständigen Verkabelung ländlicher 110-kV-Netze; Ohrem; RWTH Aachen	95
B.5	Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der EE-Einspeisung; Studie für BMU bearbeitet von IZES, BET und PowerEngS	97

B.6 Netzverstärkung zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Brakelmann, Uni Duisburg-Essen	98
B.7 Underground Cables as an Alternative to Overhead Lines; NVE, Norway	99
B.8 Overall cost comparison between cable and overhead lines including the costs for repair after random failures, Benato, Napolitano, University of Padova	100
C Kosten	101
C.1 Bodentypen-Indizes	101
C.2 Spezifische Kostenansätze Netzebene 3	102
C.3 Annuitätische Kosten Netzebene 3	106
C.4 Spezifische Kostenansätze Netzebene 5	109
C.5 Annuitätische Kosten Netzebene 5	113
D Gebiets-/Bodentypenverteilung	116

Executive Summary

Bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 für die Schweiz sind die Stromnetze als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement. Insbesondere die zeit- und bedarfsgerechte Erweiterung der Netzinfrastrukturen ist dabei für die Erreichung der energiepolitischen Ziele unabdingbar. Gleichzeitig bestehen hier jedoch, insbesondere wegen der fehlenden Akzeptanz für neue Leitungen (vor allem bei Freileitungen), besondere Herausforderungen.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, enthält die *Strategie Stromnetze* die Leitlinie, Leitungen auf neuen Trassen der *Netzebene 3 und tiefer* grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um mehr als einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor) überschreiten. Ziel dieser Maßnahme ist die Beschleunigung des notwendigen Netzausbau- und -erneuerungsbedarfs, da Kabellösungen gegenüber Freileitungslösungen eine geringere Beeinträchtigung des Landschaftsbildes hervorrufen und somit eine höhere Akzeptanz bei der Bevölkerung zu erwarten ist. Das lässt einen gewissen Mehrnutzen von Verkabelungslösungen vermuten. Der vorliegende Bericht erarbeitet die technisch-wirtschaftlichen Grundlagen für die Festlegung eines Mehrkostenfaktors durch die politischen Entscheidungsträger. Die Basis dazu bildet eine Modellierung der zu erwartenden Mehrkosten in Abhängigkeit vom Umfang einer zunehmenden Verkabelung im System und die Wirkung dieser Mehrkosten auf die Netznutzungsentgelte. Eine Nutzenquantifizierung von Verkabelungslösungen kann jedoch im Rahmen des Berichtes nicht geleistet werden. Deshalb erfolgt im Rahmen dieser Untersuchung keine Empfehlung für eine Festlegung der Höhe des Mehrkostenfaktors.

In diesem Bericht werden zunächst anhand nationaler und internationaler Studien die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Gemeinsamkeiten, sowie Unterschiede zwischen Kabel- und Freileitungslösungen herausgearbeitet, um eine Vergleichbarkeit der beiden Technologien zu ermöglichen.

Anschließend erfolgt die Definition eines Kostenberechnungsschemas, um in der Praxis eine einheitliche Anwendung des Mehrkostenfaktors zu gewährleisten. Das Schema umfasst direkte und indirekte, systembedingte Kosten. Die direkten Kosten umfassen die auf den jeweiligen Leitungszug bezogenen Investitions- und Betriebskosten.

Betrachtete Kostenbestandteile für den Vergleich von Kabel- und Freileitungslösungen

Bei den Investitionskosten werden die folgenden Kostenbestandteile betrachtet:

- Grunderwerb, Wegerecht, Ausgleichs- und gegebenenfalls Ersatzmaßnahmen
- Planung, Projektmanagement
- Leitermaterial inklusive Montage
- Bau / „Leiterverlegung“ inklusive Montage und Trassenvorbereitung:
- Abriss-/Rückbau von Bestandsleitungen

Hier sind vorhandene Unterschiede in der erwarteten Nutzungsdauer zu berücksichtigen, sowie Umbau-/Abrisskosten (nicht amortisierbare Kosten). Die oben aufgeführten, einzelnen Kostenbestandteile werden durch unterschiedliche Kostentreiber beeinflusst. In diesem Rahmen werden die folgenden Kostentreiber als relevant erachtet:

- Geländebeschaffenheit/Bodentyp
- Typ/Bauart/Material
- Dimensionierung – Querschnitt
- Dimensionierung – Nennspannung
- Zahl der Systeme
- Trassenverlauf/-länge

Bei den Betriebskosten werden die folgenden Kostenbestandteile berücksichtigt:

- Wartung und Instandhaltung (geplante Maßnahmen)
- Instandsetzung und Reparatur (ungeplante Maßnahmen)
- Verlustkosten

Die indirekten, systembedingten Kosten umfassen die Investitions- und Betriebskosten für Maßnahmen im Gesamtsystem, die mittelbar mit einer Verkabelung verbunden sein können, um systemtechnischen Erfordernissen zu begegnen. Diese Kosten können im Gegensatz zu den direkten Mehrkosten keinem einzelnen Leitungsbauprojekt zugeordnet werden. Zu den betrachteten Kostenbestandteilen gehören:

- Umstellung von Resonanzsternpunktterdung auf niederohmige Sternpunktterdung
- Redundanz / zuverlässigkeitsbedingte Mehrkosten
- Blindleistungskompensation

Der Mehrkostenfaktor wird für die Entscheidung benötigt, ob ein konkretes Leitungsbauprojekt als Freileitung oder als Kabelvariante ausgeführt werden soll. Bei einer solchen Entscheidung können daher nur die direkten Mehrkosten eines Kabels gegenüber einer Freileitung verglichen und einem vorgegebenen / festgelegten Mehrkostenfaktor gegenübergestellt werden. Der linke Teil von Bild 0.1 veranschaulicht diese Vorgehensweise. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eventuelle, systembedingte Mehrkosten regulatorisch anzuerkennen sind, um den Zubau von Erdkabeln nicht aus systemtechnischen Gründen zu limitieren. Deshalb ist die Behandlung der indirekten, systembedingten Mehrkosten bei den Überlegungen zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors anders. Dies ist wiederum im rechten Teil des Bildes 0.1 dargestellt. Die wesentliche Grundlage zur Festlegung des Mehrkostenfaktors ist eine Abschätzung der Auswirkung einer weitergehenden Verkabelung auf die Netznutzungsentgelte und damit auf die Strompreise. Bei der Ermittlung dieser Auswirkungen sind die systembedingten Mehrkosten im Durchschnitt sehr wohl zu berücksichtigen, da sie sich im Endeffekt auch in den Netznutzungsentgelten widerspiegeln. Die indirekten, systembedingten Mehrkosten werden also im Durchschnitt auf die Kosten der entsprechenden Leitungslösung eingerechnet. Daraus ergibt sich eine ganzheitliche Betrachtung aller Kosten und ihrer Wirkung auf die Netznutzungsentgelte. Mit dieser Vorgehensweise kann die zu erwartende Netznutzungsentgeltzunahme aufgrund einer zunehmenden Verkabelung unter Berücksichtigung der direkten und systembedingten Kosten prognostiziert werden (Bild 0.1, unten rechts). Dementsprechend kann aus einer als akzeptabel erachteten Erhöhung der Netznutzungsentgelte zur Stipulierung einer Beschleunigung des Netzum- und ausbaus auf die entsprechend festzulegende Höhe des Mehrkostenfaktors geschlossen werden. Bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors aufgrund einer akzeptierten Netznutzungsentgelterhöhung wird, wie Bild 0.1 im unteren Teil durch den dunkelgrauen Pfeil veranschaulicht, der Anteil der systembedingten Mehrkosten aber wieder heraus gerechnet. Damit wird eine Vergleichbarkeit der direkten Kosten im Einzelfall mit dem festgelegten Mehrkostenfaktor erreicht. Der Mehrkostenfaktor reflektiert bei einer derartigen Vorgehensweise jedoch durchaus die Gesamtsystemkostenwirkungen der Verkabelungslösungen im System.

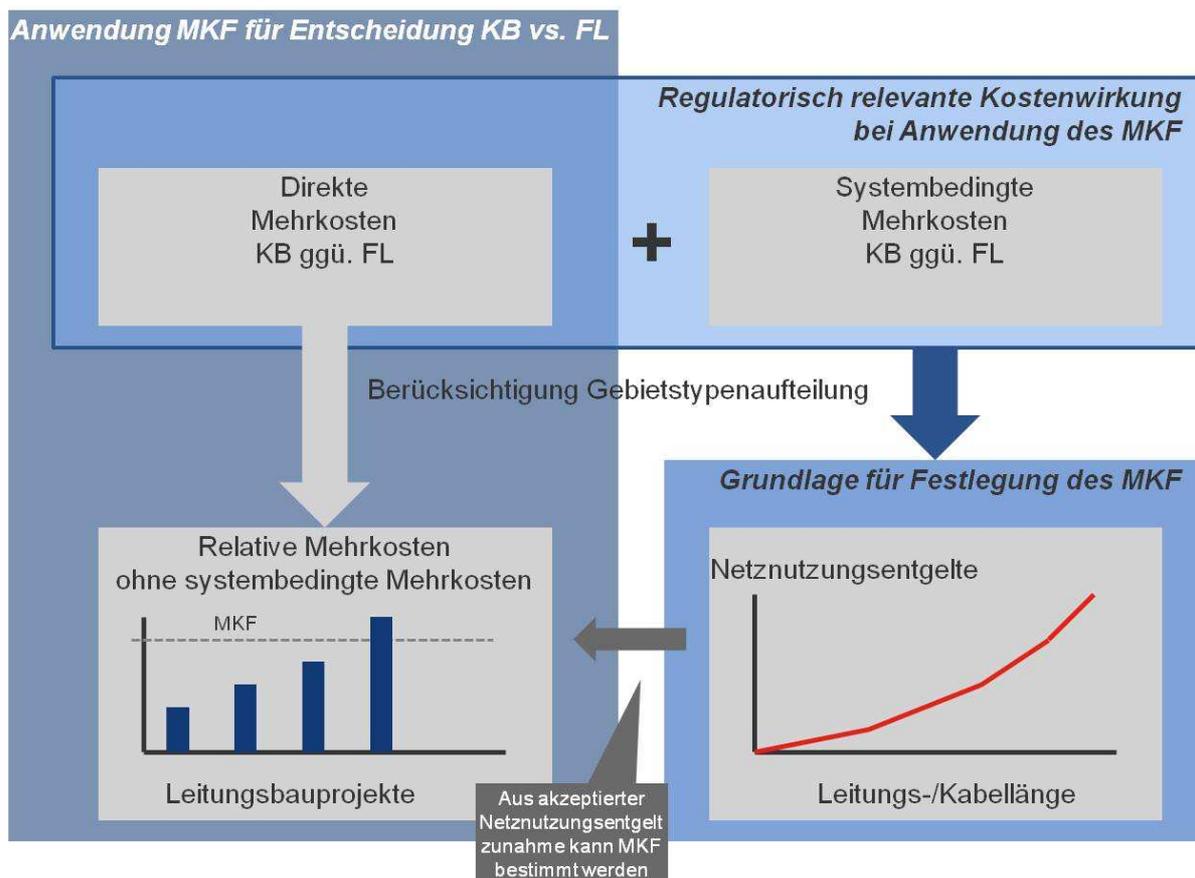


Bild 0.1 Schematischer Zusammenhang zwischen Mehrkostenfaktor und Netznutzungsentgelten

Überblick der Ergebnisse

Exemplarisch werden in Bild 0.2 die längenbezogenen direkten annuitätischen Investitions- und Betriebskosten für den Gebietstyp¹ „unbebaut, stabile Böden“ in der Netzebene 3 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass insbesondere komponentenbezogene und bodenabhängige Kostenbestandteile dominieren, so dass die zugehörigen Kostentreiber entsprechend berücksichtigt werden (siehe oben). Vergleicht man die Kabel- mit den Freileitungskosten so ergeben sich relative Mehrkosten von etwa 1,6 für eine Verkabelungslösung.

¹ Um den Kostentreiber „Geländebeschaffenheit/Bodentyp“ zu berücksichtigen, wurde die Schweiz in unterschiedliche Gebietstypen aufgliedert.

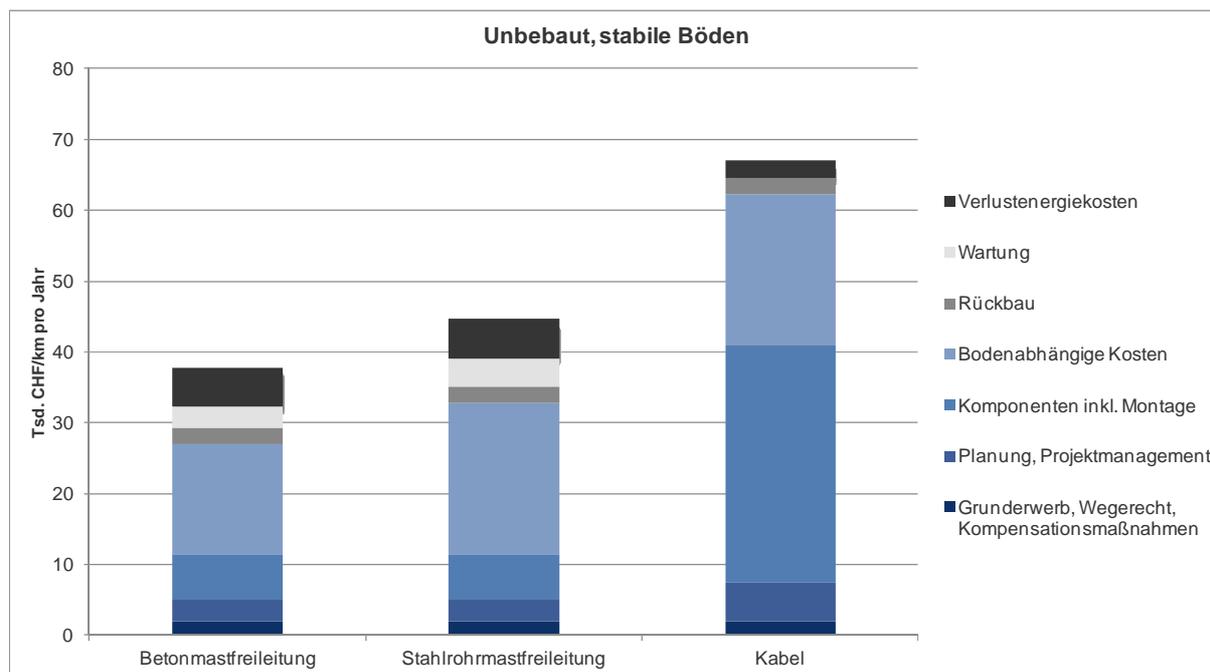


Bild 0.2 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln (Netzebene 3) im Gebietstyp „unbebaut, stabile Böden“ (95 kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

In der Bild 0.3 sind die relativen Mehrkosten (somit mögliche Mehrkostenfaktoren) für die betrachteten Gebietstypen, verschiedene Nutzungsdauern und Kostenansätze dargestellt. Bei den unterschiedlichen Nutzungsdauern wird zwischen regulatorischen und technischen Nutzungsdauern unterscheiden, wobei die regulatorischen Nutzungsdauern in der Regel kürzer sind als die technischen Nutzungsdauern. In der Praxis variieren die den Berechnungen zugrunde liegenden Kostenansätze zudem erheblich, sodass in den Untersuchungen die untere, die obere und die mittlere Bandbreite der in der Schweiz üblichen Kostenansätze herangezogen wurden. Insgesamt ergeben sich somit je Gebietstyp sechs unterschiedliche Säulen. Es ist zu erkennen, dass die Mehrkosten der Bodentypen „unbebaut, Felsen“ und „versiegelte Flächen“ deutlich über den anderen Gebietstypen liegen. Zudem beeinflussen die unterschiedlichen Kostenbandbreiten die Mehrkostenfaktoren nicht unerheblich. Die unterschiedlichen Nutzungsdauern haben hingegen nur geringen Einfluss auf die Mehrkosten. Es ergibt sich über alle Varianten eine Bandbreite von Mehrkosten zwischen ca. 1,5 und 3.

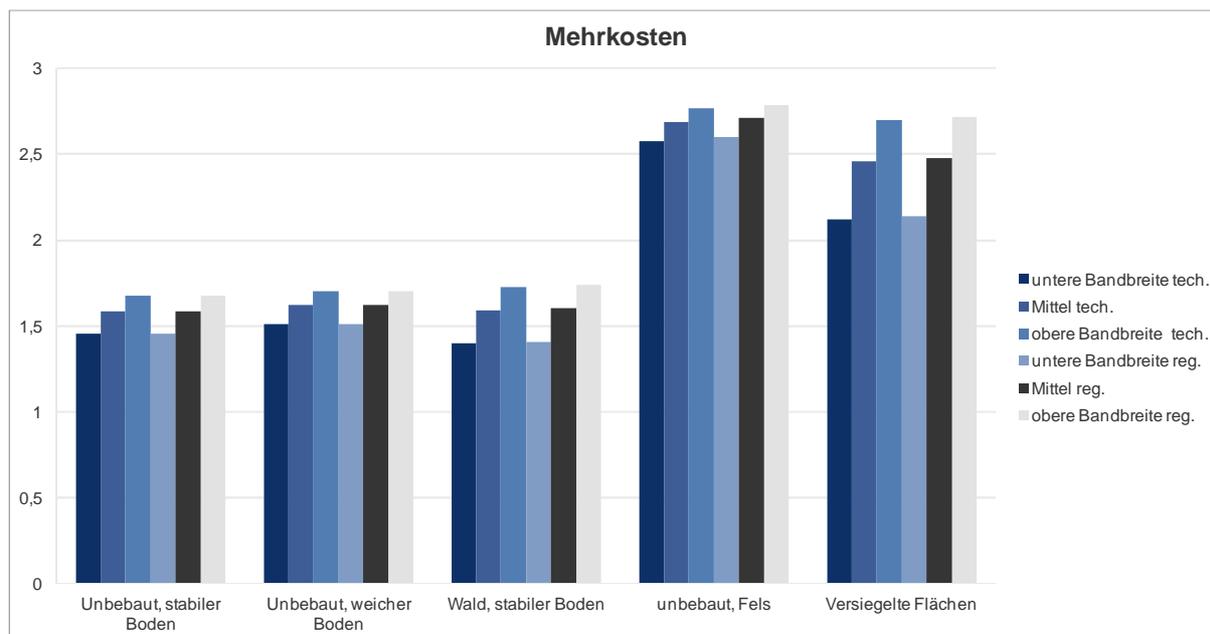


Bild 0.3 Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 3 *ohne* Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 95kV)

Unter Berücksichtigung der systembedingten Mehrkosten ergeben sich, unter Annahme einer weitestgehenden Verkabelung der Netzebene 3 in der Schweiz, die in Bild 0.4 dargestellten Kostensäulen. Die Bandbreite variiert in Abhängigkeit der unterstellten Nutzungsdauer und der Kostenbandbreite zwischen 100 und 215 Mio. CHF. Auch hier hat die unterstellte Nutzungsdauer vergleichsweise geringen Einfluss auf die Kosten. Die unterstellten Kostenbandbreiten beeinflussen die Ergebnisse erwartungsgemäß erheblich.

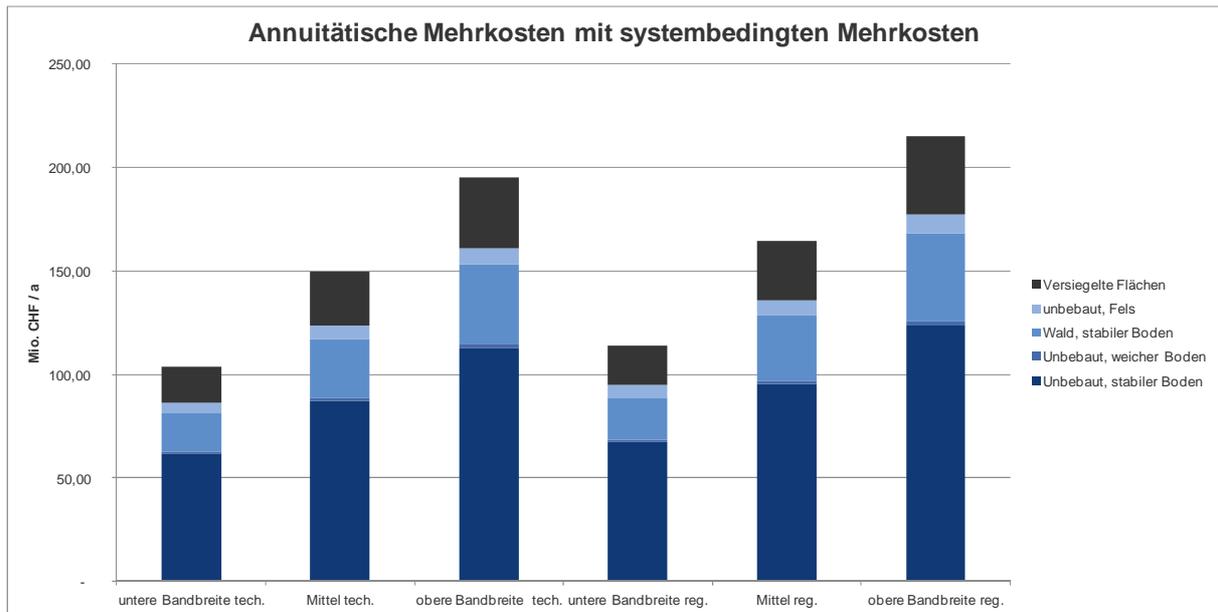


Bild 0.4 Annuitätische Mehrkosten mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 3 aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 95kV)

Eine weitgehende Verkabelung kann erst bei einem weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkt realisiert werden (hier unterstellt nach 80 Jahren). Daher lässt sich nicht ohne Weiteres von den annuitätischen Kosten auf die Mehrausgaben schließen. Täte man dies würden, unter der unrealistischen Annahme, dass heute auf einen Schlag alle Leitungen der Netzebene 3 verkabelt würden, Kosten von im schlimmsten ca. Fall 8.6 Mrd. CHF auftreten. Statt einem derartigen Vorgehen wird ein konstanter Leitungszubau bis 2093 angenommen (konstante, sukzessive Verkabelung). Eine solche Betrachtung der gesamten, absoluten Kosten ist allerdings aufgrund des langfristigen Zeitraums, Annahmen zu Reinvestitionen und der Vernachlässigung von Zinseffekten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Bild 0.5 veranschaulicht die unter dieser Annahme bis 2093 aufgelaufenen, erwarteten, direkten und systembedingten Ausgaben. Unter der Annahme einer linear-fortschreitenden Verkabelung im System können im schlimmsten Fall und ohne Berücksichtigung der Zinseffekte also Mehrausgaben von rund 10 Mrd. CHF für die regulatorisch basierte Betrachtungsweise der Kosten bestimmt werden. Diese sind im Vergleich mit der technischen Betrachtungsweise als tendenziell überschätzt zu verstehen, da aufgrund von Unterschieden in der regulatorischen und technischen Lebensdauer eine Reinvestition stattfinden kann.

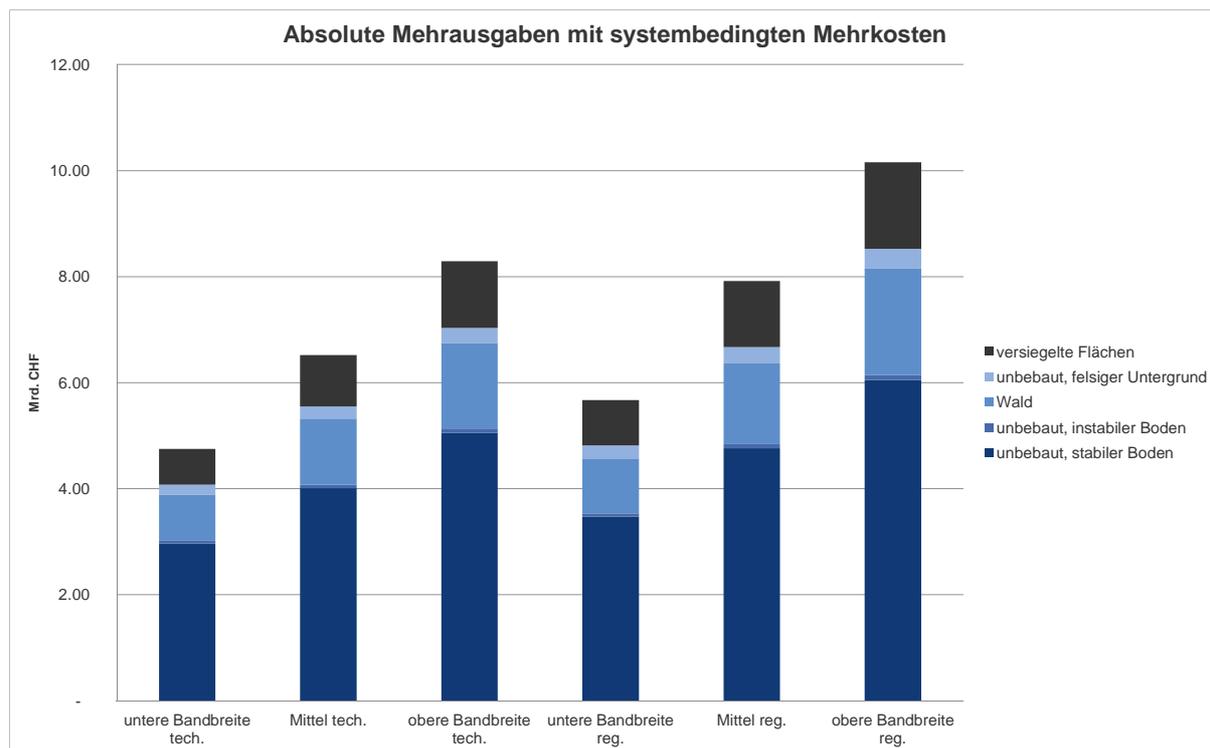


Bild 0.5 Kumulierte Mehrausgaben von Kabeln gegenüber Freileitungen **mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten auf Netzebene 3 ohne Berücksichtigung von Zinseffekten (Nennspannung: 95 kV)**

Vergleichbare Betrachtungen wurden ebenfalls für die Netzebene 5 durchgeführt. Die Ergebnisse unterscheiden sich grundlegend von den Ergebnissen der Netzebene 3. Für Verkabelungslösungen auf Netzebene 5 liegen die direkten Mehrkosten zwischen 0,6 und 1,4 (Bild 0.6). Grund hierfür sind im Vergleich zu Hochspannungskabeln die technisch weniger aufwändigen Isolationen in der Mittelspannungsebene. Der heute bereits hohe Verkabelungsgrad in der Netzebene 5 bestätigt dieses Ergebnis.

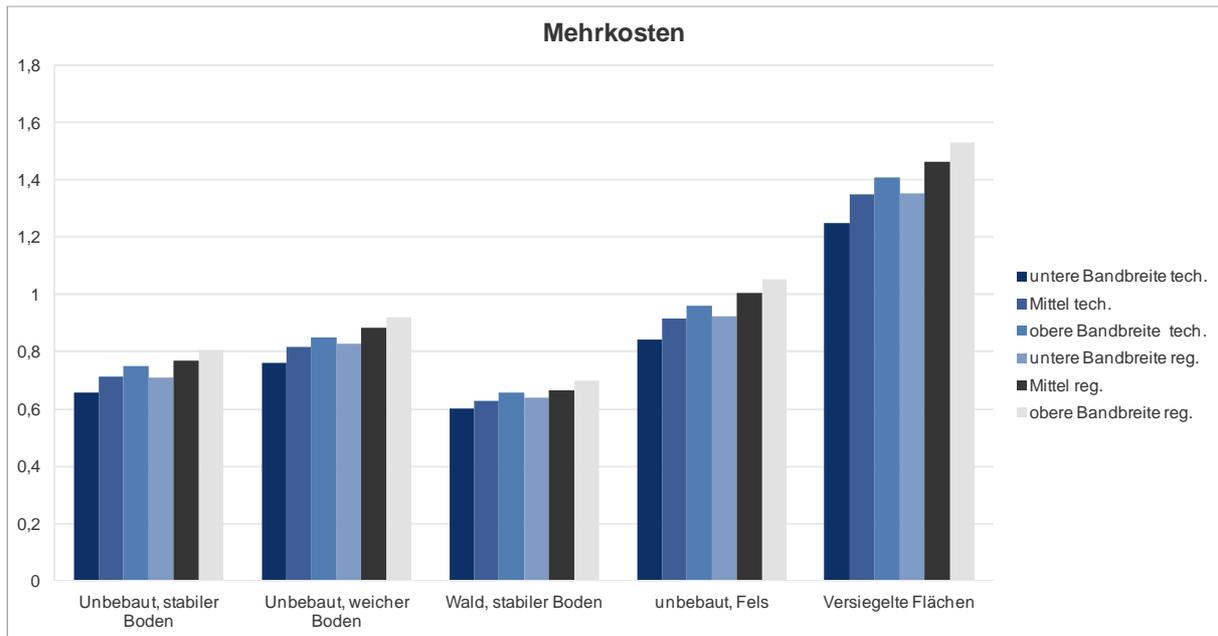


Bild 0.6 *Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 5 ohne Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 15 kV)*

Die annuitätischen Mehrkosten (inkl. der systembedingten Mehrkosten) von Kabeln gegenüber Freileitung sind in der Netzebene 5 geringer als in der Netzebene 3 (Bild 0.7).

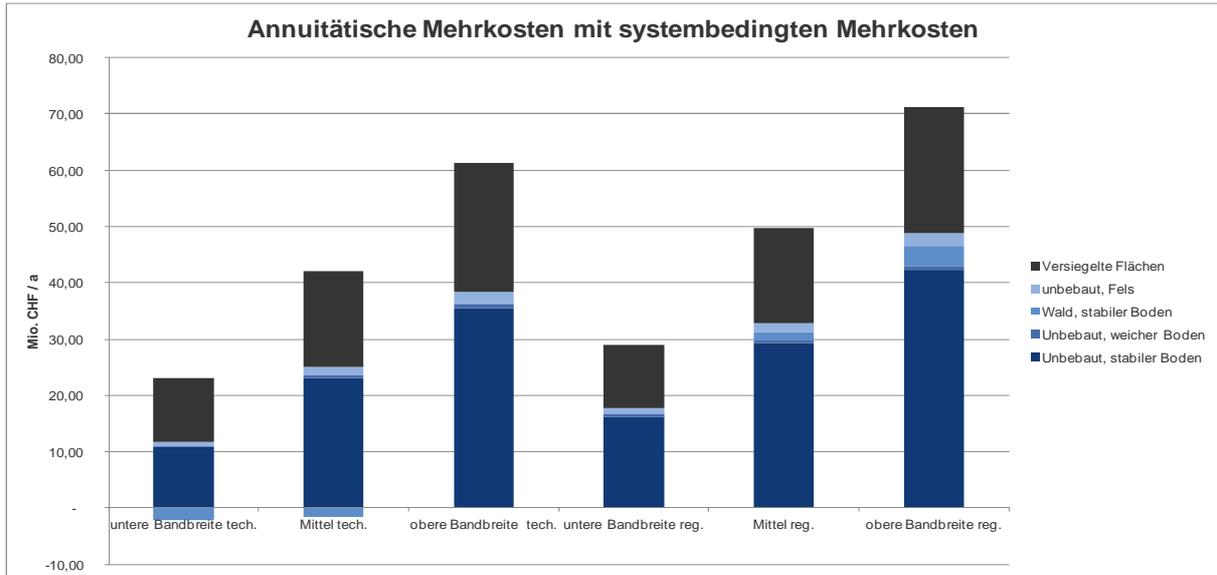


Bild 0.7 Annuitätische Mehrkosten mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 5 aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 15 kV)

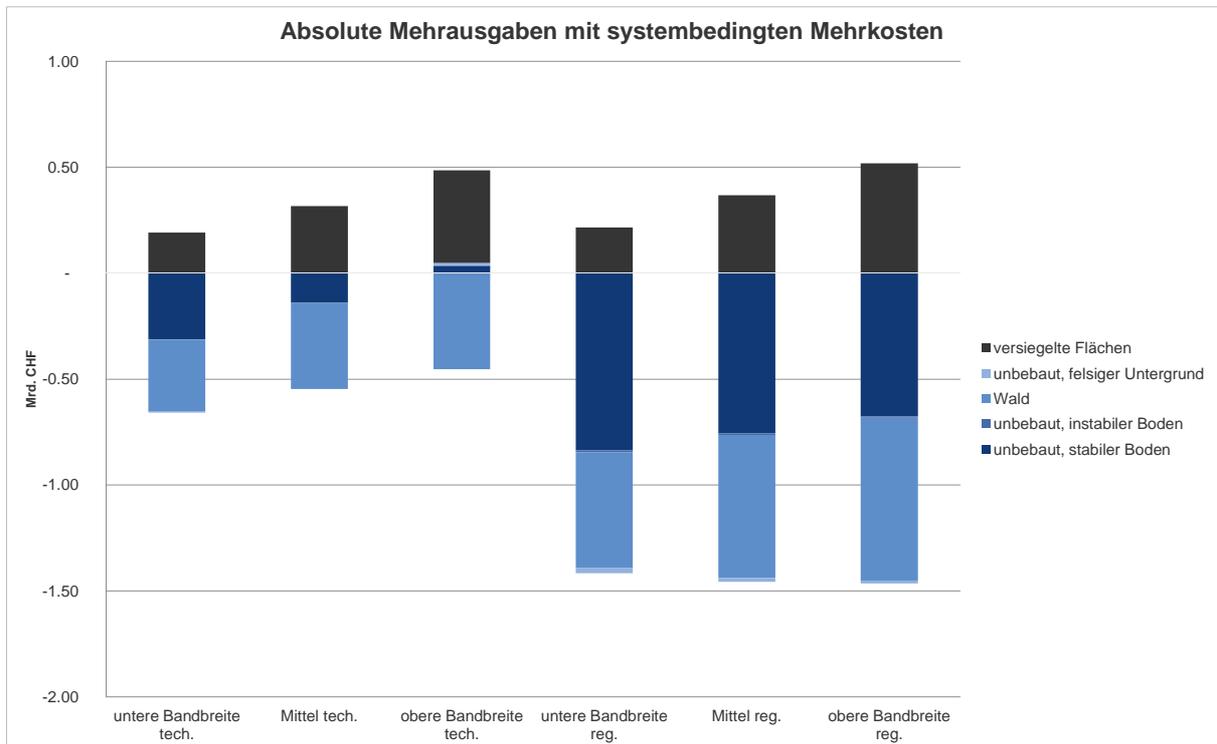


Bild 0.8: Kumulierte Mehrausgaben von Kabeln gegenüber Freileitungen mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten auf Netzebene 5 ohne Berücksichtigung von Zinseffekten (Nennspannung: 15 kV)

Bild 0.8 zeigt schliesslich die absoluten Mehrausgaben mit systembedingten Mehrkosten für Netzebene 5. Wiederrum wird ein konstanter Leitungszubau bis 2093 angenommen (konstante, sukzessive Verkabelung). Diese Betrachtung der gesamten, absoluten Kosten ist auch hier aufgrund des langfristigen Zeitraums, Annahmen zu Reinvestitionen und der Vernachlässigung von Zinseffekten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Es zeigt sich ein Kostenvorteil für Kabel von knapp 1.5 Mrd. CHF für die regulatorische Betrachtungsweise. Dieser Vorteil liegt vor allem an den anfallenden Reinvestition für Freileitungen gegenüber den langen Nutzungsdauern von Kabeln und den vernachlässigten Zinseffekten. Somit fällt eine Bewertung der Kabel tendenziell besser aus.

Die Netzebene 7 ist bereits heute fast vollständig verkabelt, so dass für diese Netzebene die Festlegung eines Mehrkostenfaktors nicht sinnvoll erscheint.

Abschließend wird anhand der schweizerischen Kostenstruktur eine Abschätzung der sich ergebenden Wirkung auf die Netznutzungsentgelte vorgenommen. Betrachtet man die Netzebene 3, so ergibt sich beispielsweise eine maximale Zunahme der Netznutzungsentgelte in Höhe von ca. 0,35 Rp./kWh bei einer weitgehenden Verkabelung in diese Netzebene aus Sicht eines Haushaltskunden in der Netzebene 7 (Bild 0.9). Bei einem durchschnittlichen Haushaltsverbrauch von 4.000 kWh/a ergeben sich somit Mehrkosten von ca. 14 CHF/a.

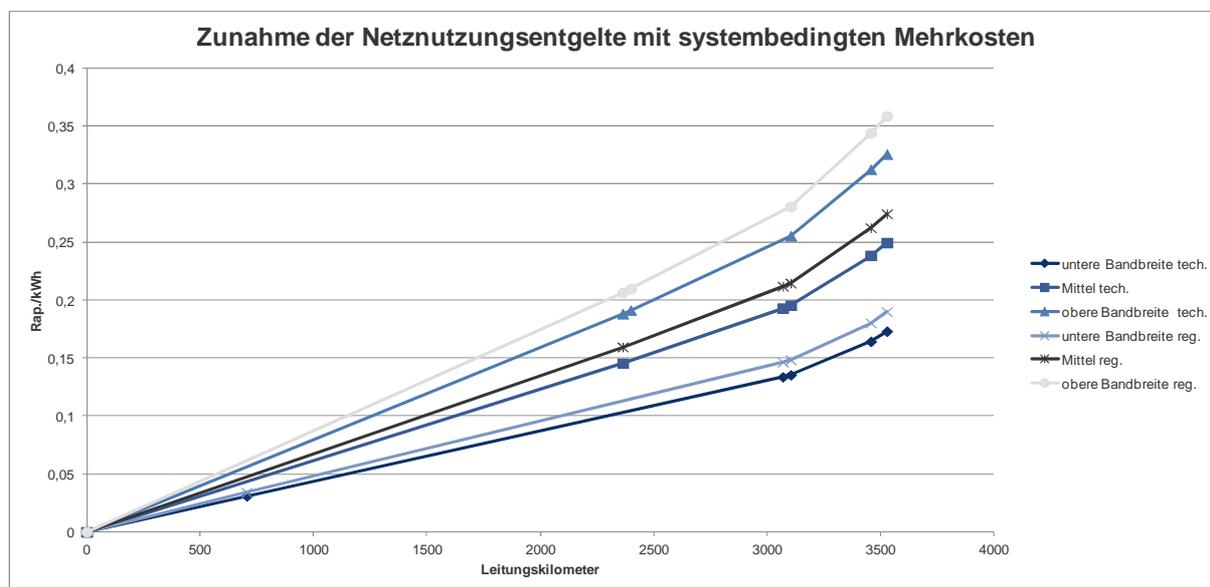


Bild 0.9 Zunahme Netznutzungsentgelte bei zunehmender Verkabelung der Netzebene 3

In der Netzebene 5 sind nur bei felsigen oder versiegelten Untergründen signifikante Mehrkosten bei einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsausführung zu erwarten. Für andere Bodentypen ergeben sich teilweise sogar geringere Kosten bei Kabelprojekten im Vergleich

zu Freileitungsprojekten, so dass bei einer sehr weitreichenden Verkabelung der Netzebene 5 eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um ca. 0.14 Rp./kWh beträgt (Bild 0.10). Umgerechnet auf einen Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch von etwa 4000kWh/a sind damit Mehrkosten von maximal ca. 6 CHF pro Jahr zu erwarten. Somit würde sich ein gesamter Netzkostenanstieg von ca. 20 CHF/a aus Sicht eines solchen Haushaltskunden ergeben. Es ist hierbei anzumerken, dass die Verbrauchsstruktur, also die mengen- und leitungs-mäßige Ausspeisung in den einzelnen Netzebenen, die Kosten stark beeinflusst.

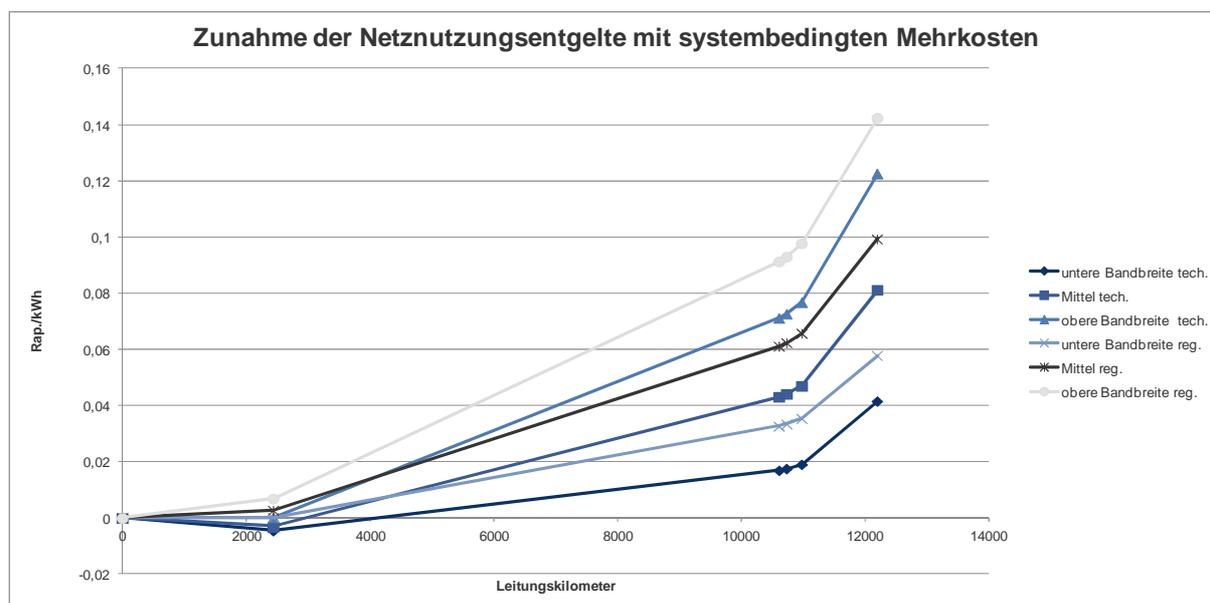


Bild 0.10 Zunahme Netznutzungsentgelte bei zunehmender Verkabelung der Netzebene 5

Die oben beschriebenen Netznutzungsentgeltzunahmen in der Netzebene 7 sind als Abschätzungen für einen schlimmsten Fall bei Annahme einer weitreichenden Verkabelung der Netzebene 3 und Netzebene 5 zu verstehen. Der langfristige Verkabelungsgrad hängt wiederum festgelegten Mehrkostenfaktor ab. Der Zusammenhang zwischen einem einzigen, für Netzebene 3 und Netzebene 5 gültigen Mehrkostenfaktor und einem Anstieg der Netznutzungsentgelte ist in Bild 0.11 grafisch dargestellt. Für die Grafik werden die obere Kostenbandbreite und die regulatorische Nutzungsdauern verwendet. Der Mehrkostenfaktor wird hier nicht pro Netzebene spezifiziert. Das heisst, dass der Mehrkostenfaktor, wie er auf der Ordinate abgebildet ist, für die Netzebene 3 und tiefer gilt. Das Bild zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen und der hier gewählten Vorgehensweise zur Modellierung der Kostenwirkungen eine Netznutzungsentgeltzunahme von ca. 0.5 Rp./kWh zu erwarten ist.

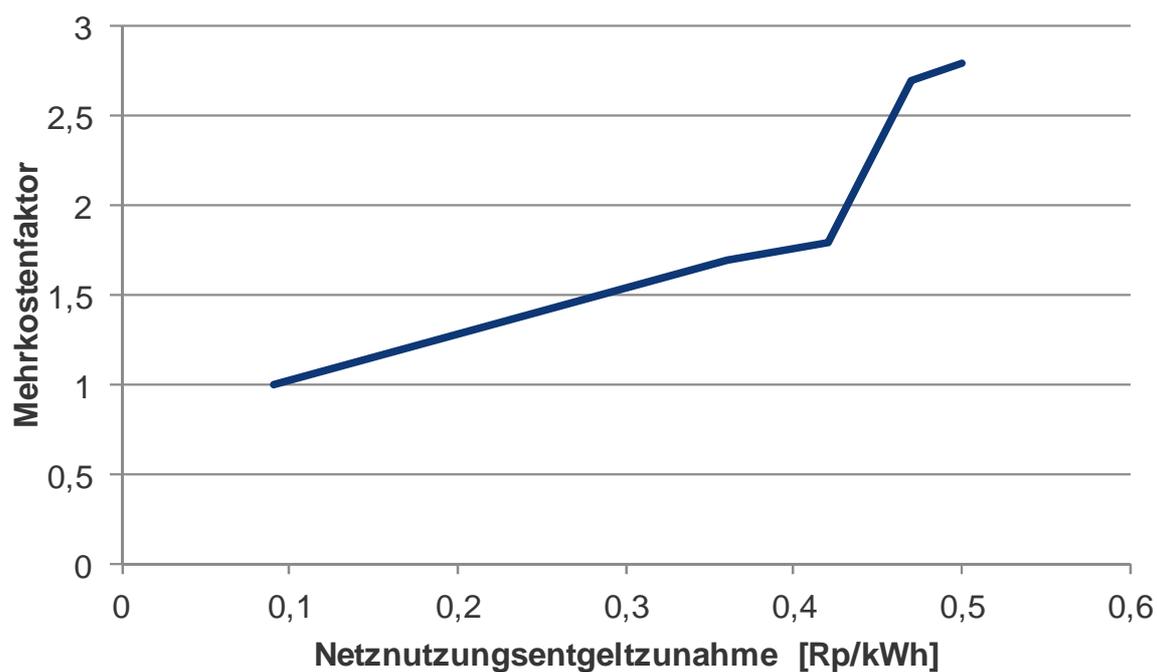


Bild 0.11 Zusammenhang zwischen Netznutzungsentgeltzunahme in der Netzebene 7 und der Höhe des festzulegenden Mehrkostenfaktors

1 Hintergrund und Zielsetzung

Bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 für die Schweiz sind die Stromnetze als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement. Insbesondere die zeit- und bedarfsgerechte Erweiterung der Netzinfrastrukturen ist dabei für die Erreichung der energiepolitischen Ziele unabdingbar. Gleichzeitig bestehen hier jedoch, insbesondere wegen der allseitigen Akzeptanzprobleme bezüglich neuer Leitungen (vor allem bei Freileitungen), besondere Herausforderungen.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, enthält die Strategie Stromnetze die Leitlinie, Leitungen auf neuen Trassen der *Netzebene 3 und tiefer* grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um mehr als einen bestimmten Faktor überschreiten. Dieser im Folgenden als Mehrkostenfaktor Kabel-Freileitung (MKF) bezeichnete Faktor findet künftig im Plangenehmigungsverfahren Anwendung. Der Ansatz einer Begrenzung auf einen Mehrkostenfaktor weist darauf hin, dass bei einer Kabelausführung üblicherweise von höheren Kosten ausgegangen wird als bei einer Freileitungsausführung. Gleichzeitig wird damit zum Ausdruck gebracht, dass in einem noch festzulegenden Umfang höhere Kosten im Interesse eines zügigen Netzausbaus in Kauf genommen werden sollen. Dabei kann grundsätzlich von einer derzeit höheren Akzeptanz in der Bevölkerung für Kabelprojekte ausgegangen werden. Die Akzeptanz kann teilweise auch auf einen geringeren Eingriff in das Landschaftsbild zurückgeführt werden. Für die Umsetzung dieser Leitlinie müssen die Berechnungsvorschriften für den Mehrkostenfaktor klar und für alle Netzbetreiber einheitlich definiert werden.

In diesem Zusammenhang hat das Bundesamt für Energie (kurz BFE) die Consentec GmbH mit einer Studie beauftragt, in der eine einheitliche, sachgerechte Berechnungsmethode für einen Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen erarbeitet sowie quantitative Grundlagen für die Festlegung des Mehrkostenfaktors gelegt werden sollen.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Studie zusammen. In Kapitel 2 finden sich grundsätzliche Vorüberlegungen, Erläuterungen zum Verständnis der Anwendung des Mehrkostenfaktors, Ausführungen zum Anwendungsbereich des Mehrkostenfaktors sowie eine Einführung in die drei verschiedenen Perspektiven, die der Bewertungsmethodik zu Grunde liegen. In Kapitel 3 wird eine Übersicht über die im Rahmen dieser Studie analysierten Vorarbeiten sowie die daraus gewonnen Erkenntnisse für die Methodik zur Festlegung und Anwendung des Mehrkostenfaktors in der Schweiz gegeben. In Kapitel 4 wird die für die Be-

rechnung der Mehrkosten vorgeschlagene Methodik sowie die dieser Methodik zugrundeliegenden Überlegungen und Entscheidungen dargestellt. Kapitel 5 enthält die Ergebnisse einer Anwendung der Berechnungsmethodik und liefert somit die Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors. Abschließend werden in Kapitel 6 die wesentlichen Schlussfolgerungen zusammengefasst.

2 Einführung

2.1 Grundsätzliche Vorüberlegungen

Um den Mehrkostenfaktor in sinnvoller Weise festlegen zu können, ist es erforderlich, Kosten und Nutzen einer zunehmenden Verkabelung abzuwägen.

Die Verlegung von Kabeln ist in der Regel mit höheren Kosten verbunden als die Errichtung von Freileitungen. Die Mehrkosten einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsausführung hängen von zahlreichen Faktoren ab (z. B. der Geländebeschaffenheit). Die Mehrkosten von Kabel- gegenüber Freileitungsausführungen können fundiert quantifiziert werden. Dies zu tun, ist wesentlicher Gegenstand der vorliegenden Studie.

Kabel weisen gegenüber Freileitungen vielfältige, nicht-technische Vorteile auf. Beispielhaft seien hier genannt: geringere Beeinträchtigung von Landschaftsbild und Mensch, höhere Akzeptanz, zügigere Genehmigungen, etc. Der aus den Vorteilen ableitbare Nutzen hängt von zahlreichen Faktoren ab (z. B. Exponiertheit der Trasse, Nähe zu Bebauung). Eine Abgrenzung und Definition der einzelnen Nutzenbereiche erweist sich als schwierig und ist mit vielen Unschärfen verbunden. Um eine Abwägung treffen zu können, ist zudem noch eine weitgehende, normierte Quantifizierung und Monetarisierung notwendig, bei der sich wiederum die Frage stellt, welche Normierung für die einzelnen Nutzenbereiche sowie zwischen diesen zu wählen ist.

Die für die Festlegung des Mehrkostenfaktors erforderliche Bewertung des gesellschaftlichen Nutzens auf der einen Seite und die Abschätzung der Mehrkosten (d. h. der hiermit verbundenen und gesellschaftlich akzeptierten Strompreiserhöhungen), welche gesamthaft durch die Gesellschaft getragen werden würden, auf der anderen Seite können letztlich also nur politisch erfolgen. Entscheidungsgrundlage hierfür kann eine Abschätzung der zu erwartenden künftigen Mehrkosten und damit der Netznutzungsentgeltzuschläge in Abhängigkeit von der Höhe des Mehrkostenfaktors sein. Eine wesentliche Aufgabe des Projekts besteht also darin, zu ermitteln, welche Mehrkosten bei künftigen Leitungsbauprojekten bei einer Verkabelung gegenüber einer Freileitung zu erwarten sind.

2.2 Verständnis der Anwendung des Mehrkostenfaktors

Der Mehrkostenfaktor ist als Obergrenze für *in jedem Fall* akzeptierte Mehrkosten zu verstehen:

- In Fällen, in denen die Mehrkosten einer Kabelausführung im Vergleich zu einer Freileitungsausführung unterhalb des Mehrkostenfaktors liegen, ist ohne nähere Bewertung des Nutzens (auf jeden Fall) die Kabellösung vorzuziehen und die Mehrkosten sind grundsätzlich zu akzeptieren und sind regulatorisch anrechenbar. In Fällen, in denen die Mehrkosten einer Kabelausführung im Vergleich zu einer Freileitungsausführung oberhalb des festgelegten Mehrkostenfaktors liegen, wird für die Interessenwägung von einer Freileitungslösung ausgegangen.
- Im Einzelfall kann allerdings ein Kabel realisiert werden. Hierfür ist eine nähere Nutzenbewertung unabdingbar. Diese könnte anhand eines für die unteren Netzebenen *angepassten* „Bewertungsschemas für Übertragungsleitungen“ durchgeführt werden. Das derzeit verfügbare Bewertungsschema wird auf der Ebene des Sachplanverfahrens angewendet. Es weist damit einen anderen Detaillierungsgrad der zu berücksichtigenden Kriterien aus als für eine Wägungsentscheid auf den unteren Netzebenen notwendig wäre.

Eine grundsätzliche Prämisse für die Anwendung des Mehrkostenfaktors ist eine Vergleichbarkeit ist die Vergleichbarkeit des Leistungsvermögens von Kabel- und Freileitungsausführungen. Beide betrachteten Ausführungsvarianten müssen – unter Berücksichtigung üblicher Standardbetriebsmittel – eine annähernd vergleichbare Übertragungsleistung aufweisen (ausgedrückt durch den Bemessungsstrom).

2.3 Anwendungsbereich des Mehrkostenfaktors

Für elektrische Leitungen der Netzebenen 3 und tiefer wird kein Sachplanverfahren durchgeführt. Der Mehrkostenfaktor ist demnach eine Entscheidungshilfe für das Plangenehmigungsverfahren. In diesem werden für die hier zur Diskussion stehenden Leitungen sowohl der Bedarf wie auch die technische Ausführung und die Auswirkungen einer bestimmten Lösung auf Mensch, Raum und Umwelt geprüft. Ein im Voraus bekannter Mehrkostenfaktor verringert daher Komplexität und Aufwand zur Vorbereitung des Plangenehmigungsverfahrens sowie das Verfahren selber.

Allen nachfolgenden Betrachtungen liegt das Verständnis zu Grunde, dass sich die Festlegung und künftige Anwendung des Mehrkostenfaktors auf diejenigen Fälle (Netzgebiete) bezieht, in denen prinzipiell sowohl Kabel als auch Freileitungen in Frage kommen. Es ist davon auszugehen, dass dort, wo bereits heute Kabel vorhanden sind, dies auch künftig der Fall sein wird. Insbesondere sind diejenigen Fälle hier nicht relevant, in denen aus rechtlichen oder sonstigen Gründen keine Freileitungen errichtet werden dürfen (unabhängig von den Mehrkosten, die die Kabelausführung mit sich bringt). Beispielhaft seien hier Innenstadtbereiche genannt, bei denen die Verlegung von Erdkabeln zwar hohe Kosten verursachen, eine Freileitung jedoch im Stadtbild von der Öffentlichkeit nicht akzeptiert würde.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass der Mehrkostenfaktor grundsätzlich sowohl für den Bau neuer Leitungen (auf neuen Trassen) als auch für den (z. B. alters- oder ausbaubedingt erforderlichen) Ersatz bestehender Freileitungen (Abbau der bestehenden Freileitungstrasse, Bau einer neuen Kabeltrasse) anwendbar sein soll; der Ersatz bestehender Kabel erfolgt dem hier zu Grunde liegenden Verständnis nach grundsätzlich als Kabel (s.o.).

Die *Verkabelungsleitlinie* der *Strategie Stromnetze* bezieht sich auf Trassen der Netzebene 3 und tiefer. Folglich sind die Netzebenen 3, 5 und 7 zu betrachten. Leitungen der Netzebene 1 (Übertragungsnetz) fallen demgegenüber ausdrücklich *nicht* in den Anwendungsbereich des Mehrkostenfaktors. Hier erfolgt eine Beurteilung anhand des o. g. Bewertungsschemas für Übertragungsleitungen.

Da der Kabelanteil in der Netzebene 7 allerdings bereits heute sehr hoch ist, soll der Schwerpunkt gemäß Vorabstimmung mit BFE auf den Netzebenen 5 und vor allem 3 liegen. Die Netzebene 7 wird nicht separat betrachtet.

Bahnstromleitungen stellen eine Besonderheit dar. Im Netz der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) sind weitergehende Verkabelungen derzeit aus technischer Sicht aufgrund der Resonanzproblematik nicht möglich, da zunächst grundlegende, sehr kosten- und zeitintensive Umstellungen im Gesamtsystem erforderlich wären. Folglich ist eine Anwendung des Mehrkostenfaktors in der Weise, wie sie für künftige Leitungsbauprojekte im Netz der öffentlichen Stromversorgung vorgesehen ist, auf absehbare Zeit für Leitungsbauprojekte im Bahnstromnetz nicht sinnvoll möglich. Somit soll der Verkabelungsgrundsatz und damit der Mehrkostenfaktor in Abstimmung mit dem BFE nicht auf Bahnstromleitungen angewandt werden, sondern ausschließlich für das 50 Hz Netz der öffentlichen Versorgung zur Anwendung gelangen. Dies wird auch durch die Leitlinie der Strategie Stromnetz stipuliert.

2.4 Drei Schritte, drei Perspektiven

Um eine Berechnungsmethode für die Festlegung des Mehrkostenfaktors zu erarbeiten, müssen drei verschiedene Perspektiven auf die Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen berücksichtigt werden.

- **Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors:** Aus Sicht der Gesamtheit aller Stromkunden steht die Frage im Vordergrund, welche Mehrkosten und damit Strompreiserhöhungen sich künftig aus dem verstärkten Einsatz von Kabeln ergeben werden. Diese Perspektive ist einzunehmen für die Erarbeitung der **Grundlagen für die Festlegung des Mehrkostenfaktors** und erfordert letztlich eine Abschätzung der *durchschnittlichen* Mehrkosten der Kabellösungen.
- **Anwendung des Mehrkostenfaktors zur Investitionsentscheidung:** Aus Sicht jedes einzelnen Leitungsbauprojekts steht die Entscheidung Kabel versus Freileitung im Vordergrund. Es ist also die Frage zu beantworten, ob die im konkreten Projekt tatsächlich auftretenden Mehrkosten ober- oder unterhalb des vorgängig, einheitlich festgelegten Mehrkostenfaktors liegen. Diese Perspektive ist einzunehmen bei der Erarbeitung einer einheitlichen Berechnungsmethodik als Grundlage für die **Anwendung des Mehrkostenfaktors zur Investitionsentscheidung** (Kabel vs. Freileitung) in jedem einzelnen Leitungsbauvorhaben. Die tatsächlichen Kostenunterschiede der beiden Varianten sollten auf Basis des Planungsstands bestimmt werden, der nach den Vorgaben des Plangenehmigungsverfahrens („Richtlinien gemäss Art. 2 und 4 der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA) für die Eingabe von Planvorlagen und deren Anforderungen sowie die Aussteckung“ des Eidgenössischen Strominspektorats) zu ermitteln ist; siehe auch Abschnitt 4.2.
- **Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des Mehrkostenfaktors:** Aus Sicht des für das konkrete Leitungsbauprojekt verantwortlichen Netzbetreibers ist zudem relevant, wie die tatsächlich auftretenden Kosten regulatorisch behandelt werden. Diese Perspektive ist einzunehmen bei der Erörterung der Frage, welche mit dem einzelnen Leitungsbauprojekt verbundenen **Kosten** bzw. Kostenbestandteile als grundsätzlich **regulatorisch relevant** anzusehen sind (unabhängig vom Vorhandensein und der Gestaltung einer Effizienzbewertung).

Die genannten drei Perspektiven werden bei der Darstellung der Ermittlungsgrundlagen und des Vorschlags für die Berechnungsmethode zum Mehrkostenfaktor aufgegriffen.

3 Internationale Praxis für Kostenberechnungsmethoden Kabel-Freileitung

3.1 Vorbemerkungen

Zur fundierten Erarbeitung der Berechnungsmethoden für einen Mehrkostenfaktor wurden zunächst bereits international zur Anwendung gelangende Vorgehensweisen eruiert. Dazu wurde eine weitgehende Auswertung der bestehenden Literatur in dem Themenfeld Kabel-Freileitung durchgeführt. Diese Auswertung bildet die Grundlage zu einer möglichen Ausgestaltung der für die Schweiz zugrunde zu legenden, einheitlichen Berechnungsmethoden der Mehrkosten. Dabei wurde das Augenmerk auf Arbeiten gelegt, die Ausführungen zu Berechnungsmethoden, Kostentreibern und Hinweise auf Kostenunterschiede zwischen Kabel- und Freileitungsvarianten geben.

Wichtig im Hinblick auf einen umfassenden Vergleich ist es, dabei nicht nur die offensichtlichen längenbezogenen Kostenunterschiede zu betrachten, die sich meist vglw. einfach anhand eines Vergleichs der unmittelbar aus der Trassenführung hervorgehenden Treiber für die Errichtungs- und Betriebskosten beziffern lassen, sondern vielmehr auch mittelbare Kostenunterschiede zu erörtern, die sich aus systemischen Anforderungen (im Folgenden *systembedingte Mehrkosten* genannt) ergeben.

Zunächst wurde hierzu recherchiert, welche Arbeiten neben eigenen Erfahrungen von Consentec in den hier relevanten Themenbereichen existieren. In Abstimmung mit dem BFE und der Begleitgruppe wurden letztlich folgende Arbeiten näher analysiert [2-13].

- Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen; TU Ilmenau für Swissgrid
- Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald; Leibniz Universität Hannover
- Gutachten zum Wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald; Leibniz Universität Hannover
- Technisch-wirtschaftliche Auswirkungen einer vollständigen Verkabelung ländlicher 110-kV-Netze, Ohrem; RWTH Aachen

- 110-kV-Kabel/Freileitung: techn. Gegenüberstellung; Fickert; TU Graz für OÖ-Landesregierung
- Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der EE-Einspeisung; Studie für BMU bearbeitet von IZES, BET und PowerEngS
- Ermittlung und Bewertung kostenrelevanter Struktureinflüsse, Wolfram, RWTH Aachen
- 110-kV-Netzausbauplanung, Freileitung oder Kabel; Haubrich; RWTH Aachen
- Netzverstärkung zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Brakelmann; Uni Duisburg-Essen
- Störungs-/Schadens- und Verfügbarkeitsstatistiken des VDN
- Underground Cables as an Alternative to Overhead Lines; NVE, Norway
- Overall cost comparison between cable and overhead lines including the costs for repair after random failures, Benato, Napolitano, University of Padova

3.2 Ergebnisse der Recherche

Nachfolgend sind die wesentlichen Erkenntnisse, die aus den oben genannten Arbeiten mit Blick auf die Festlegung eines Mehrkostenfaktors für die Netzebenen 3 und 5 gewonnen wurden, zusammengefasst. Im Anhang A finden sich einige technische Erklärungen zu Kabeln und Freileitungen, die für das Verständnis der folgenden Ausführungen hilfreich sein können. Eine detaillierte Auflistung der aus den einzelnen Arbeiten entnommenen Informationen ist im Anhang B zusammengestellt.

Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen; TU Ilmenau für Swissgrid

Diese Studie ist auf die Netzebene 1 fokussiert. Die Angaben für die Netzebene 3 (110-kV-Ebene) stützen sich nur auf wenige Studien und haben deshalb für diese Netzebene eine relativ geringen Aussagekraft. Die Verlustunterschiede zwischen Kabeln und Freileitungen werden detailliert, jedoch lediglich auf Netzebene 1, betrachtet. Deshalb sind die Erkenntnisse nur teilweise übertragbar.

Desweiteren finden sich in der Studie eine Reihe von Kostenangaben sowohl zu Investitions- als auch zu Betriebskosten von Kabeln und Freileitungen. Gemäß diesen Angaben liegen die

Investitionskosten von Kabeln in der 110-kV-Ebene bei dem 2-4-fachen derjenigen von Freileitungen. Demgegenüber liegen die Betriebskosten von Freileitungen bei dem 2,5-4-fachen derjenigen von Kabeln.

Systembedingte Mehrkosten, die sich bei einer zunehmenden Verkabelung ergeben können, wurden nicht näher betrachtet. Folglich sind keine Aussagen zu Gesamtkosten, die sich bei einer umfangreichen Verkabelung ergeben, ableitbar.

Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald; Leibniz Universität Hannover

In diesem Gutachten wurden vorrangig technische Aspekte von 110-kV-Leitungen betrachtet. Wesentlich mit Blick auf die Festlegung des Mehrkostenfaktors sind vor allem Aussagen zu Blindleistungsbedarf, Verlusten, Nichtverfügbarkeiten, Nutzungsdauern und Sternpunktbehandlung:

- Kabel haben aufgrund Ihrer Bauart im Vergleich zu Freileitungen eine höhere elektrische Kapazität. Eine solche Kapazität führt dazu, dass Kabel einen hohen Bedarf an sogenannter Blindleistung haben. Blindleistung kann entweder aus Kraftwerken oder durch die Installation von zusätzlichen Kompensationsmaßnahmen (Blindleistungskompensationsspulen) gedeckt werden.
- Kabel weisen bei den in diesem Gutachten betrachteten Leitungstypen nur etwa 30% der Verluste einer Freileitung auf. Dies liegt daran, dass Kabel größer dimensioniert werden müssen, also einen größeren Leiterquerschnitt aufweisen, als Freileitungen, wenn sie die gleiche Leistung transportieren sollen. Grund hierfür ist die bauartbedingt schlechtere Wärmeabfuhr von Kabeln. Ein größerer Leiterquerschnitt bedeutet einen geringeren Widerstand, der wiederum zu niedrigeren Verlusten führt. Zudem wird für Kabel häufig Kupfer als Leitermaterial in Kabeln verwendet, welches einen geringeren spezifischen Widerstand als Aluminium (Freileitungen) aufweist.
- Für die sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist es erforderlich, dass das Stromnetz eine hohe Verfügbarkeit aufweist, da es ansonsten zu Stromausfällen kommt. Hinsichtlich der Verfügbarkeit unterscheiden sich Kabel und Freileitungen erheblich voneinander. Kabel sind im Gegensatz zu Freileitungen vor vielen externen Einflüssen (Gewitter, Bewuchs) geschützt, so dass die Wahrscheinlichkeit (Unterbrechungshäufigkeit) für einen

Kabelfehler deutlich unter der eines Freileitungsfehlers liegt. Auf der anderen Seite weisen Kabel deutlich höhere Unterbrechungsdauern als Freileitungen auf, wenn ein Fehler auftritt, weil Reparaturarbeiten für Kabel im Vergleich zu Freileitungen sehr zeitaufwändig sind (mehrere Tage bis Wochen). Der große zeitliche Unterschied für Reparaturarbeiten ergibt sich durch die aufwändigen Tiefbaumaßnahmen bei Kabelreparaturen. Als quantitative Kenngröße für die Netzzuverlässigkeit wird in der Praxis die Nichtverfügbarkeit ausgewiesen. Diese Kenngröße ist das Produkt aus Unterbrechungshäufigkeit und –dauer. Vergleicht man die Nichtverfügbarkeitskennwerte von Kabeln mit denen von Freileitungen, so können sich um mehr als 20fach höhere Nichtverfügbarkeiten bei Kabeln einstellen. Freileitungen weisen hohe Nutzungsdauern von 80 Jahren (und mehr) auf. Zur Lebensdauer von Kabeln liegen wenig belastbare Informationen vor. Im Rahmen dieses Gutachtens von Hofman et. al. wird von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen.

Gutachten zum Wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald, Leibniz Universität Hannover

In diesem Gutachten wurden ergänzend zu dem zuvor genannten Gutachten vorrangig wirtschaftliche Aspekte betrachtet von 110-kV-Leitungen. Wesentlich mit Blick auf die Festlegung des Mehrkostenfaktors sind hier vor allem folgenden Aussagen:

- Investitionskosten von Kabeln werden hier mit 650-750 t€/km und von Freileitungen mit 300 t€/km angegeben.
- Investitionskosten von Blindleistungskompensationsspulen werden mit 15 t€/MVar angegeben.
- Investitionskosten von Übergangsanlagen (bei Teilverkabelungen) werden mit 600 t€ (pro Stück) angegeben.
- Verlustkosten haben einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Mehrkosten einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsvariante (2,5Tsd. CHF/km/a für Kabel gegenüber 5,5 Tsd CHF/km/a bei Kabeln)
- Bei den Verlusten und damit den Verlustkosten werden nur stromabhängige Verluste betrachtet; spannungsabhängige Verluste sind demgegenüber untergeordnet.

Technisch-wirtschaftliche Auswirkungen einer vollständigen Verkabelung ländlicher 110-kV-Netze; Ohrem, RWTH Aachen

Diese Arbeit behandelt sowohl technische als auch wirtschaftliche Unterschiede zwischen Kabeln und Freileitungen und ist ebenfalls auf Leitungen der 110-V-Ebene fokussiert. Wesentliche Aussagen sind hier:

- Die Investitionskosten von Leitungen werden in hohem Maße von den Umgebungsbedingungen und hier speziell den Bodenbeschaffenheiten beeinflusst. Unterschieden werden hier folgende Nutzungsarten: Freiflächen, Verkehrsflächen, landwirtschaftliche Flächen, versiegelte Flächen. Bei der Bodenbeschaffenheit wird eine Bandbreite betrachtet zwischen fließenden Böden und schwer lösbarem Fels.
- Der für die Höhe der Verluste relevante elektrische Widerstand von Kabeln beträgt nur etwa $\frac{1}{3}$ bis $\frac{1}{2}$ des Widerstands von Freileitungen. Demgegenüber ist die Kapazität und damit die Ladeleistung von Kabeln um das 25-fache höher als die von Freileitungen. Dies hat zur Folge, dass Kabel einen entsprechend höheren Blindleistungsbedarf aufweisen als Freileitungen.
- In Netzen mit hohem Kabelanteil ist eine niederohmige Sternpunktterdung erforderlich.
- Die Reparaturdauer von Kabeln ist um den Faktor 30 höher als die von Freileitungen. Eine höhere Redundanz bei Kabelnetzen ist aus Sicht der Nichtverfügbarkeit allerdings nicht begründbar.
- Die Nutzungsdauer von Kabeln beträgt ca. 40 Jahre und die von Freileitungen ca. 80 Jahre.
- Die Instandhaltungskosten von Kabeln sind erheblich niedriger als die von Freileitungen.
- Bei der Berechnung der Verlustkosten reicht es aus, die stromabhängigen Verluste zu betrachten; spannungsabhängige Verluste sind demgegenüber bedeutungslos.

110-kV-Kabel/Freileitung: techn. Gegenüberstellung; Fickert, TU Graz für Oberösterreichische (OÖ)-Landesregierung

- Durch die deutlich geringere Leitungsimpedanz ziehen Kabel-Doppelleitungen durch die veränderte Lastflusssituation höhere Ströme an. Dies macht neben einer detaillierten Lastflussanalyse des betrachteten Netzbereichs, den Einsatz von Kabeln mit höherer Stromtragfähigkeit als die von Freileitungen erforderlich. Dies gilt natürlich nur beim Ersatz einzel-

ner Freileitungen durch Kabel. Im Vergleich eines Netzes, das vollständig aus Kabeln besteht, mit einem, das vollständig aus Freileitungen besteht, ergibt sich natürlich praktisch die gleiche Stromverteilung und damit die gleiche Anforderung an die Stromtragfähigkeit von Kabeln wie von Freileitungen.

- Dieses Werk gibt darüber hinaus eine technische Übersicht über wesentliche Unterschiede zwischen Kabel- und Freileitungsausführungen und bietet sich damit als Referenz für ein tieferes technisches Verständnis dieser Technologien an. Mit Blick auf den Mehrkostenfaktor geht dieses Werk jedoch zu weit ins technische Detail und bietet andererseits keine konkreten Ansätze für einen Kostenvergleich. Es ist deshalb nur bedingt in diesem Rahmen verwendbar.

Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der EE-Einspeisung; Studie für BMU bearbeitet von IZES, BET und PowerEngS

Diese Studie fokussiert auf Leitungen der 380-kV-Höchstspannungsebene und ist somit nur bedingt übertragbar auf die für die Festlegung des Mehrkostenfaktors relevanten Netzebenen 3 und 5.

Im Hinblick auf einen Kostenvergleich von Kabeln und Freileitungen findet sich hierfolgende Aussagen:

- Zulassungsverfahren von Kabeln aufgrund der höheren Akzeptanz kürzer sind, als die von Freileitungen. Dies kann in Netzen, in denen der Bau einer neuen Leitung bereits so drängend ist, dass Engpässen auftreten und somit kostenintensive Maßnahmen zum Engpassmanagement erforderlich sind, zu einem Kostenvorteil einer Kabellösung werden.
- In der Studie wird exemplarisch ein Betrag von 480 Mio € bei einer Verzögerung von einem Jahr bei Freileitung vs. Verkabelung im Höchstspannungsnetz errechnet.

Ermittlung und Bewertung kostenrelevanter Struktureinflüsse; Wolfram, RWTH Aachen und 110-kV-Netzausbauplanung, Freileitung oder Kabel; Haubrich, RWTH Aachen

Wichtige Einflussfaktoren für einen technischen und wirtschaftlichen Vergleich zwischen einer Kabel- bzw. Freileitungsvariante werden in vorherigen Quellen detaillierter behandelt.

Weitere Erkenntnisse ergeben sich aus diesen Arbeiten nicht. Zudem wird die Relevanz dieser Quellen wegen der geringen Aktualität der genannten Zahlenwerte (die Quellen der jeweils verwendeten Kostenansätze sind tlw. mehr als 10 Jahre alt) als gering angesehen.

Netzverstärkung zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Brakelmann, Uni Duisburg-Essen

Diese Studie fokussiert auf Leitungen der Höchstspannungsebene (Netzebene 1). Wesentliche Aussagen sind hier:

- Investitionskosten werden für Freileitungen mit 300 t€/km (Doppelsystem, das heißt auf einer Trasse befinden sich zwei Stromkreise) und für Kabel mit 685 t€/km angegeben.
- Wartungskosten werden für Freileitungen angegeben mit 2000 €/km und für Kabel mit 500 €/km.
- Kabel weisen im Vergleich zu Freileitungen deutlich höhere Ausfallzeiten, allerdings geringere Ausfallhäufigkeiten auf.

Störungs-/Schadens- und Verfügbarkeitsstatistiken des VDN

Diese Statistiken werden im Rahmen der Diskussionen über den Umgang mit Zuverlässigkeitsunterschieden zwischen Kabeln und Freileitungen aufgegriffen (Abschnitt 4.4.2.).

Underground Cables as an Alternative to Overhead Lines; NVE, Norway

Bei dieser Quelle handelt es sich um eine bereits ältere Veröffentlichung. Dieses Papier gibt grundsätzliche Tendenzen, wie die Abhängigkeit der Investitionskosten eines Kabels von den Bodenbedingungen wieder. Details werden hierin allerdings nicht beschreiben, so dass keine weiteren Erkenntnisse mit Blick auf die Festlegung des Mehrkostenfaktors gewonnen werden können.

Overall cost comparison between cable and overhead lines including the costs for repair after random failures, Benato, Napolitano, University of Padova

Bei dieser auf Leitungen der 380-kV-Höchstspannungsebene fokussierten Quelle handelt es sich um eine Cigré Veröffentlichung. Dieses Papier macht deutlich, dass bei der Betrachtung

der Gesamtkosten über einen Zeitraum von 40 Jahren der Mehrkostenfaktor einer Kabel- gegenüber einer Freileitungslösung deutlich geringer ist, als bei einem reinen Vergleich der Investitionskosten. Der Mehrkostenfaktor liegt hier, bei einem 380kV System, bei etwa 2.

Zusammenfassung

Die bei der Analyse der verschiedenen Arbeiten gewonnen Erkenntnisse zu technischen Unterschieden, wesentlichen Kostentreibern, etc. sind in den Vorschlag für die Ermittlungsgrundlagen und Berechnungsmethode zum Mehrkostenfaktor eingeflossen (siehe Kapitel 4).

Die Größenordnung der in den verschiedenen Quellen genannten Angaben zu Kostenansätzen wie auch zu Nutzungsdauern von Kabeln und Freileitungen stimmen überwiegend gut überein mit der Bandbreite der Kostenansätze, die im Rahmen der vorliegenden Studie verwendet und zuvor mit der Begleitgruppe abgestimmt wurden.

4 Ermittlungsgrundlagen und Berechnungsmethode zum Mehrkostenfaktor

4.1 Vorbemerkungen

Zu einer sinnvollen Ausgestaltung der Berechnungsgrundlage für einen Kostenvergleich muss zunächst erörtert werden, welche Elemente und Daten für einen umfassenden Kostenvergleich berücksichtigt werden müssen und wie diese in einer praktikabel anwendbaren Berechnungsmethode zusammengeführt werden können. Dabei wird die Behandlung der verschiedenen Kostenelemente und Kostentreiber differenziert nach den drei in Abschnitt 2.4 eingeführten Schritten/Perspektiven diskutiert:

- Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors
- Anwendung des Mehrkostenfaktors zur Investitionsentscheidung
- Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des Mehrkostenfaktors

Im Hinblick auf die spätere Umsetzung und Anwendung des Mehrkostenfaktors soll die Studie gegebenenfalls auch Empfehlungen für mögliche, praxistaugliche Vereinfachungen für die zu bestimmenden Kostenelemente abgeben. Bei der Diskussion der zu berücksichtigenden Elemente ist deshalb insbesondere zwischen einer Berücksichtigung im Rahmen der Erstellung der Grundlage für die letztlich politische Festlegung des Mehrkostenfaktors und einer Berücksichtigung bei der Anwendung auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben zu unterscheiden. Näheres hierzu findet sich im Zusammenhang mit der Diskussion der einzelnen Kostenelemente in den nachfolgenden Abschnitten.

Für die Erarbeitung eines möglichst sachgerechten, aber eben auch möglichst praktikablen und einfach anwendbaren Ansatzes ist es somit unabdingbar, Vereinfachungen vorzunehmen. Eine Herausforderung besteht also darin, herauszuarbeiten, welche Treiber so wesentlich sind, dass sie differenziert berücksichtigt werden sollten, und welche in vereinfachter Weise z. B. als gewichteter Durchschnitt betrachtet werden können.

4.2 Berechnungsmethodik

Es wird vorgeschlagen, sämtliche Kostenbewertungen grundsätzlich anhand einer Realkostenbetrachtung (also bereinigt um die Inflationswirkung) vorzunehmen. Es wird davon ausge-

gangen, dass die Kostenrelation von Kabel- und Freileitungsausführungen sich künftig nicht wesentlich von der auf Basis heutiger Preise und Zinsen bestimmten Relation unterscheidet. Deshalb soll generell sowohl bei der Festlegung als auch bei der Anwendung des Mehrkostenfaktors darauf verzichtet werden künftige Preis- und Zinsentwicklungen abschätzen zu müssen.

Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors

Hier ist es wichtig, die Wirkung einer zunehmenden Verkabelung auf die Netzkosten der gesamten Schweiz und damit letztlich auf die Netznutzungsentgelte und den Strompreis abzuschätzen. Wie aus Bild 4.1 ersichtlich ist, machen die Netznutzungsentgelte nur knapp 50% des Strompreises aus. Da die Netznutzungsentgelte (und damit der hierauf entfallende Teil der Strompreise) üblicherweise auf Basis annuitätischer Kosten bestimmt werden, sollte für diesen Schritt auch in der Studie die Methode der Annuitäts-Berechnung verwendet werden. Somit kann abgeschätzt werden, um wie viel die jährlichen Netzkosten für Verbraucher (CHF/a) und damit die Netznutzungsentgelte (Rp/kWh) in Abhängigkeit von der Höhe des Mehrkostenfaktors zunehmen. Kalkulationsdauer und -zinssatz sollten den regulatorisch anerkannten bzw. vom Regulator festgesetzten Werten entsprechen.

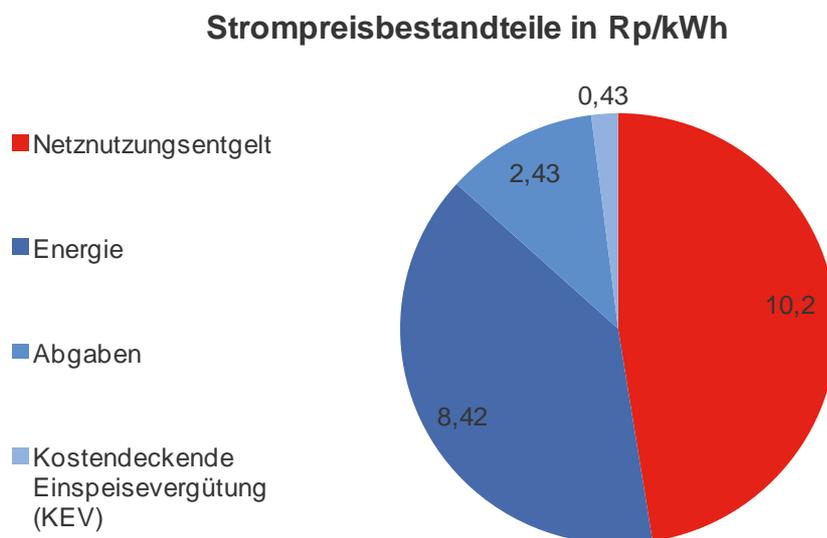


Bild 4.1 Aufteilung des durchschnittlichen Strompreises eines Haushaltskunden (2011)

Grundlage für Anwendung des Mehrkostenfaktors zur Investitionsentscheidung

Der Mehrkostenfaktor soll dazu führen, dass diejenigen Projekte als Kabel realisiert werden, deren tatsächliche Kosten unterhalb einer als akzeptabel angesehenen Schwelle (eben dem Mehrkostenfaktor) liegen. Folglich sollten für die in einem konkreten Leitungsbauvorhaben zu treffende Entscheidung Kabel versus Freileitung die tatsächlichen Kostenunterschiede verglichen werden. Dabei sind die gesamten Lebensdauerkosten, also neben den Investitionskosten zum Errichtungszeitpunkt auch die laufenden Betriebskosten sowie die je nach Variante aufgrund unterschiedlicher Nutzungsdauern zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden Ersatz-/Erneuerungskosten, zu betrachten¹. Der Betrachtungszeitraum sollte hier die gesamte Lebensdauer umfassen, also so lang gewählt werden, dass die längste technische Nutzungsdauer abgedeckt ist, um sicherstellen zu können, dass auch etwaige (Teil-)Ersatzinvestitionen, die bei einer der beiden Varianten (Kabel oder Freileitung) im Verlauf der Lebensdauer anfallen, berücksichtigt werden. Ein solcher Kostenvergleich sollte folglich unter Verwendung der Barwert-/Kapitalwertmethode erfolgen. Der hierbei verwendete Kalkulationszinssatz sollte dem regulatorisch anerkannten bzw. vom Regulator festgesetzten entsprechen.

Die tatsächlichen Kosten(unterschiede) der beiden Varianten sollten auf Basis des Planungsstands erfolgen, der nach den Vorgaben des Plangenehmigungsverfahrens („Richtlinien gemäss Art. 2 und 4 der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA) für die Eingabe von Planvorlagen und deren Anforderungen sowie die Aussteckung“ des Eidgenössischen Strominspektors) zu ermitteln ist. Insbesondere sind hier die auch im Plangenehmigungsverfahren erforderlichen Informationen über vorgesehene Betriebsmittelmengen und Betriebsmitteldimensionierungen sowie geplante Trassenverläufe relevant.

Regulatorisch relevante Kostenwirkung im Einzelfall

Aus Sicht des für ein konkretes Leitungsbauvorhaben verantwortlichen Netzbetreibers ist festzulegen, wie die tatsächlich auftretenden Kosten regulatorisch behandelt werden. Für die Kostenanrechenbarkeit durch den Regulator, also letztlich die Refinanzierung der Leitungs-

¹ Diese Vorgehensweise entspricht im Grundsatz auch den Vorgehensweisen im Pfeiler zur Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit von Leitungsprojekten des Bewertungsschemas für Übertragungsleitungen.

bauprojekte, sollten grundsätzlich die tatsächlich im Einzelfall anfallenden Kosten² berücksichtigt werden. In der vorliegenden Studie werden allerdings keine regulatorischen Betrachtungen angestellt, da dies weder für die Bestimmung des Mehrkostenfaktors noch für die Methodik zur Anwendung des Faktors relevant ist.

Diese Überlegungen sind in nachfolgender Tabelle noch einmal zusammengefasst.

Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors	Anwendung des Mehrkostenfaktors zur Investitionsentscheidung	Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des Mehrkostenfaktors
Annuitäts-Berechnung	Kapital-/Barwert-Berechnung	Berechnungsmethodik gemäß jeweils aktuellem Regulierungsregime
Kalkulationsdauer = regulatorisch relevante Abschreibungsdauer	Kalkulationsdauer = gesamte Lebensdauer, also lang wie längste technische Nutzungsdauer	Kalkulationsdauer = regulatorisch relevante Abschreibungsdauer
Zinssatz = regulatorisch anerkannter (Real-)Zinssatz	Zinssatz = regulatorisch anerkannter (Real-)Zinssatz	Zinssatz = regulatorisch anerkannter (Real-)Zinssatz

Tabelle 4.1 Kalkulationsmethodik und -grundlagen

4.3 Unterscheidung direkter und indirekter, systembedingter Mehrkosten

Bei den Kosten ist zu unterscheiden nach den direkt auf die relevante Trasse oder den relevanten Leitungsabschnitt bezogenen Kosten und den indirekten, systembedingten Kosten, also denjenigen Kosten, die an anderer Stelle im System anfallen:

- Direkte Kostenunterschiede: Dies umfasst die auf den jeweiligen Leitungszug bezogenen Unterschiede der Investitions- und Betriebskosten. Hier sind gegebenenfalls vorhandene Unterschiede in der erwarteten Nutzungsdauer zu berücksichtigen, sowie gegebenenfalls Umbau-/Abrisskosten (nicht amortisierbare Kosten).

² Effiziente Leistungserbringung vorausgesetzt

- Indirekte, systembedingte Kostenunterschiede: Dies umfasst die Investitions- und Betriebskosten für Maßnahmen im Gesamtsystem, die mittelbar mit einer Verkabelung verbunden sein können, um systemtechnischen Erfordernissen (z. B. Umstellung Sternpunktbehandlung) zu begegnen.

Wie die direkten und die indirekten systembedingten Kosten bei der Festlegung und Anwendung des Mehrkostenfaktors berücksichtigt werden sollen, ist in Bild 4.2 dargestellt.

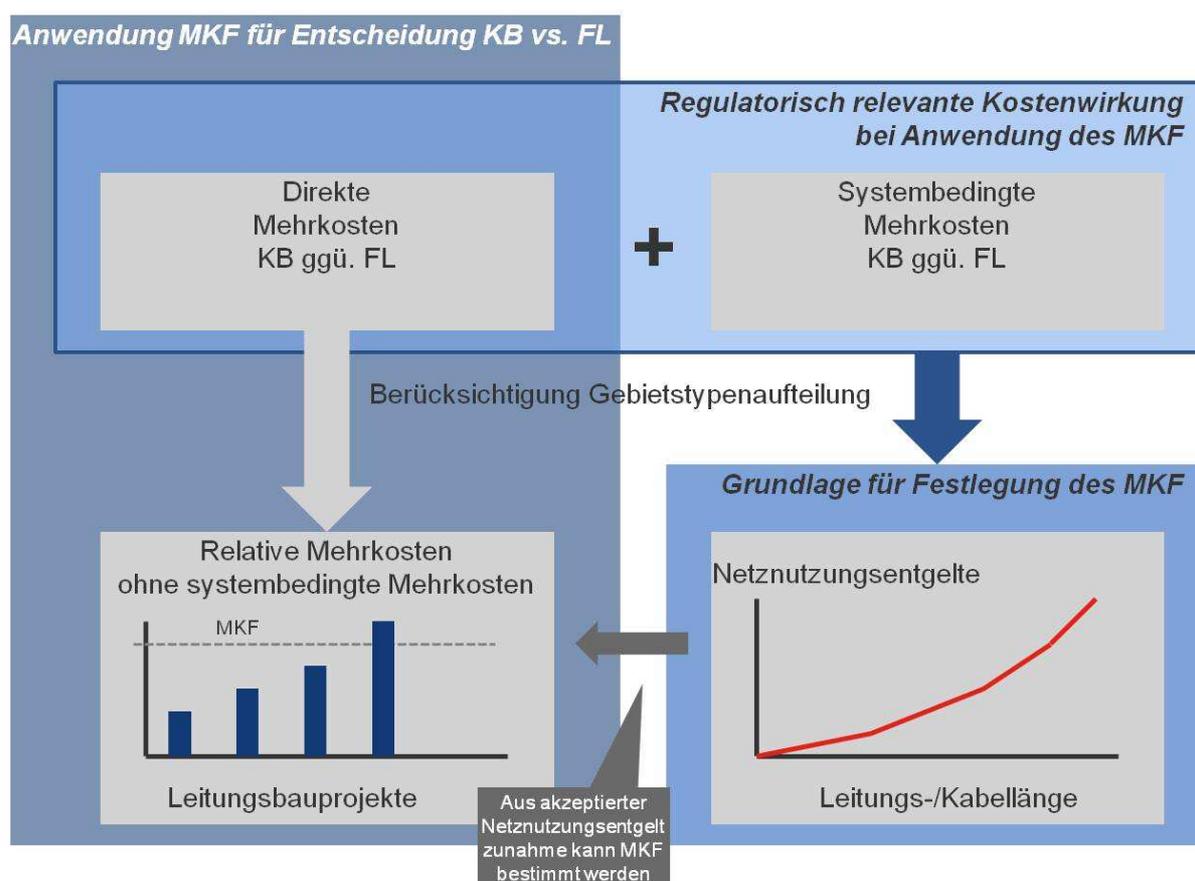


Bild 4.2 Umgang mit direkten und indirekten/systembedingten Mehrkosten (MKF = Mehrkostenfaktor)

Im Sinne der linken Seite des Bildes 4.2 werden nur die direkten Kosten eines konkreten Projekts mit dem vorher festgelegten Mehrkostenfaktor verglichen. Dieser Vergleich entscheidet über die automatische Anrechenbarkeit der direkten Kosten der Kabellösung eines Einzelprojektes. Die indirekten systembedingten Mehrkosten, die aufgrund der notwendig werdenden technischen Maßnahmen anfallen, können nicht ohne Weiteres in voller Höhe dem konkreten Projekt zugeordnet werden, da sie einerseits nur einmal und nur in einem bestimmten Systemzustand, der durch die vermehrte Verkabelung beeinflusst ist, auftreten. Anderer-

seits entfalten diese technischen Maßnahmen einen systemweiten Nutzen. Daher werden indirekten, systembedingten Kosten bei der Entscheidung Kabel-Freileitung auf Basis des Mehrkostenfaktors im konkreten Einzelprojekte zunächst nicht in diesen direkten Vergleich mit einbezogen. Zu den indirekten, systembedingten Mehrkosten gehören Kosten, die durch Einrichtungen zur Blindleistungskompensation, Maßnahmen zur Umstellung der Sternpunktbehandlung und Maßnahmen zur Zuverlässigkeitserhöhung anfallen. Nähere Ausführungen zu den systembedingten Mehrkosten der notwendig werdenden technischen Maßnahmen finden sich in Abschnitt 4.4.2 und im Anhang A. Bei den indirekten, systembedingten Kosten handelt es sich überwiegend um sprungförmig auftretende Kosten. So ist zum Beispiel eine Umstellung der Sternpunktbehandlung erforderlich, wenn ein bestimmter Verkabelungsgrad erreicht ist. Sie erfolgt dann in vollem Umfang, d. h. im gesamten, betroffenen Netz; der Umfang ist allerdings schwierig verallgemeinerbar und der Zeitpunkt an dem diese Kosten auftreten schwierig vorhersehbar. Bei den Berechnungen werden darum die systembedingten Mehrkosten umgelegt auf die gesamte Leitungslänge. Deshalb sind in obiger schematischer Darstellung (unten rechts) auch keine Sprünge eingezeichnet.

Würden die systembedingten Mehrkosten, die von einem konkreten Projekt ausgelöst werden, in voller Höhe auch dem auslösenden Kabelprojekt zugeordnet werden, so hätte dies zur Folge, dass die Mehrkosten von Kabeln in solchen Fällen oft und teilweise weit über dem zulässigen Mehrkostenfaktor lägen. Das könnte dazu führen, dass ab einem gewissen Verkabelungsgrad und dem daraus resultierenden Systemzustand jegliche weitere Verkabelung verhindert würde.

Die Behandlung der indirekten, systembedingten Mehrkosten ist bei den Überlegungen zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors anders (rechter Teil des Bildes 4.2). Die wesentliche Grundlage zur Festlegung des Mehrkostenfaktors ist eine Abschätzung der Auswirkung einer weitergehenden Verkabelung auf die Netznutzungsentgelte und damit auf die Strompreise. Bei der Ermittlung dieser Auswirkungen sind die systembedingten Mehrkosten im Durchschnitt sehr wohl zu berücksichtigen, da sie sich im Endeffekt auch in den Netznutzungsentgelten widerspiegeln. Die indirekten, systembedingten Mehrkosten werden also im Durchschnitt hier auf die Kosten der entsprechenden Leitungslösung eingerechnet. Daraus ergibt sich eine ganzheitliche Betrachtung aller Kosten und ihrer Wirkung auf die Netznutzungsentgelte. Dementsprechend kann aus einer als akzeptabel erachteten Erhöhung der Netznutzungsentgelte zur Stipulierung einer Beschleunigung des Netzum- und ausbaus auf die ent-

sprechend festzulegende Höhe des Mehrkostenfaktors geschlossen werden. Bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors aufgrund einer akzeptierten Netznutzungsentgelterhöhung wird, wie Bild 4.2 im unteren Teil durch den dunkelgrauen Pfeil veranschaulicht, der Anteil der systembedingten Mehrkosten aber wieder heraus gerechnet. Damit wird eine Vergleichbarkeit der direkten Kosten im Einzelfall mit dem festgelegten Mehrkostenfaktor erreicht, der allerdings die Gesamtsystemkostenwirkungen der technischen Lösungen reflektiert. Näheres hierzu findet sich auch in Abschnitt 5.4.

Unter der Voraussetzung, dass vorgängig nur die direkten Kosten eines Projektes mit dem festgelegten Mehrkostenfaktor verglichen werden, wie in Bild 4.2 links dargestellt, und die Kosten unter dieser Schwelle liegen, sollten die bei der Umsetzung eines konkreten Projektes unter Umständen auftretenden systembedingten Mehrkosten im Rahmen der Kostenanerkennung durch die ElCom allerdings sehr wohl in voller Höhe und zu dem Zeitpunkt, zu dem sie anfallen, als anrechenbare Kosten gelten (oberer Teil der Bild 4.2). Dies folgt aus folgender Argumentation. Die indirekten Kosten wurden ja vorgängig und in einer Durchschnittsbetrachtung als annehmbar erachtet, da eine gewisse Zunahme der Netznutzungsentgelte akzeptiert wurde.

Im Hinblick auf die Mehrkosten und somit letztlich die Höhe der Netznutzungsentgeltzunahme ist zu betonen, dass die in dieser Studie vorgenommenen Betrachtungen die Kostenwirkung im Durchschnitt bestmöglich abschätzen. In Realität kann sich die Kostensituation von der hier angenommenen unterscheiden. Die Wirkung der systembedingten Mehrkosten oder der Einzelfallabwägungen, die auch den Nutzen konkreter Projekte betrachten und außerhalb der Mehrkostenfaktortheematik liegen, können dafür sorgen, dass die tatsächlich auftretenden von den hier abgeschätzten Mehrkosten differieren. Damit können sich auch die Netznutzungsentgelte anders entwickeln als in vorliegender Studie dargestellt.

4.4 Investitionskosten

4.4.1 Direkte Investitionskosten auf Leitungsabschnitt bezogen

In Tabelle 4.2 ist aufgeführt, welche der direkt auf den relevanten Leitungsabschnitt bezogenen **Kostenbestandteile** differenziert betrachtet werden sollten. Erläuterungen zu jedem einzelnen Eintrag finden sich im Anschluss an die Tabelle differenziert nach den genannten drei Perspektiven/Schritten:

- Grundlage für Festlegung des Faktors
- Grundlage für Anwendung des Mehrkostenfaktors (MKF) zur Investitionsentscheidung
- regulatorisch relevante Kostenwirkung im Einzelfall

Investitionskosten-Bestandteil	Grundlage für Festlegung des MKF	Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung	Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des MKF
Grunderwerb, Wegerecht, Ausgleichs- und gegebenenfalls Ersatzmaßnahmen	Durchschnittskosten	Ist-/Plankosten	Istkosten
Planung, Projektmanagement	Durchschnittskosten	Ist-/Plankosten	Istkosten
Leitermaterial inklusive Montage FL: Leiterseile, Isolatoren, etc. KB: Kabel, Muffen	Durchschnittskosten für die in Tabelle 4.3 genannten Typen, Querschnitte, Nennspannungen	Ist-/Plankosten	Istkosten
Bau / „Leiterverlegung“ inklusive Montage und Trassenvorbereitung: FL: Masten und Fundamente KB: Kabelrohrblock, d.h. Tiefbau, Rohre, Beton	Durchschnittskosten differenziert nach den in Tabelle 4.3 genannten Geländebeschaffenheiten / Bodentypen	Ist-/Plankosten	Istkosten
Abriss-/Rückbau von Bestandsleitungen	Durchschnittskosten	Ist-/Plankosten	Istkosten

Tabelle 4.2 Investitionskostenbestandteile – direkt auf relevanten Leitungsabschnitt bezogen

Grundlage für Festlegung: Wie bereits in Abschnitt 2.4 ausgeführt, steht bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors die Sicht aller Stromkunden im Vordergrund. Folglich ist hierfür eine Abschätzung der durchschnittlichen Mehrkosten, die sich bei einer zunehmenden Verkabelung ergeben, vorzunehmen. Die geschieht in praktikabler Form, also auf Basis von Erfah-

rungswerten in geeigneter Differenzierung, wobei auch Aspekte der Datenverfügbarkeit beachtet werden.

Im Einzelnen wird unter Berücksichtigung der Diskussionen, die im Laufe des Projekts mit dem BFE und den Mitgliedern der Begleitgruppe geführt wurden, vorgeschlagen, für die Grundlage zur Festlegung des Mehrkostenfaktors folgende **direkte Investitionskostenbestandteile** zu berücksichtigen:

- Grunderwerb/Rechtserwerb, Wegerecht, Ausgleichsmaßnahmen und gegebenenfalls Ersatzmaßnahmen aufgrund von Naturschutzbelangen: Diese Kosten sollten als (längenbezogene) Durchschnittskosten auf Basis von Erfahrungswerten aus vergangenen Leitungsbauprojekten berücksichtigt werden.
- Planung / Projektmanagement: Diese Kosten sollten ebenfalls als (längenbezogene) Durchschnittskosten auf Basis von Erfahrungswerten berücksichtigt werden.
- Leitermaterial inklusive Montage, d. h.
 - bei Freileitungen: Kosten für Leiterseile, Isolatoren, etc.
 - bei Kabeln: Kosten für Kabel, Muffen, etc.

Diese Kosten sollten ebenfalls als Durchschnittskosten unter Berücksichtigung der weiter unten genannten Ausführungen zu Typen, Querschnitten und Nennspannungen berücksichtigt werden.

- Bau / „Leiterverlegung“ inklusive Montage und Trassenvorbereitung, d. h.
 - bei Freileitungen: Kosten für Masten und Fundamente
 - bei Kabeln: Kosten für den Kabelrohrblock (Tiefbau, Rohre, Beton)sowie generell die Kosten für Baustelleneinrichtung, Trassenvorbereitung (gegebenenfalls Freischneiden, gegebenenfalls Anlegen einer Baupiste). Diese Kosten sollten differenziert nach den in Tabelle 4.3 genannten Geländebeschaffenheiten / Bodentypen berücksichtigt werden.
- Abriss/Anpassung/Umbau im Bestand: Kosten für etwaige, direkt leitungsbezogene (Ausführungen zur Behandlung systembezogener Kosten folgen weiter unten) Maßnahmen wie z. B. Abriss/Rückbau bestehender Masten, die zum Errichtungszeitpunkt erforderlich werden, sollten berücksichtigt werden, und zwar als Durchschnittskosten auf Basis von Erfah-

rungswerten. Die am Ende der erwarteten Lebensdauer anfallenden Kosten für Abriss, Rückbau oder Entsorgung sollten nur dann berücksichtigt werden, wenn Kabel und Freileitungen deutlich unterschiedliche Nutzungsdauern aufweisen, also z. B. wenn eine Freileitung während der Lebensdauer eines Kabels bereits einmal komplett zu erneuern wäre. Im Grundsatz sollten Abrisskosten nicht berücksichtigt werden; vielmehr sind diese dann zu berücksichtigen, wenn am Ende der Lebensdauer erneut die Entscheidung Kabel versus Freileitung ansteht.

Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung: Hier sollten grundsätzlich die Ist- oder (da die Istkosten zum Planungszeitpunkt vielfach nur näherungsweise angegeben werden können) die Plankosten aller in obiger Tabelle genannten Bestandteile und damit natürlich auch der im Einzelfall relevanten Treiber in ihrer jeweils vollen Höhe betrachtet werden. Die in einem konkreten Projekt tatsächlich entstehenden Kosten können sich sehr deutlich von den Durchschnittskosten, die der Festlegung des Mehrkostenfaktors zu Grunde liegen, unterscheiden. Grundlage für die Bestimmung der Kosten sollten dieselben Informationen sein, die auch für das Plangenehmigungsverfahren verwendet werden.

Regulatorisch relevante Kostenwirkung im Einzelfall: Die regulatorische Behandlung der Kosten sollte grundsätzlich auf Basis der gesamten Istkosten³ erfolgen und somit alle in obiger Tabelle genannten Bestandteile umfassen.

Desweiteren ist festzulegen, welche Treiber für die zuvor genannten Kostenbestandteile differenziert betrachtet werden sollten. Auf Basis der Recherchen vorliegender Untersuchungen zu dieser Thematik (siehe Kapitel 3) und unter Berücksichtigung der Diskussionen, die mit den Mitgliedern der Begleitgruppe geführt wurden, ergeben sich folgende Erkenntnisse zu den **relevanten Kostentreibern für die direkten, Investitionskosten:**

³ Je nach Gestaltung der Regulierungsinstrumente können auch Plankosten relevant sein. Dann sollte allerdings ein ex-post-Abgleich mit Istkosten erfolgen.

Investitionskosten-Treiber	Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors	Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung	Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des MKF
Geländebeschaffenheit / Bodentyp	Differenziert werden: -Unbebaut, stabiler Boden -Unbebaut, instabiler Boden -Wald -Unbebaut, felsiger Untergrund -Versiegelte Oberfläche / Bebauung (z.B. Gemeindestraße), Trasse längs Straße Mit einem durchschnittlichen Zuschlag berücksichtigt werden Querungen (Untertunnelungen für KB) anderer Infrastrukturen (Autobahnen, Schienen)	In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten
Typ/Bauart/ Material	NE 3: KB immer Rohrblock/Rohre FL Mix aus Beton und Stahlmasten NE 5: KB immer Rohrblock FL Mix aus Beton und Holzmasten	In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten
Dimensionierung – Querschnitt	Durchschnitts-Querschnitt differenziert nach Netzebene und unterschieden nach KB und FL	In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten
Dimensionierung – Nennspannung	Durchschnitts-Nennspannung differenziert nach Netzebene	In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten
Zahl der Systeme	NE 3: 2-Systeme NE 5: 1-System	In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten
Trassenverlauf/-länge		In Ist-/Plankosten enthalten	In Istkosten enthalten

Tabelle 4.3 Zu differenzierende Treiber für Investitionskosten – direkt auf relevanten Leitungsabschnitt bezogen

- Geländebeschaffenheit / Bodentyp: Als Ergebnis der Recherchen und unter Berücksichtigung eigener Erfahrungen aus Netzplanungsprojekten zeigt sich, dass die eigentlichen Bauarbeiten sowohl bei Kabelverlegung als auch bei Freileitungen *der* wesentliche Kostentreiber sind. Zudem sind diese Kosten in hohem Maße von den Umgebungsbedingungen und hier konkret von Geländebeschaffenheit und Bodentyp abhängig. Diese Erkenntnisse werden auch von den Mitgliedern der Begleitgruppe bestätigt. Zudem ist festzustellen, dass zwar grundsätzlich die Kosten sowohl bei Kabeln als auch bei Freileitungen von „leichten“ zu „schwierigen“ Untergründen hin zunehmen, allerdings ist auch festzustellen, dass der Kostenunterschied und damit die Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen keineswegs konstant sind, so dass es für erforderlich ist, auch bei der Grundlage zur Festlegung des Mehrkostenfaktors nach Geländebeschaffenheit und Bodentyp zu differenzieren, da ansonsten die Kostenwirkung und/oder der zu erwartende Verkabelungsanteil überschätzt werden könnte. Im konkreten Leitungsbauvorhaben sind die Istbedingungen zu berücksichtigen.
- Dimensionierung – Querschnitt: Der Querschnitt der verwendeten Leiterseile hat kann bei Freileitungen einen Einfluss auf die Kosten haben, da die Anforderungen an die Statik der Masten und Isolatorketten vom Leiterquerschnitt abhängen. Im Rahmen der üblichen Standardleitungen haben diese Kosten allerdings insbesondere mit Blick auf den Vergleich zu Kabelkosten nur einen vergleichsweise geringen Einfluss. Bei Kabeln ist der Einfluss des Querschnitts auf die Mehrkosten noch geringer. Deshalb wird es für ausreichend gehalten, für die Grundlage zur Festlegung des Mehrkostenfaktors die Kosten eines mittleren Leiterquerschnitts zu betrachten. Im konkreten Leitungsbauvorhaben sind die Istbedingungen zu berücksichtigen.
- Dimensionierung – Nennspannung: Insbesondere in der Netzebene 3 ist derzeit eine große Bandbreite an Nennspannungen (von deutlich unter bis deutlich über 100 kV) vorzufinden. Allerdings hat auch die Nennspannung nur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Investitionskosten der Leitungen (da z. B. bei Freileitungen Unterschiede vielfach nur die Länge der Isolatorketten betreffen). Zudem erwarten wir, dass neue Trassen auf der Netzebene 3 überwiegend einheitlich mit Nennspannungen über 100 kV errichtet werden, so dass es nicht für erforderlich gehalten wird, für die Erarbeitung der Grundlagen zur Festlegung des Mehrkostenfaktors bei den Investitionskosten nach der Nennspannung zu diffe-

renzieren. Bei den Verlustkosten hat die Nennspannung hingegen einen so großen Einfluss, dass eine differenzierte Betrachtung sinnvoll ist (Abschnitt 4.5.3).

- **Zahl der Systeme:** Es ist davon auszugehen, dass in der Netzebene 3 und hier insbesondere in den Netzteilen, für die künftig grundsätzlich die Entscheidung Kabel versus Freileitung anstehen kann, d. h. tendenziell in den ländlichen Bereichen, die Leitungen aus Redundanzgründen zur Gewährleistung des (n-1)-Prinzips überwiegend als Doppelsystem⁴ errichtet sind und auch künftig so errichtet werden. Vereinzelt werden Ausnahmen in beiden Richtungen vorhanden sein, die aber aus Sicht von Consentec nicht entscheidend für die Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen aus Sicht der Gesamt-Schweiz sind. In der Netzebene 5 wird es für üblich gehalten, dass in den relevanten Netzbereichen überwiegend Einfachsysteme vorhanden sind. Folglich wird vorgeschlagen, bei der Erarbeitung der Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors in der Netzebene 3 grundsätzlich von einem Doppelsystem und in der Netzebene 5 von einem Einfachsystem auszugehen. Im konkreten Leitungsbauvorhaben sind auch hier die Istbedingungen zu berücksichtigen.
- **Trassenlänge:** Der Verlauf möglicher Trassen hängt bei Freileitungen wie auch bei Kabeln in der Praxis von den örtlichen geografischen Begebenheiten ab. Dennoch lassen sich einige grundlegende Unterschiede im Vergleich von Kabel- und Freileitungstrassen ausmachen: Bei Freileitungen ist die Trassenwahl üblicherweise durch Belange der Raumordnung und die Vorgabe, Trassen (auch medienübergreifend) zu bündeln, geprägt. Im ländlichen Bereich lässt sich vielfach eine geradlinige Trassenführung realisieren, bei der unwegsames Gelände, Flüsse, Straßen etc. überspannt werden können. Bei Kabeln ist die Trassenführung demgegenüber gerade in Fällen, in denen Straßen etc. gequert werden, teilweise komplexer mit der Folge einer größeren Trassenlänge. Je nach örtlichen Bedingungen kann allerdings die Trassenlänge einer Kabellösung auch (deutlich) geringer ausfallen als bei einer Freileitungslösung, etwa wenn letztere eine großräumige „Umfahrung“

⁴ Bei einem Doppelsystem werden zwei Dreiphasensysteme (je Phase 1 Leiter) auf einer Trasse parallel geführt. Bei Freileitungen werden also in der Regel 6 Leiterseile (plus 1 Erdseil) auf einem Mast geführt. Bei Kabeln werden entsprechend 6 Kabel in einem Graben, häufig in einem gemeinsamen Rohrblock parallel geführt. Bei Ausfall eines Systems, beispielsweise bei einem bei Freileitungen häufig auftretenden Erdschluss mit der Folge einer Leitungsunterbrechung, kann so ohne Versorgungsunterbrechung das zweite System die Übertragungsleistung übernehmen.

von Bebauungen erfordert, was neben der Verlängerung der Trassen auch deshalb deutlich höhere Kosten zur Folge haben kann, da bei einer kurvigen Trassenführung aufwendigere Masten erforderlich sind. Auch bei Freileitungen sollte die Trassenwahl derart erfolgen, dass Trassen medienübergreifend gebündelt werden.

Da diese Effekte kaum praktikabel in verallgemeinerter Weise abgeschätzt werden können und zudem davon auszugehen ist, dass sich die hierdurch bedingten Mehr- und Minderlängen von Kabel- gegenüber Freileitungstrassen insgesamt weitgehend ausgleichen, wird vorgeschlagen, bei der Erarbeitung der Grundlagen für die Festlegung des Mehrkostenfaktors davon auszugehen, dass (im Durchschnitt) kein systematischer, die Mehrkosten signifikant beeinflussender Längenunterschied zwischen Kabeln und Freileitungen besteht.

Im konkreten Einzelfall sind natürlich auch hier die Istbedingungen zu berücksichtigen, die dann dazu führen können, dass sich die Mehrkosten einer Kabellösung deutlich von den Mehrkosten unterscheiden, die im Weiteren als durchschnittliche Mehrkosten abgeschätzt werden.

- Grenze des Betrachtungsbereichs: In vielen Fällen werden beim Vergleich einer Kabel- mit einer Freileitungsvariante der Anfangs- und der Endpunkt bei beiden Varianten übereinstimmen (z. B. Abgangsschaltfeld eines Umspannwerks). In diesen Fällen sollte sich der Vergleich der (direkt auf den relevanten Leitungsabschnitt bezogenen) Investitionskosten auf den Bereich zwischen Anfangs- und Endpunkt der beiden Varianten beziehen.

Es existieren aber auch Fälle, in denen Anfangs- und Endpunkt nicht gleich sind, z. B. wenn bei einer Teilverkabelung (wie es z. B. im Rahmen des altersbedingten Ersatzes eines Teils einer Leitung denkbar wäre), die grundsätzlich auch in den Anwendungsbereich des Mehrkostenfaktors fällt, die „Hinführung“ zum Kabel per Freileitung einen anderen Trassenverlauf aufweisen kann als es bei der reinen Freileitungsvariante der Fall wäre. Somit stellt sich die Frage, auf welchen Teil der Leitung (Abschnitt zwischen den gleichen Anfangs- und Endpunkten oder „nur“ Kabelabschnitt) sich die Kostenbetrachtung beziehen sollte.

Die Diskussionen mit dem BFE und der Begleitgruppe haben gezeigt, dass es schwierig ist, eine allgemeingültige Definition der „richtigen“ Systemgrenze zu finden. Deshalb wird vorgeschlagen, es dem für ein konkretes Leitungsbauvorhaben verantwortlichen Projektierer zu überlassen, den Betrachtungsbereich sinnvoll abzugrenzen. Ein solches Vorgehen

wird im Sinne der mit der Einführung des Mehrkostenfaktors angestrebten Beschleunigungswirkung von Leitungsbauprojekten für tendenziell unkritisch gehalten. Falls die Grenze des Betrachtungsbereichs zu großzügig gewählt, das heißt wenn Netzbestandteile und damit auch deren Kosten mit berücksichtigt werden, die über die bisher eigentliche Projektgrenze hinaus gehen, ist die Anwendung des Faktors weiterhin sachgerecht, da er auch Investitionskosten von nicht amortisierten Betriebsmitteln umfasst, so dass ein vorzeitiger Ersatz solcher Betriebsmittel zu zusätzlichen Kosten führt. Zudem können die relativen Mehrkosten der Kabelvariante in einem derartigen Fall kleiner ausfallen, was letztlich auch eine Beschleunigungswirkung erzielen könnte.

4.4.2 Indirekte, systembezogene Investitionskosten

Der Bau einer neuen Kabelstrecke oder der Ersatz einer Freileitung durch ein Kabel kann dazu führen, dass technische Grenzen im System überschritten werden und somit Maßnahmen erforderlich werden, die über den betrachteten Leitungsabschnitt hinausgehen. Derartige Maßnahmen sind zwar überwiegend nur einmalig (für jeden Netzbereich) vorzunehmen, aber mit erheblichem Aufwand verbunden. Diese Kosten sollten bei einem umfassenden Kostenvergleich von Kabeln und Freileitungen einbezogen werden. Ein Beispiel hierfür ist die insbesondere in Hochspannungsnetzen auftretende Notwendigkeit, bei zunehmendem Kabelanteil die Art der Sternpunktbehandlung umzustellen, wenn ein bestimmter technischer Grenzwert überschritten wird (siehe auch Anhang A.3).

Andererseits ist es – wie bereits in Abschnitt 4.3 ausgeführt – offensichtlich, dass derartige Kosten nicht dem einzelnen Leitungsbauvorhaben (das letztlich den Auslöser für solche Maßnahmen darstellt) in voller Höhe zugeordnet werden dürfen, da ansonsten die Kosten der Kabel- im Vergleich zur Freileitungsvariante in solchen Fällen so viel höher ausfallen könnten, dass unter Umständen keine weitere Verkabelung mehr stattfinden würde (da die Mehrkosten dann immer oberhalb des festgelegten Mehrkostenfaktors lägen).

Tabelle 4.4 gibt einen Überblick über die nach dem hier erarbeiteten Vorschlag zu berücksichtigenden indirekten, systembezogenen Kostenbestandteile. Diese werden in den nachfolgenden Unterabschnitten diskutiert.

Investitionskosten-Bestandteil und -Treiber	Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors	Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung	Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des MKF
Umstellung Sternpunktbehandlung von kompensiert auf niederohmig	Durchschnittskosten	Werden nicht berücksichtigt	Istkosten
Redundanz / zuverlässigkeitsbedingte Mehrkosten	Durchschnittskosten: NE3: 10%-Zuschlag auf Kosten der Kabelvariante NE5: kein Zuschlag	Werden nicht berücksichtigt	Istkosten
Blindleistungskompensation	Durchschnittskosten	Werden nicht berücksichtigt	Istkosten

Tabelle 4.4 Investitionskostenbestandteile – indirekt systembezogen

4.4.2.1 Sternpunktbehandlung

Insbesondere in Hochspannungsnetzen werden zwei unterschiedliche Arten der Sternpunktbehandlung eingesetzt, die niederohmige und die kompensierte Sternpunkterdung. Während erstere aufgrund ihrer spezifischen Vorteile vorwiegend in Netzen mit hohem Kabelanteil eingesetzt wird, findet sich letztere vielfach in Netzen mit hohem Freileitungsanteil. Eine sukzessive Erhöhung des Kabelanteils kann eine Umstellung der Sternpunktbehandlung erfordern.

Es wird vorgeschlagen, bei der Erarbeitung der **Grundlage für die Festlegung** des Mehrkostenfaktors die Kosten einer derartigen Umstellung in Form von Durchschnittskosten zu berücksichtigen. Als Basis hierfür wurde im Sinne einer oberen Abschätzung der Mehrkosten angenommen, dass bei einer nahezu vollständigen Verkabelung eine solche Maßnahme letztlich in jedem Netzbereich erforderlich werden kann. Im Sinne einer unteren Abschätzung der Mehrkosten wurde entsprechend angenommen, dass eine derartige Umstellung an keiner Stelle zu Mehrkosten führt.

Für die **Investitionsentscheidung Kabel vs. Freileitung bei der Anwendung des MKF** auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben sollten einmalige systembedingte Kosten nicht in voller Höhe in den Kostenvergleich, der letztlich die Grundlage für die Entscheidung Kabel versus Freileitung darstellt, eingehen. Vielmehr wird vorgeschlagen – wie bereits in Abschnitt 4.3 ausgeführt – solche Kosten bei der Entscheidung Kabel vs. Freileitung nicht zu berücksichtigen und diese bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors entsprechend zu berücksichtigen.

Aus **regulatorischer Sicht** sollten derartige einmalige systembedingte Kosten allerdings in voller Höhe zu dem Zeitpunkt berücksichtigt werden, zu dem sie anfallen (und nicht etwa nur anteilig).

4.4.2.2 Versorgungs-/Netzzuverlässigkeit

Kabel und Freileitungen weisen ein stark unterschiedliches Ausfallverhalten auf. Es ist offensichtlich, dass Freileitungen aufgrund ihrer Exponiertheit anfälliger für witterungsbedingte Störungen sind als Kabel. Dem steht der bei Kabeln vielfach deutlich höhere Zeitbedarf zur Reparatur von Kabelfehlern gegenüber, sodass die störungsbedingte Nichtverfügbarkeit einer Kabelvariante insbesondere in der Netzebene 3 signifikant höher sein kann als die einer Freileitungsvariante. Zudem können sich deutliche Unterschiede bei einer Parallelführung mehrerer Systeme auf einer Trasse ergeben (Stichwort „Common-Mode-Fehler“⁵). Desweiteren hängt das Ausfallverhalten auch von der Art der Sternpunktbehandlung (s. o.) ab. In niederohmig geerdeten Netzen treten, wie auch aus [11] hervorgeht, häufiger Leitungsabschaltungen auf, als in kompensiert betriebenen Netzen, da einpolige Fehler (Erdschlüsse) hier zu hohen Fehlerströmen und somit zu einer Schutzabschaltung führen, während sie in kompensiert betriebenen Netzen vielfach selbstständig erlöschen. Insofern ist es grundsätzlich denkbar, dass je nach Redundanz (Vermaschung, etc.) des übrigen Netzes bei einer Kabelvariante – wenn sie die gleiche Zuverlässigkeit bieten soll – in einzelnen Fällen ein System mehr verlegt werden muss als bei einer Freileitungsvariante.

Da die Notwendigkeit solcher Maßnahmen und damit der Mehrkosten einer Kabelausführung nicht alleine aus Sicht des betreffenden Leitungsabschnitts beurteilt werden können und es

⁵ Common-Mode-Fehler sind Ereignisse, bei denen zwei (oder mehr) Betriebsmittel, also hier Leitungen, aufgrund einer einzigen Ursache zeitgleich ausfallen

zudem – ähnlich wie bei den oben diskutierten Maßnahmen zur Umstellung der Sternpunktbehandlung – nicht sinnvoll wäre, diese Kosten in voller Höhe dem letztlich auslösenden Leitungsbauprojekt zuzuordnen, wird vorgeschlagen, zuverlässigkeitsbedingte Mehrkosten analog als systembedingte Mehrkosten zu behandeln.

Deshalb wird vorgeschlagen, für die Erarbeitung der **Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors** die durchschnittlichen zuverlässigkeitsbedingten Mehrkosten abzuschätzen. Konkret ist zu berechnen, welcher Redundanz-Zuschlag im Durchschnitt erforderlich wäre, damit eine Kabelvariante als aus Zuverlässigkeitssicht gleichwertig mit einer Freileitungsvariante anzusehen ist. Diesbezügliche Berechnungen haben ergeben, dass bei einer Kabelvariante im Durchschnitt 2,2 Systeme und damit 10% mehr Kabel verlegt werden müssten, um die Zuverlässigkeit (gemessen an der Nichtverfügbarkeit insbesondere infolge langandauernder Fehler) einer Doppelfreileitung⁶ zu erreichen.

Der genannte Wert ergibt sich aus folgender Berechnung:

Nichtverfügbarkeit von 110-kV-Leitungen gemäß [11]:

- Einfachfehler/-ausfälle („unabhängiger Einfachausfall“):
 - FL: ca. 0,42 min/(km*a) (kompensiert) und ca. 1,3 min/(km*a) (niederohmig)
 - KB: ca. 17 min/(km*a) (kompensiert) und ca. 27 min/(km*a) (niederohmig)
 - Wartungsbedingte Abschaltungen⁷: FL: ca. 1 h/(km*a) (alle 8 Jahre für 8 Stunden)
 - KB: ca. 0 h/(km*a)
- Common-Mode-Ausfälle⁸:
 - FL: ca. 0,17 min/(km*a)
 - KB: ca. 0 min/(km*a)

⁶ Eine Doppelleitung wird hier als Standardfall für diejenigen Netzbereiche der NE 3 angesehen, in denen eine Entscheidung zwischen Freileitung und Kabel erforderlich ist, also insbesondere für eher ländliche Gebiete. In städtischen Gebieten, in denen ohnehin überwiegend Kabel gelegt werden, finden sich vielfach höhere Redundanzen, also mehr als 2 Leitungen.

⁷ Abschätzungen von Consentec auf Basis von Netzbetreiber-Angaben

⁸ Zeitgleicher Ausfall beider Leitungen einer Doppelleitung aufgrund einer Ursache

Hieraus lässt sich die Nichtverfügbarkeit einer Doppelleitung, die sich beim Zusammentreffen von zwei unabhängigen Einfachausfällen, beim Zusammentreffen eines unabhängigen Einfachausfalls während einer Wartungsabschaltung und bei Common-Mode-Fehlern ergibt, berechnen

- für eine Doppel-FL (kompensiert) zu ca. 0,18 min pro km und Jahr, und
- für ein Doppel-KB (niederohmig) zu ca. 0,0014 min pro km und Jahr⁹¹⁰.

Bei dieser Betrachtung, in der alle Fehlerarten (also sowohl Fehler mit langer als auch solche mit kurzer Dauer) enthalten sind, zeigt sich, dass die Nichtverfügbarkeit eines Doppelkabels sogar ca. 100mal niedriger ist als die einer Doppelfreileitung. Das Ausfallgeschehen der Doppelfreileitung wird dominiert durch Common-Mode-Fehler, also den üblicherweise witterungsbedingten zeitgleichen Ausfall beider Stromkreise einer Doppelfreileitung, und damit einer Fehlerart, die bei Doppelkabeln praktisch nicht auftritt.

Zu beachten ist allerdings, dass die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Fehlern mit langer Dauer, die als besonders kritisch angesehen werden, weil sie grundsätzlich je nach Redundanz der Netzstruktur zu langandauernden Stromausfällen führen können, bei Kabeln signifikant höher ist als bei Freileitungen. Gemäß FNN-Störungsstatistik (vormals VDN-Störungsstatistik) ergibt sich für Fehler mit langer Dauer („EAS lang“) bei Einfachleitungen eine Nichtverfügbarkeit

- von ca. 0,3 min/(km*a) bei Freileitungen (diese Fehler dauern im Durchschnitt 6-8 Stunden), und
- von ca. 10,3 min /((km*a) bei Kabeln (diese Fehler dauern im Durchschnitt 65-132 Stunden).

⁹ Für Freileitungen und Kabel wurden hier die Werte für diejenigen Sternpunktbehandlungskonzepte angesetzt, die für die jeweilige Variante im „Endausbau“ überwiegend eingesetzt werden, das heißt bei Freileitungen kompensiert betriebene Netze und bei Kabel niederohmig betriebene Netze.

¹⁰ Rechenweg: Die angegebenen Nichtverfügbarkeitswerte sind von min/a zunächst in Wahrscheinlichkeitswerte, also in %-Werte umzurechnen per Division durch 60 min/h und durch 8760 h/a. Die Nichtverfügbarkeit einer Doppelleitung ergibt sich dann durch Multiplikation der Wahrscheinlichkeit eines Einfachausfalls mit der Summe aus der Wahrscheinlichkeit eines Einfachausfalls und der für eine wartungsbedingte Abschaltung, zzgl. der Wahrscheinlichkeit für einen Common-Mode-Ausfall.

Folglich ist die Nichtverfügbarkeit eines Kabels infolge langandauernder Fehler ca. 30mal (10,3 in Relation zu 0,3) höher als die einer Freileitung. Somit ist zu errechnen, wie viele Kabel erforderlich sind, um infolge langandauernder Fehler auftretende Nichtverfügbarkeit einer Doppelfreileitung zu erreichen. Diesbezügliche Berechnungen haben ergeben, dass ca. 2,6 Kabel die gleiche Nichtverfügbarkeit infolge langandauernder Fehler aufweisen wie eine Doppelfreileitung. (Dass „nur“ 0,6 Kabel mehr erforderlich sind, um den Nichtverfügbarkeitsunterschied von 30 auszugleichen, lässt sich an folgendem fiktiven Zahlenbeispiel verdeutlichen: Angenommen, ein 1-fach-Kabel würde eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 10% aufweisen. Bei einem 2-fach-Kabel würde die Stromversorgung unterbrochen, wenn beide Kabel zeitgleich ausfallen. In dem genannten Zahlenbeispiel wäre die Wahrscheinlichkeit hierfür nur 1% (10% mal 10%). Bei einem 3-fach-Kabel müssten entsprechend 3 Kabel zeitgleich ausfallen. Die Wahrscheinlichkeit für einen Komplettausfall eines 3-fach Kabels wäre somit 0,1%. Die Nichtverfügbarkeit einer Leitungsverbindung sinkt also überproportional mit der Zahl der Systeme.)

Ein solcher „Zuschlag“ ist allerdings nur in den Fällen gerechtfertigt, in denen ein (über die betreffende NE3-Doppelleitung versorgtes) Umspannwerk tatsächlich nur über eine einzelne Doppelleitung angebunden ist. Sofern ein Umspannwerk beidseitig über eine Doppelleitung angebunden ist, sind selbst langandauernde Fehler auf einer Doppelleitung unkritisch, da das Umspannwerk von der anderen Seite weiterversorgt werden kann.

Unter der praxisnahen Annahme, dass in ca. 1/3 der Fälle in der Kabelvariante eine Redundanzhöhung erforderlich wäre, ergibt sich somit über alle Fälle (Gesamt-Schweiz), dass eine Doppelfreileitung im Durchschnitt durch 2,2 Kabel (2 plus $0,6 \cdot 1/3$) ersetzt werden müsste, um für langandauernde Fehler Zuverlässigkeitsgleichheit zu erreichen. Diese Abschätzung stellt auch in Anbetracht des oben genannten Zuverlässigkeitsvorteils, den Kabel gegenüber Freileitungen über alle Fehler aufweisen, eine obere Abschätzung des zuverlässigkeitsbedingten Zuschlags dar. Im Durchschnitt kann also im Sinn einer Maximal-Abschätzung der Mehrkosten in der Netzebene 3 ein 10%-Kostenaufschlag bei Kabeln berücksichtigt werden.

In der Netzebene 5 sollte kein Zuschlag berücksichtigt werden, da Kabel auch hier über alle Fehler ohnehin eine niedrigere Nichtverfügbarkeit aufweisen und zudem die Reparaturdauern von Kabeln deutlich niedriger sind als in der Netzebene 3, so dass Kabel in dieser Ebene das Risiko langandauernder Stromausfälle *nicht* erhöhen. Zudem werden in der Netzebene 5 ohnehin überwiegend Einfachleitungen errichtet (zumindest in den eher ländlichen Gebieten,

in denen prinzipiell sowohl Kabel als auch Freileitungen zur Wahl stehen), unabhängig davon, ob es sich um Freileitungen oder Kabel handelt.

Für die **Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung** sollten, wie bereits mehrfach ausgeführt, grundsätzlich die Ist-Verhältnisse herangezogen werden, wobei davon ausgegangen wird, dass in den meisten Fällen beide Varianten die gleiche Systemzahl aufweisen werden. Im Einzelfall kann in Anbetracht der bei Kabeln u. U. deutlich längeren Reparaturdauer und der dann (insbesondere bei nicht oder nur teilweise vorhandener MS-seitiger Reserve) langen Unterbrechungsdauer eine Doppelkabelvariante in der Netzebene 3 als unzureichend angesehen werden, so dass weitere Leitungsredundanzen erforderlich werden. In solchen Fällen sollten die zuverlässigkeitsbedingten Mehrkosten (also die zur Redundanzhöhung) der Kabelvariante allerdings analog zu den oben diskutierten Kosten einer etwaigen Umstellung der Sternpunktbehandlung nicht in den direkten Kostenvergleich, der letztlich die Grundlage für die Entscheidung Kabel versus Freileitung darstellt, eingehen. Vielmehr wird auch hier vorgeschlagen, solche Kosten bei der Entscheidung Kabel vs. Freileitung anhand des Vergleichs mit dem Mehrkostenfaktor nicht zu mit ein zu beziehen. Analog zu der Diskussion der Sternpunktbehandlung sollen aber die Kosten hinsichtlich der Gewährleistung der Netzuverlässigkeit bei der Grundlage zu Festlegung des Mehrkostenfaktors durchaus berücksichtigt werden.

Aus **regulatorischer Sicht** sollten etwaige zuverlässigkeitsbedingte Mehrkosten allerdings ebenfalls in voller Höhe zu dem Zeitpunkt berücksichtigt werden, zu dem sie anfallen.

4.4.2.3 Blindleistungskompensation

Kabel weisen einen gegenüber Freileitungen erhöhten Blindleistungsbedarf auf, der sich vor allem in Situationen bemerkbar macht, in denen die jeweilige Leitung niedrig belastet ist. Dies führt dazu, dass vielfach im Zuge der Verlegung von Kabeln auch Einrichtungen zur Blindleistungskompensation erforderlich werden, um den durch Zubau von Kabeln deutlich steigenden Blindleistungsbedarf zu decken und somit die Spannungshaltung gewährleisten zu können (siehe auch Anhang A.2.3).

Ob und in welchem Umfang Einrichtungen zur Blindleistungskompensation erforderlich sind, wenn eine Freileitung durch ein Kabel ersetzt oder ein zusätzliches Kabel errichtet wird, kann allerdings nicht ausschließlich aus Sicht des betreffenden Leitungsabschnitts beurteilt werden, sondern hängt vielmehr vom Blindleistungshaushalt des umgebenden Netzes ab. Zudem ist

festzustellen, dass der Nutzen von Einrichtungen zur Blindleistungskompensation nicht ausschließlich einem Leitungszug zugeordnet werden kann, sondern vielmehr im gesamten umgebenden Netz wirksam ist. Somit sollten die Kosten, die mit der Errichtung der in einigen Fällen infolge eines Kabelbaus notwendigen Einrichtungen zur Blindleistungskompensation verbunden sind, nicht dem letztlich auslösenden Leitungsbauprojekt zugeordnet werden. Vielmehr wird auch hierfür vorgeschlagen, diese Mehrkosten als systembedingte Mehrkosten zu behandeln.

Es wird vorgeschlagen, bei der Erarbeitung der **Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors** die Kosten für Einrichtungen zur Blindleistungskompensation in Form von Durchschnittskosten zu berücksichtigen, die auf Basis des durchschnittlichen längenbezogenen Kompensationsbedarfs abgeschätzt werden. Der Kompensationsbedarf lässt sich aus der durch den Kabelzubau geänderten Betriebskapazität des Netzes ableiten. Eine Berechnungsvorschrift findet sich in [4].

Für die **Investitionsentscheidung Kabel vs. Freileitung bei der Anwendung des MKF** auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben sollten die Kosten für etwaige Einrichtungen zur Blindleistungskompensation nicht in den Kostenvergleich eingehen. Auch dies ist bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors entsprechend zu berücksichtigen.

Aus **regulatorischer Sicht** sollten die Kosten für etwaige Einrichtungen zur Blindleistungskompensation ebenfalls in voller Höhe zu dem Zeitpunkt berücksichtigt werden, zu dem sie anfallen.

4.5 Betriebskosten

Tabelle 4.5 gibt einen Überblick über die zu berücksichtigenden Betriebskostenbestandteile und deren Differenzierung.

Betriebskosten-Bestandteil	Grundlage für Festlegung des Mehrkostenfaktors	Anwendung des MKF zur Investitionsentscheidung	Regulatorisch relevante Kostenwirkung bei Anwendung des MKF
Wartung und Instandhaltung (geplante Maßnahmen)	Durchschnittskosten, differenziert nach Geländebeschaaffenheit und Betriebsmitteltyp (z.B. Stahl vs. Beton)	Ist-/Plankosten	Istkosten
Instandsetzung und Reparatur (ungeplante Maßnahmen)	Durchschnittskosten (allerdings schwer bezifferbar)	Ist-/Plankosten	Istkosten
Verlustkosten	Durchschnittskosten unter Berücksichtigung der Systemwirkung	Ist-/Plankosten auf Basis vereinfachter Verlustkostenberechnung / es werden nur die Verluste des betroffenen Leitungsabschnitts betrachtet	Istkosten

Tabelle 4.5 Betriebskostenbestandteile

4.5.1 Wartung und Instandhaltung

Die Kosten für geplante Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sollten folgendermaßen berücksichtigt werden:

Bei der Erarbeitung der **Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors** sollten diese Kosten in Form von überwiegend längenbezogenen Durchschnittskosten berücksichtigt werden. Da der Instandhaltungsaufwand auch vom Gebietstyp abhängen kann – dies betrifft vor allem den Aufwand für die Trassenpflege, der z. B. entlang bewaldeter Trassen deutlich höher sein kann als entlang von Feldern – sollte diese Abhängigkeit auch bei der Erhebung der Durchschnittskosten berücksichtigt werden.

Für die **Investitionsentscheidung Kabel vs. Freileitung bei der Anwendung des MKF** auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben sollten die Kosten für geplante Wartungs- und Instandhal-

tungsmaßnahmen in der Höhe eingehen, wie sie tatsächlich im Laufe der Lebensdauer der Leitung (voraussichtlich) anfallen.

Aus **regulatorischer Sicht** sollten die tatsächlichen Kosten für geplante Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen in der Höhe und zu dem Zeitpunkt berücksichtigt werden, zu dem sie anfallen.

4.5.2 Reparatur

Die Kosten für etwaige Reparatur- und Instandsetzungsmaßnahmen infolge von Störungen sollten zwar grundsätzlich in der gleichen Weise behandelt werden wie die Kosten für geplante Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen. Da diese Kosten aber in hohem Maße abhängig von der Art der Störung und somit nur schwer quantifizierbar sind und zudem im Vergleich zu den übrigen Betriebskosten von eher untergeordneter Bedeutung sind, wird vorgeschlagen, diese im Rahmen des Mehrkostenfaktors nicht näher zu betrachten. Zwar können die Kosten für eine Reparatur im Einzelfall durchaus eine beachtenswerte Höhe einnehmen, allerdings tragen sie in Anbetracht der sehr geringen Häufigkeit nur zu einem sehr geringen Teil zu den Gesamtkosten bei; statistisch tritt ein Kabelfehler in der Netzebene 3 auf einer z. B. 10 km langen Leitung nur ca. alle 25 Jahre auf.

4.5.3 Netzverluste

Grundsätzlicher Einfluss von Kabeln auf Netzverluste

Kabel und Freileitungen weisen unterschiedliche elektrische Eigenschaften auf, die ihr Betriebsverhalten maßgeblich bestimmen. Wesentlich sind hier Unterschiede der ohmschen Widerstandsbeläge und der Kapazitätsbeläge (siehe Anhang A.1). Bei Kabeln sind die ohmschen Widerstandsbeläge bei etwa gleicher Übertragungsleistung ungefähr halb so groß wie die Widerstandsbeläge von Freileitungen. Aus diesem Grund sind die stromabhängigen Verluste eines Kabels geringer als die der Freileitung (s. auch o. g. Literaturrecherche).

Die Kapazitätsbeläge der Kabel sind hingegen aufgrund der dielektrischen Eigenschaften des Kabelisolators VPE (Vernetztes Polyethylen) deutlich höher, was dazu führt, dass Kabel einen höheren Bedarf an kapazitiver Blindleistung aufweisen als Freileitungen. Der Einfluss des hiermit verbundenen größeren Blindstroms auf die ohmschen Verluste ist allerdings in der

Netzebenen 3 (und tiefer) vernachlässigbar. Allerdings ist sehr wohl zu beachten, dass insbesondere schwach belastete Kabel durch die Bereitstellung induktiver Blindleistung durch Installation von Kompensationselementen zu kompensieren sind, da es ansonsten zu einer unzulässigen Spannungsüberhöhung kommen kann. Die Bereitstellung der Blindleistung führt zu spannungsabhängigen Verlusten in den Kompensationselementen. Allerdings sind auch diese Verluste im Vergleich zu den stromabhängigen Verlusten, welche sich aus der übertragenen Leistung ergeben, vernachlässigbar gering [4].

Zudem ist in vermascht betriebenen Netzen – also insbesondere in der Netzebene 3 – zu beachten, dass eine Umstellung von Freileitung auf Kabel (oder der Neubau einer Leitung) zu einer Veränderung der Widerstandsverhältnisse und damit auch zu einer Veränderung der Lastflussverteilung im gesamten galvanisch zusammenhängen Netzbereich (und nicht nur auf dem betreffenden Leitungsstück) führt. Kabel führen somit in der Regel dazu, dass die Verluste im gesamten Netzbereich stärker sinken als es eine isolierte Betrachtung des betreffenden Leitungsstückes zeigen würde. Für Leitungen in der Netzebene 5 ist dieser Effekt weniger relevant, da die Netze hier vielfach offen (also nicht vermascht) betrieben werden, was gerichtete Lastflüsse zur Folge hat, deren Höhe und Verteilung dann weitgehend unabhängig vom Widerstand der einzelnen Leitungsabschnitte ist.

Die Wirkung eines Kabels in einem von Freileitungen dominierten (vermaschten) Netz auf die Höhe der Ströme und damit auf die Höhe der stromabhängigen Netzverluste ist in Bild 4.4 schematisch dargestellt. Zunächst wird zum Vergleich die Wirkung, wie sie sich bei isolierter Betrachtung der einzelnen Leitung ergibt in Bild 4.3 dargestellt.

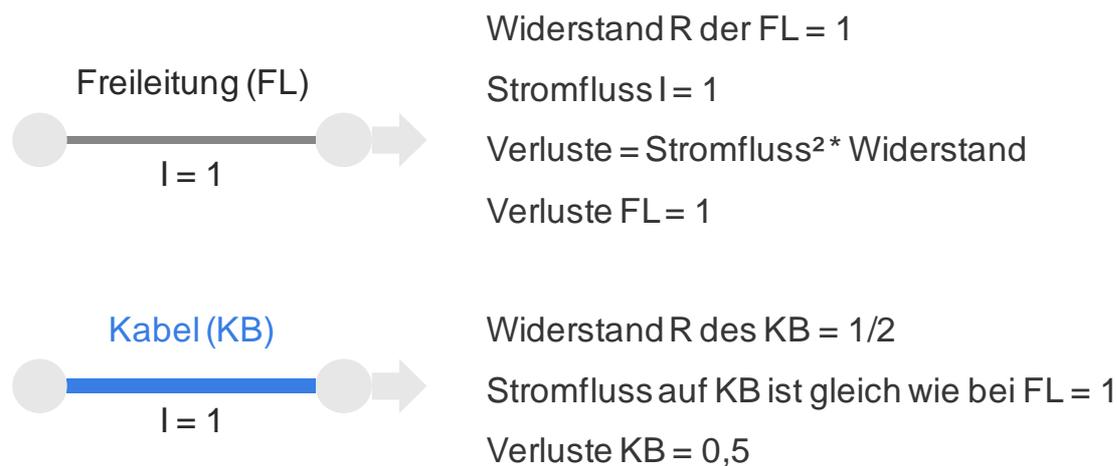
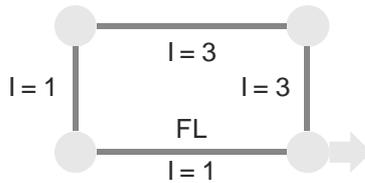


Bild 4.3 Auswirkungen eines Kabels auf die Netzverluste – bei isolierter Betrachtung eines Leitungsabschnitts

Angenommen, es fließt ein Strom in Höhe von 1 über die Freileitung, dann würde man bei isolierter Betrachtung der Leitung davon ausgehen müssen, dass über das Kabel (also Ersatz für die Freileitung) der gleiche Strom fließt. Da die Verluste proportional zum Quadrat des Stroms und proportional zum Widerstand sind, würde sich ergeben, dass die Verluste auf dem Kabel (das typischerweise einen kleineren Widerstand aufweist als eine Freileitung) niedriger sind als auf der Freileitung.

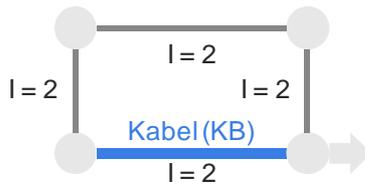
Berücksichtigt man hingegen das in Realität vielfach vorhandene umgebende Netz, so ergibt sich ein anderes Bild. Hier führt der kleinere Widerstand des Kabels dazu, dass es Strom „anzieht“. Der Stromfluss auf dem Kabel ist damit höher als er auf der betreffenden Leitungsverbindung ist, wenn sie als Freileitung ausgeführt ist (in dem in Bild 4.4 dargestellten Zahlenbeispiel 2 statt 1). Da aber natürlich die gesamte transportierte Strommenge gleich bleiben muss, sinkt der Strom auf einem Teil der übrigen Leitungsverbindungen. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Verluste von der Stromhöhe können somit die Verluste auf dem Kabel (isoliert betrachtet) sogar höher sein als sie im Fall der Freileitung sind. Auf den übrigen Leitungen (Freileitungen) sind die Verluste aufgrund der dort niedrigeren Ströme geringer und zwar insgesamt um so viel, dass der Einsatz eines Kabels zu einer Reduktion der Gesamtverluste führt.

Vermaschtes Netz, ausschließlich Freileitungen (FL)

Widerstand aller Leitungen = 1

Verluste Gesamtnetz = $3^2 \cdot 1 + 3^2 \cdot 1 + 1^2 \cdot 1 + 1^2 \cdot 1 = 20$

Verluste FL = 1

Vermaschtes Netz, Ersatz einer FL durch ein Kabel (KB)

Widerstand des KB ist kleiner, also „zieht“ KB Strom an sich

Stromfluss auf KB ist höher als bei FL

Stromfluss auf übrigen Leitungen wird kleiner

Verluste auf KB damit u.U. höher als auf FL; hier = $2^2 \cdot 1/2 = 2$

Verluste im Gesamtnetz aber in jedem Fall niedriger als in obiger reiner FL-Variante; hier = $2^2 \cdot 1 + 2^2 \cdot 1 + 2^2 \cdot 1 + 2^2 \cdot 1/2 = 18$

Bild 4.4 Auswirkungen eines Kabels auf die Netzverluste – bei Berücksichtigung des umgebenden vermaschten Netzes

Die Verlustkosten haben einen nennenswerten Anteil an den gesamten Netzkosten. Dies gilt insbesondere in der Schweiz aufgrund des hier vergleichsweise niedrigen Anteils der Kapitalkosten (infolge niedriger Zinsen) an den gesamten Netzkosten. Das Ausmaß der Verlustwirkung und damit letztlich die Mehrkosten einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsvariante sind in hohem Maße abhängig von der Belastung der Leitungen. Auf schwach belasteten Leitungen fällt der absolute Verlustvorteil der Kabel geringer aus als auf stark belasteten Leitungen. Folglich weisen Kabel auf stark belasteten Leitungen insgesamt geringere Mehrkosten (geringere Verlustkosten kompensieren einen Teil der sonstigen Mehrkosten) auf, als auf schwach belasteten Leitungen, auf denen der absolute Verlustvorteil der Kabel weniger stark ins Gewicht fällt. Verlustkosten sollten also (da relevant für die Entscheidung Kabel versus Freileitung) bestmöglich berücksichtigt werden.

Für die monetäre Bewertung sollte ein einheitlicher Verlustenergiepreis angesetzt werden, der z. B. durch ElCom festgelegt werden könnte. Die Herausforderung besteht darin, die Verlustenergiemengen in praktikabler Weise abzuschätzen. Eine exakte Berechnung der Verluste auf Basis von Lastflussanalysen ist in der Regel nicht möglich, da die Daten- und Werkzeuglage hierfür oft nicht ausreicht.

Quantitative Analyse der Verlustwirkung von Kabeln

Wie oben erwähnt, führt der Einsatz von Kabeln statt Freileitungen in vermascht betriebenen Netzen dazu, dass sich die Lastflussverteilung und damit die Netzverluste im gesamten galvanisch zusammenhängenden Netzbereich (und nicht nur auf dem betreffenden Leitungsstück) ändern. Um abzuschätzen, welches Ausmaß diese Systemwirkung der Kabel hat, also um wie viel höher der Verlustvorteil eines Kabels im Gesamtsystem ist als es die alleinige Betrachtung der Verluste auf dem betreffenden Leitungsstück zeigen würde, wurden Lastflussberechnungen anhand exemplarischer Netze durchgeführt. In Bild 4.5 ist eines dieser Netze schematisch dargestellt; daneben ist die verwendete Jahresdauerlinie der Netzlast aufgetragen. Die Aufteilung der Netzlast auf die einzelnen Netzknoten erfolgt zum Teil stochastisch, so dass sich je betrachteter Stunde immer eine andere Lastflusssituation im Netz ergibt.

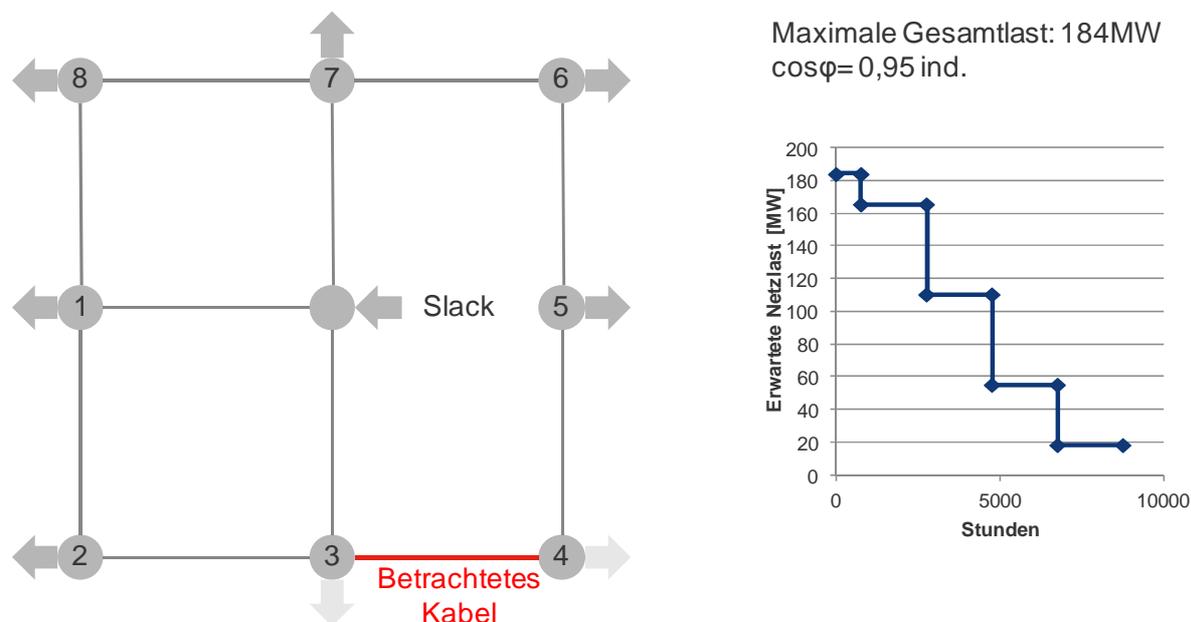


Bild 4.5 Betrachtetes Netzmodell und Jahresdauerlinie der Netzlast

Die Zahl der Umspannwerke (im Bild mit 1-8 gekennzeichnet), die Längen der Leitungsverbindungen zwischen den Umspannwerken wie auch die Höhe und Dauerlinie der Netzlast sind dabei realitätsnah für eine Netzgruppe der Netzebene 3 gewählt. Die zu Grunde liegenden Leitungstypen entsprechen heute üblichen Leitungen. Konkret wurden 400mm² Aldrey Freileitungen und 500mm² Kupfer Kabel angesetzt; hierbei handelt es sich um heutige Standardleitungen für neue Leitungsbauprojekte (gemäß Angaben von Axpo Power AG). Sofern

in der Praxis Kabel mit Aluminiumleiter verwendet werden sollten, ergeben sich vergleichbare Ergebnisse, wobei aufgrund des höheren elektrischen Widerstandes von Aluminium gegenüber Kupfer der Verlustvorteil von Kabeln gegenüber Freileitungen dann etwas geringer ausfällt.

Zur Absicherung der Untersuchungen wurden unter Berücksichtigung der in der Realität üblichen Bandbreite sowohl die Leitungslängen als auch die Netztopologie und hier insbesondere auch die Vermaschung als wesentliche Einflussgrößen auf die Stromverteilung und damit die Höhe der Verluste bzw. der Verlustunterschiede variiert:

- Leitungslängen gegenüber dem Basisnetz verändert: bei diesen Betrachtungen wurde die in Bild 4.5 dargestellte Struktur des Netzes beibehalten. Allerdings wurde für jede Leitung die Länge systematisch innerhalb der in Realität üblichen Bandbreite variiert. Für jedes dieser Netze wurden jeweils die Netzverluste bestimmt.
- Vermaschung gegenüber dem Basisnetz verändert: bei diesen Betrachtungen wurde die in Bild 4.5 dargestellte Struktur des Netzes verändert, in dem durch Herausnahme jeweils einzelner nicht zwingend benötigter Leitungsverbindungen der Vermaschungsgrad systematisch variiert wurde. Auch für jede dieser Netzvarianten wurden jeweils die Netzverluste bestimmt.

Zudem hängen die Verluste und damit die Höhe der Verlustkosten, die aus Sicht des Kabels Minderkosten darstellen, einer Kabelvariante von der Nennspannung ab. Dies liegt daran, dass die Stromhöhe bei gegebener Last umgekehrt proportional zur Höhe der Spannung ist, woraus sich aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Verluste von der Stromhöhe eine unterproportionale Abhängigkeit der Verlustleistung von der Nennspannung ergibt. Variantenbetrachtungen hierzu finden sich im Zusammenhang mit der Darstellung der Ergebnisse als Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors in Kapitel 5.

Für diese Netze wurden die Verlustleistung unter Berücksichtigung der o. g. Dauerlinie der Netzlast für folgende Fälle und auf folgende Weise berechnet und in den nachfolgenden Bildern dargestellt:

- Exakte Berechnung der Verluste auf Basis einer Lastflussberechnung für das gesamte Netz für den Fall, dass das gesamte Netz ausschließlich aus Freileitungen besteht.
- Exakte Berechnung der Verluste auf Basis einer Lastflussberechnung für das gesamte Netz für den Fall, dass eine Leitungsverbindung durch ein Kabel ersetzt wird. Dies wurde für

alle Leitungen im Netz, also nicht nur für die in obigem Bild markierte Leitungsverbindung zwischen „3“ und 4“ wiederholt.

- Vereinfachte Berechnung des Verlustvorteils beim Ersatz einer Freileitung durch ein Kabel. Anders als beim vorherigen Aufzählungspunkt, wird bei dieser vereinfachten Berechnung der systembedingte Einfluss der Impedanzänderung durch das Kabel vernachlässigt. Die Verluständerung wird ausschließlich aus dem Verhältnis der Impedanzen auf der betreffenden Leitung bestimmt. Es wird also unterstellt, dass der Einsatz eines Kabels nicht zu einer Veränderung der Lastflusssituation im Gesamtnetz führt. Vielmehr wird angenommen, dass der Strom auf dem Kabel exakt dem Strom entspricht, der in der Freileitungsvariante auf diesem Leitungsabschnitt fließt. Folglich kann der Verlustvorteil des Kabels direkt aus den Widerstandsverhältnissen von Kabel zu Freileitung berechnet werden. Dieser für die betreffende Leitungsverbindung bestimmte Verlustunterschied entspricht dann natürlich auch direkt dem angenommenen Verlustunterschied im Gesamtnetz. Eine solche vereinfachte Berechnung, die ausschließlich auf Basis des jeweils betrachteten Leitungsabschnitts durchgeführt wird, hat den entscheidenden Vorteil, einfach durchführbar zu sein. Da die hierfür erforderlichen Daten grundsätzlich vorliegen dürften und die Berechnung anhand einer einfachen Verlustberechnung (eine einfache Formel) auch ohne Lastflussanalysewerkzeuge und ohne aufwendige Netzmodelle möglich ist, wäre eine solche Berechnung grundsätzlich gut geeignet im Rahmen der Anwendung des Mehrkostenfaktors im Hinblick auf die Investitionsentscheidung (KB vs. FL) in einem konkreten Leitungsbauvorhaben.

Nachdem für jeden betrachteten Zeitpunkt und für jede Trasse die oben genannten Rechnungen durchgeführt sind, wird je Zeitpunkt ermittelt, bei welcher Trasse die Abweichung zwischen exakter und vereinfachter Verlustberechnung am größten ist.

Die Ergebnisse dieser Analysen werden anhand drei verschiedener Fälle dargestellt. In Bild 4.6 sind die Ergebnisse für das Basisnetz, in Bild 4.7 für ein Netz, bei dem wie oben beschrieben die Leitungslängen gegenüber dem Basisnetz verändert wurden, und in Bild 4.8 für ein Netz dargestellt, bei dem der Vermaschungsgrad wie ebenfalls oben beschrieben gegenüber dem Basisnetz reduziert wurde. Dargestellt sind jeweils die Verlustleistung in allen Stunden eines Jahres, und zwar sortiert nach den Werten der exakten Verlustberechnung. Die grauen Linien beschreiben die „exakten“ Verluste ohne Kabel. Die blaue Linie gibt die Verluste bei „exakter“ Verlustberechnung für diejenige Leitung an, für die die Abweichung zur

vereinfachten Verlustrechnung am größten ist. Die rote Linie stellt für diese Leitung die Verluste mittels vereinfachter Verlustberechnung dar.

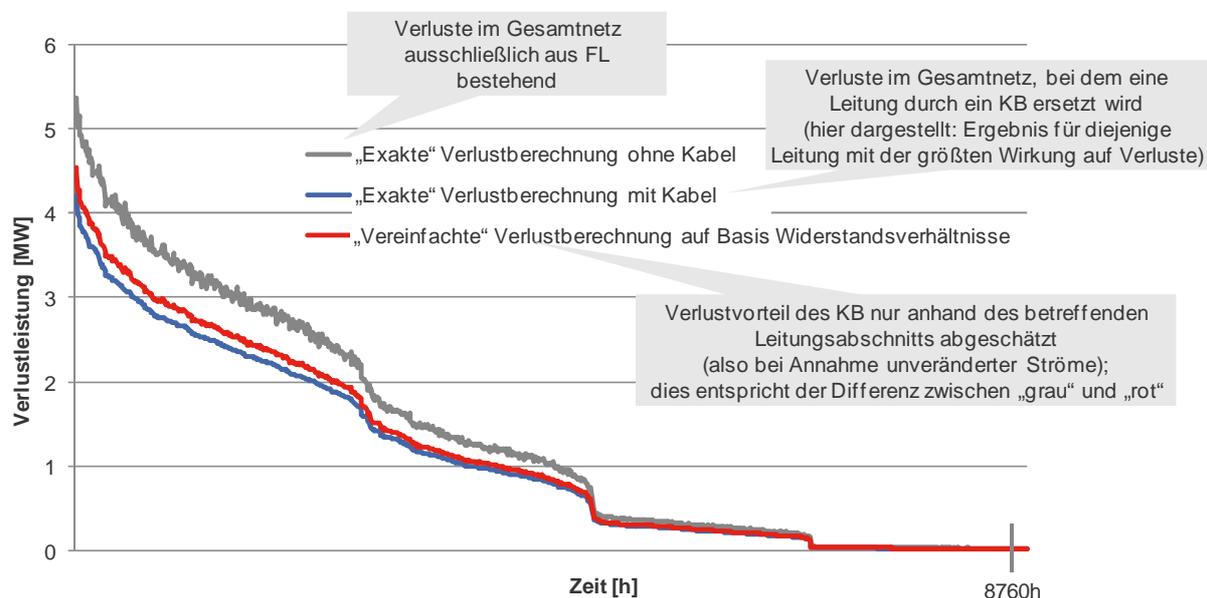


Bild 4.6 Vergleich der Verlustleistungen (Basisvariante)

Im Basisnetz, das in Bild 4.5 dargestellt ist, wird der Verlustenergievorteil des Kabels bei Anwendung der vereinfachten Berechnungsmethode um 28% unterschätzt; dies entspricht in obigem Bild der Fläche zwischen der blauen und der roten Kurve im Verhältnis zur Fläche zwischen der blauen und der grauen Kurve.

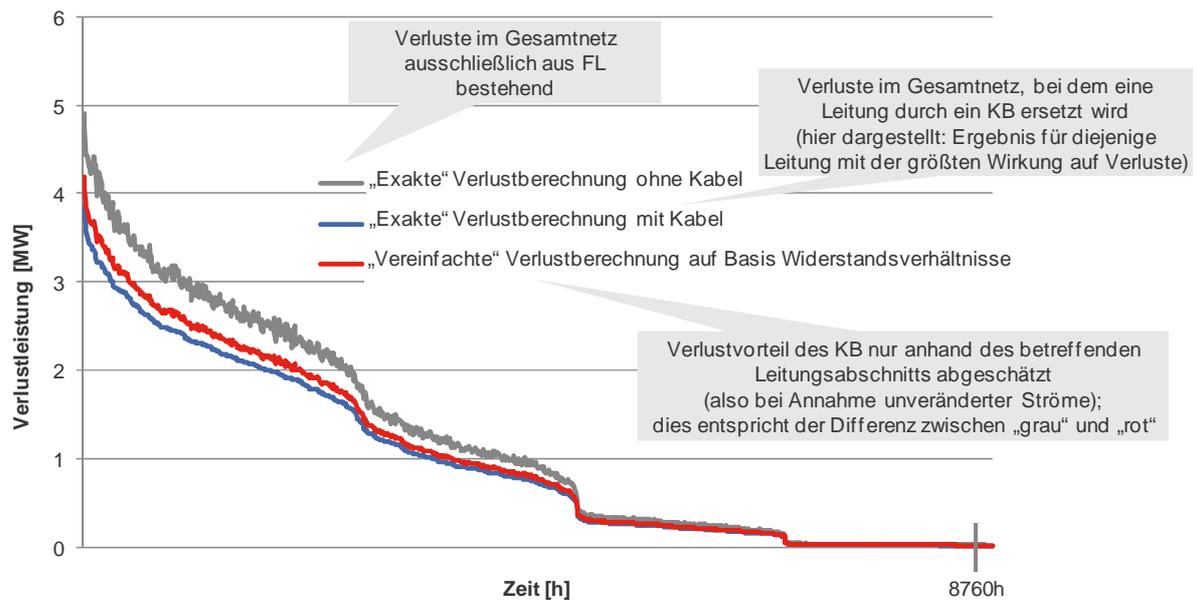


Bild 4.7 Vergleich der Verlustleistungen (Leitungslängen gegenüber Basisvariante verändert)

In dem Netz, in dem die Leitungslängen gegenüber dem Basisnetz verändert wurden, wird der Verlustenergievorteil des Kabels durch die vereinfachte Verlustberechnung um 37% unterschätzt. Im Vergleich zu der Basisvariante verändern sich in diesem Netz die Impedanzverhältnisse durch den Einsatz des Kabels deutlicher, was dazu führt, dass die Stromverteilung im Gesamtnetz noch etwas deutlicher verändert wird, als im Basisnetz. Folglich wird die verlustverändernde Wirkung des Kabels bei alleiniger Betrachtung des Kabels deutlicher verschätzt als im Basisnetz.

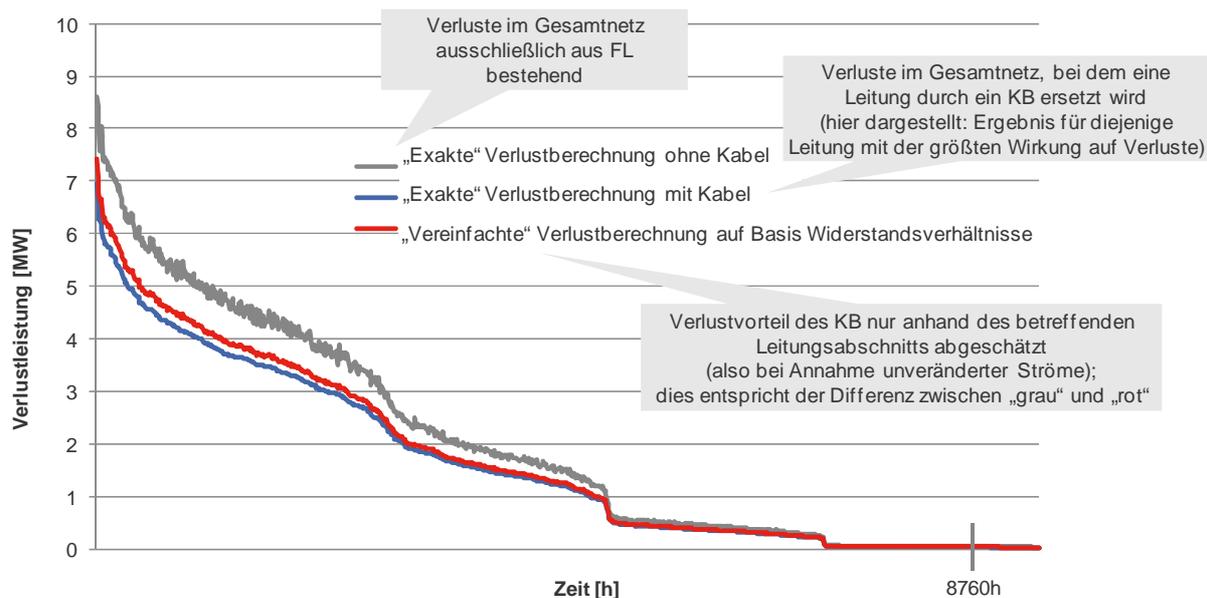


Bild 4.8 Vergleich der Verlustleistungen (Vermaschung gegenüber Basisvariante verändert)

Bei gegenüber dem Basisnetz reduziertem Vermaschungsgrad wird der Verlustenergievorteil des Kabels durch die vereinfachte Verlustberechnung um 21% unterschätzt. In diesem Netz ist die Vermaschung gegenüber der Basisvariante reduziert. Der Einsatz des Kabels führt hier zu einer geringeren Veränderung der Stromverteilung im Gesamtnetz und damit letztlich dazu, dass der „Fehler“ der vereinfachten Betrachtung kleiner wird.

Somit ist festzustellen, dass der Verlustenergievorteil eines Kabels bei vereinfachter Berechnung der Verlustunterschiede zwischen Kabel und Freileitung, also ohne Berücksichtigung des umgebenden Systems, um etwa 1/3 unterschätzt wird. Nichts desto trotz ist ersichtlich, dass eine vereinfachte Abschätzung – gerade auch unter Berücksichtigung des Faktors 1/3 – gut geeignet ist, die tatsächlichen Verlustunterschiede zu bestimmen.

Berücksichtigung der Verlustunterschiede bei Festlegung und Anwendung des Mehrkostenfaktors

Bei der Erarbeitung der **Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors** sollte die verlustmindernde Wirkung des Kabels natürlich möglichst in voller Höhe berücksichtigt werden. Maximale Mehrkosten eines Kabels ergeben sich ohne Berücksichtigung der oben analysierten Systemwirkung der Netzverluste. Je höher der Verkabelungsgrad ist, desto geringer fällt der Beitrag dieser Systemwirkung aus, die sich aus der durch den Einsatz des Kabels

ergebenden Veränderung der Stromverteilung zurückzuführen ist. Ein Netz, das ausschließlich aus Kabeln besteht, weist näherungsweise die gleiche Stromverteilung auf, wie ein Netz, das ausschließlich aus Freileitungen besteht, so dass in der langen Sicht (bei zunehmendem Verkabelungsgrad) der beschriebene zusätzliche systembedingte Verlustvorteil des Kabels abnimmt; der sich aus dem niedrigeren Widerstand ergebende Verlustvorteil auf dem einzelnen Kabel bleibt natürlich bestehen.

Für die **Investitionsentscheidung Kabel vs. Freileitung bei der Anwendung des MKF** auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben können die Verlustunterschiede zwischen Kabel und Freileitung auf die oben skizzierte vereinfachte Weise bestimmt werden. Sofern die verfügbaren Daten und Werkzeuge Netzberechnungen zulassen, sollten diese zur genauen Bestimmung der Verlustunterschiede bevorzugt herangezogen werden.

Die vereinfachte Verlustberechnung sollte dabei auf folgender Basis durchgeführt werden:

- Es werden „nur“ die Verlustunterschiede auf der betreffenden Leitung bestimmt, und zwar einmal für die Ausführung als Freileitung und einmal für die Ausführung als Kabel.
- Grundsätzlich wird die Belastung (also die Stromhöhe) für Kabel- und Freileitungsausführung gleich angesetzt.
- Beim Ersatz bestehender Leitungen und bei der Errichtung neuer Leitungen aber ohne neue Netzknoten (Unterwerke oder Netzstationen), also Fällen, in denen die Belastung oder genauer der Zeitverlauf des Leitungsstroms grundsätzlich bekannt ist, sollte folgendermaßen vorgegangen werden:
 - Abschätzung der Verluststundenzahl je Netzknoten auf Basis der Jahresdauerlinie der gemessenen oder abgeschätzten Knotenbilanzen (Lasten und/oder Einspeisungen)
 - Berechnung der Verlustleistung ($\text{Strom}^2 \cdot \text{Widerstand}$) für die betreffende Leitung für den Höchstbelastungsfall zur Bestimmung der Verlustleistung (Maximum)
 - Abschätzung der Jahresverlustenergie über die Verluststundenzahl.
- Beim Bau neuer Leitungen/Trassen zum Anschluss neuer Unterwerke/Netzstationen, also Fällen, in denen die Belastung oder genauer der Zeitverlauf der Leitungsströme allenfalls näherungsweise bekannt ist, sollte grundsätzlich wie oben vorgegangen werden. Der Zeitverlauf der Last/Einspeisung der „neuen“ Knoten und damit der Ströme auf der neuen Leitung ist bestmöglich abzuschätzen, z. B. anhand der angemeldeten Höchstleistung und dem

Verlauf der Lasten/Einspeisungen an bereits vorhandenen Knoten mit vergleichbarer Charakteristik.

Aus **regulatorischer Sicht** ist zu beachten, dass die mit dem Bau einer neuen Leitung verbundenen Verlustkosten(unterschiede) nicht von den im gesamten Netz des verantwortlichen Netzbetreibers anfallenden gesamten Verlustkosten separiert werden können, so dass hier keine weiteren Kosten explizit zu beachten sind.

5 Auswertung und Optionen zur fundierten Wahl eines Mehrkostenfaktors

5.1 Vorbemerkungen

Das Ziel der nachfolgenden Ausführungen ist es, eine Entscheidungsgrundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors zu schaffen. Hierfür ist der Zusammenhang zwischen der Höhe des Mehrkostenfaktors und der Wirkung auf die Entwicklung Netznutzungsentgelte zu betrachten. Der durch die Wirkung des Mehrkostenfaktors sich ergebende voraussichtliche Verkabelungsgrad ist dabei als korrelatives Maß der Verfahrensbeschleunigung aufgrund höherer Akzeptanz in der Bevölkerung zu verstehen. Konkret ist also abzuschätzen, bei welchen Leitungsbauprojekten mit ihren spezifischen Determinanten, also z. B. Bodenbeschaffenheit, welche Mehrkosten zu erwarten sind. Somit kann in Abhängigkeit von der Höhe des Mehrkostenfaktors bestimmt werden, in welchen Fällen sich voraussichtlich die Kosten unter bzw. über der Schwelle des Mehrkostenfaktors ergeben würden. Hieraus wiederum kann berechnet werden, welche Mehrkosten insgesamt und somit letztlich welche Zunahme der Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit von der Höhe des Mehrkostenfaktors zu erwarten wären.

Die fundierte Wahl des Mehrkostenfaktors ermöglicht eine etwaige Beschleunigungswirkung beim Netzum- und ausbau. Dieser Beschleunigungswirkung wird letztlich durch die Verabschiedung eines akzeptierten (oder als akzeptabel angenommenen) Gesamtbudgets für Verkabelungen Rechnung getragen. Der Mehrkostenfaktor schreibt aber keinen Endzustand des Netzes vor. Der Zusammenhang zwischen der Höhe des Mehrkostenfaktors und dem tatsächlichen Anteil an realisierten Verkabelungen ist nicht starr. Dementsprechend wird kein Zielnetz vorgegeben, sondern lediglich die Möglichkeit geschaffen, aufgrund der gesellschaftlich akzeptierten (oder als akzeptiert angenommenen) Mehrkosten, den Netzausbau zu beschleunigen. Die Netzplanung verbleibt weiterhin in der Verantwortung der Netzbetreiber. Lediglich die Entscheidung Kabel versus Freileitung wird durch die Festlegung und Anwendung des Mehrkostenfaktors vereinfacht. Dies nicht zuletzt, da eine Rechtssicherheit bezüglich der regulatorisch an erkennbaren Kosten geschaffen wird. Insofern stellen die nachfolgenden Ergebnisse ausschließlich die Kostenwirkungen dar, die sich bei einer Kabelausführung im Vergleich zu einer Freileitungsausführung ergeben. Alle sonstigen Kostenveränderungen, die sich aus der Netzplanung (z. B. durch eine Zielnetzoptimierung) ergeben, sind

hier nicht berücksichtigt und sollen auch nicht durch den Mehrkostenfaktor abgedeckt werden.

Um zu der Entscheidungsgrundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors zu gelangen, sind folgende Schritte erforderlich:

- Festlegung einer Bandbreite für die zu verwendenden Kostenansätze für alle in den Abschnitten 4.4 und 4.5 genannten Kostenbestandteile, wobei gemäß obigen Ausführungen zu differenzieren ist nach den Netzebenen 3 und 5 sowie nach den genannten 5 Gebiets-/Bodentypen
- Abschätzung, welche Leitungslängen in der Schweiz auf welche Gebiets-/Bodentypen entfallen
- Berechnung der Mehrkosten für Kabel gegenüber Freileitung je Gebiets-/Bodentyp und je Netzebene und schließlich Ableitung der Mehrkosten für die gesamte Schweiz

5.2 Daten

5.2.1 Kosten

Für alle in den Abschnitten 4.4 und 4.5 genannten Investitions- und Betriebskostenbestandteile wurden differenziert nach den Netzebenen 3 und 5 sowie nach den genannten 5 Gebiets-/Bodentypen (Tabelle 4.3) spezifische Kostenansätze bestimmt. Diese basieren auf Erfahrungen aus zahlreichen Netzplanungsprojekten, berücksichtigen die Angaben zu Einheitskosten des VSE [1] und wurden zudem intensiv mit den Vertretern der Begleitgruppe abgestimmt. Zur Berücksichtigung der zwangsläufig bestehenden Unsicherheiten bei der Abschätzung der Kostenansätze wurde zu jedem Kostenbestandteil eine Bandbreite betrachtet. Diese wurde entweder auf Basis der Bandbreite der Werte festgelegt, die von den Vertretern der Begleitgruppe genannt wurden, oder dort wo kein oder nur ein Wert genannt wurde mit +/- 30% um den von uns vorgeschlagenen Wert angesetzt. Alle verwendeten Kostenansätze sind im Anhang 0 aufgelistet.

Auf Basis dieser Kostenansätze wurden in einem ersten Schritt unter Berücksichtigung aller Kostenbestandteile für direkte Investitions- und Betriebskosten (s. Abschnitt 4.4) die gesamten annuitätischen Kosten je Kilometer Leitungslänge differenziert nach Gebiets-/Bodentypen berechnet. Diese Ergebnisse sind in Bild 5.1 exemplarisch für den Gebietstyp „unbebaut,

stabile Böden“ dargestellt, wobei hier die mittleren spezifischen Kostenansätze (also Mittelwerte der o.g. Bandbreite) und eine Berechnung der Abschreibung auf Basis der regulatorischen Nutzungsdauer zu Grunde liegen. Ferner wurde hierbei die heutige Leitungsbelastung unterstellt und angenommen, dass die Leitungen der Netzebene 3 im Durchschnitt mit 95 kV betrieben werden; dies ist in erster Linie für die Berechnung der Verlustkosten relevant. Diese wurden so kalibriert, dass die berechnete Verlustenergie mit den von der ElCom genannten Werten zur gesamten Verlustenergie der Netzebene 3 übereinstimmt¹¹.

Entsprechende Darstellungen für die übrigen Gebietstypen der Netzebene 3 sowie für die Netzebene 5 finden sich in Anhang C.3 und C.5.

¹¹ Die heutige Leitungsbelastung wurde abgeschätzt, in dem die Jahreshöchstlast der Netzebene 3 gleichmäßig auf alle Netzebene 2 Umspannwerke aufgeteilt wurde. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Zahl von Netzebene 3 Leitungsabgängen je Netzebene 2 Umspannwerk wurde die Höchstlast einer Netzebene 3 Leitung zu ca. 36 MW abgeschätzt. Für diesen Höchstlastfall wurde die Verlustleistung bestimmt. Unter Berücksichtigung einer für die Netzebene 3 üblichen Verluststundenzahl von 2.500 h/Jahr wurde schließlich die durchschnittliche Nennspannung so bestimmt, dass sich über alle Leitungen aufsummiert eine Jahresverlustenergie ergibt, die den Angaben von ElCom entspricht.

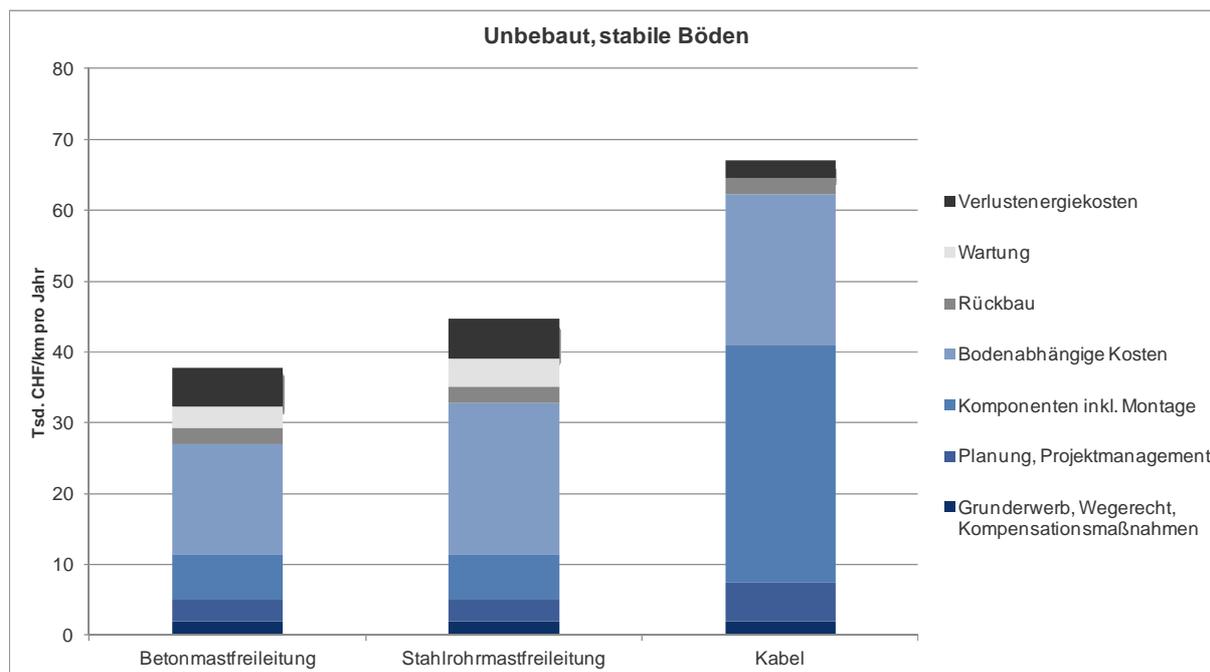


Bild 5.1 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln (Netzebene 3) im Gebietstyp „unbebaut, stabile Böden“ (95 kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

5.2.2 Gebietstypen-Anteile

Die Abschätzung, welche Leitungslängen in der Schweiz auf welche Gebiets-/Bodentypen entfallen, wurde in Abstimmung mit den Vertretern der Begleitgruppe auf folgender Grundlage vorgenommen:

- Grundlage war zunächst eine Betrachtung der Leitungen der Höchstspannungsebene (Netzebene 1). Die Höchstspannungsebene wurde deshalb zunächst betrachtet, weil öffentlich verfügbare und elektronisch auswertbare Informationen über den geografischen Verlauf der Höchstspannungsleitungen vorliegen, was bei Leitungen der Netzebene 3 und der Netzebene 5 nicht ohne weiteres der Fall ist.
- Als weitere Grundlage wurde das Landnutzungsraster der Europäischen Umweltagentur herangezogen, dem für die gesamte Schweiz im 250m-Raster Landnutzungsarten, differenziert nach ca. 40 Nutzungsarten, entnommen werden können; diese Nutzungsarten wiederum wurden den im Hinblick auf die Festlegung des Mehrkostenfaktors betrachteten 5 Gebiets-/Bodentypen zugeschlüsselt. In Bild 5.2 ist als exemplarisches Ergebnis die geografi-

sche Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „Wald“ in der Schweiz dargestellt. Entsprechende Darstellungen für die übrigen Gebiets-/Bodentypen finden sich in Anhang C.5.

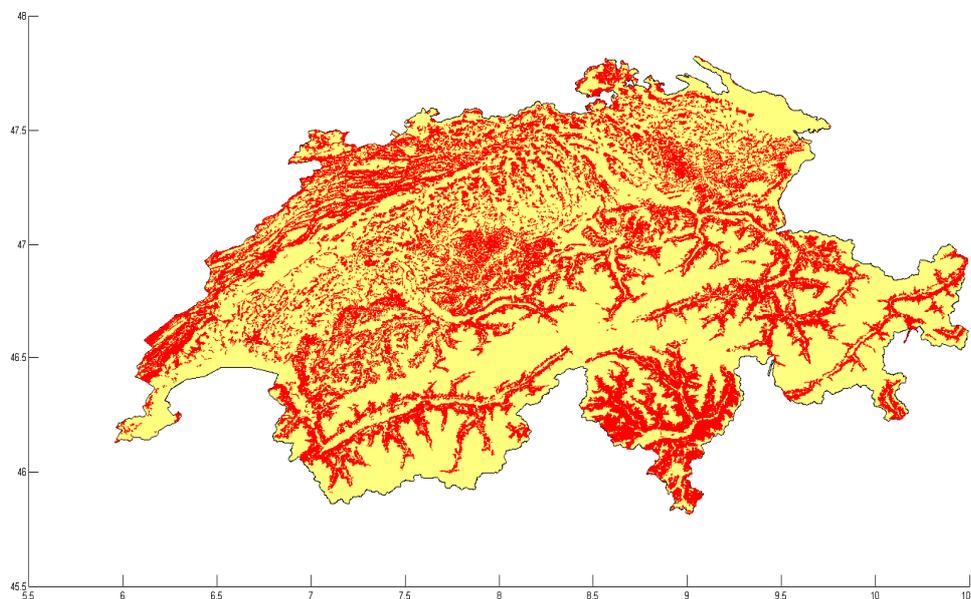


Bild 5.2 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „Wald“ in der Schweiz

Durch einen Abgleich dieser beiden Informationsquellen konnte ausgewertet werden, welcher Anteil der Höchstspannungsleitungen jeweils auf die 5 Gebiets-/Bodentypen entfällt. Hieraus wurde die relative Aufteilung der Netzebene-3- und der Netzebene-5-Freileitungen auf die 5 Gebiets-/Bodentypen abgeleitet. Es wurden hier nur die bestehenden Freileitungen betrachtet, da nur diese und nicht etwa die bereits bestehenden Kabelleitungen relevant sind für die Frage, welche Mehrkosten bei künftigen Verkabelungen entstehen können. Dabei wurde berücksichtigt, dass zwar ein Teil der Höchstspannungsleitungen durch hochalpines Gelände verläuft, hier aber keine oder fast keine Freileitungen der Netzebene 3 und 5 verlaufen.

Die so bestimmte Aufteilung der Leitungen auf die 5 Gebiets-/Bodentypen wurde verifiziert anhand des Verlaufs der Leitungen der Netzebene 3 von Axpo Power AG, die freundlicherweise entsprechende elektronisch zügig auswertbare Informationen bereitgestellt hat.

Auf dieser Basis wurden letztlich die in Tabelle 5.1 aufgeführten Anteile der 5 Gebiets-/Bodentypen abgeschätzt.

Gebiets-/Bodentyp	%-Anteil
Unbebaut, stabiler Boden	67
Unbebaut, weicher Boden	1
Wald	20
Felsiger Untergrund	2
Bebauungsnähe	10

Tabelle 5.1 Aufteilung der Trassen auf die fünf betrachteten Gebiets-/Bodentypen

5.3 Ergebnisse: Mehrkosten und Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

5.3.1 Parameterwahl für Sensitivitätsanalysen

In Abstimmung mit dem BFE und den Vertretern der Begleitgruppe sollten verschiedene Parameter und deren Wirkung auf die Mehrkosten, die sich aus einem verstärkten Einsatz von Kabeln gegenüber Freileitungen ergeben, betrachtet werden:

- 3 Parameter-Sätze zur Bandbreite der spezifischen Kostenansätze, nachfolgend als untere Bandbreite, Mittel und obere Bandbreite bezeichnet
- 2 Parameter-Sätze zur Abschreibungsdauer, und zwar regulatorische versus technische Nutzungsdauer, nachfolgend als regulatorisch und technisch bezeichnet
- 2 Parameter-Sätze zur Abdeckung der Bandbreite der Auswirkungen systembedingter Mehrkosten, und zwar ein Parameter-Satz ohne systembedingte Mehrkosten im Sinne einer unteren Abschätzung und ein Parameter-Satz mit systembedingten Mehrkosten in voller Höhe im Sinne einer oberen Abschätzung der Mehrkosten
- 3 Parameter-Sätze zum Einfluss der Nennspannung auf die Netzverlustkosten, hier repräsentiert durch Nennspannungen von 70 kV, 95 kV und 150 kV.

- Aus diesen Sensitivitätsanalysen kann eine Bandbreite für die Mehrkosten und damit letztlich eine Bandbreite für mögliche Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte und damit die Strompreise abgeleitet werden.

5.3.2 Netzebene 3

5.3.2.1 Relative Mehrkosten

In Bild 5.3 sind die relativen Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 3 differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern dargestellt. Systembedingte Mehrkosten sind hierin nicht enthalten.

Eine Darstellung der *relativen* Mehrkosten, in der die systembedingten Mehrkosten beinhaltet wären, wäre irreführend, da die Anwendung des Mehrkostenfaktors auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben anhand eines Kostenvergleichs erfolgt, in dem die systembedingten Mehrkosten ebenfalls nicht enthalten sind. Die Berücksichtigung der systembedingten Mehrkosten ist deshalb „nur“ bei der Betrachtung der *absoluten* von der Gesamtheit der Stromkunden zu tragenden Mehrkosten sinnvoll (Abschnitt 5.3.2.3).

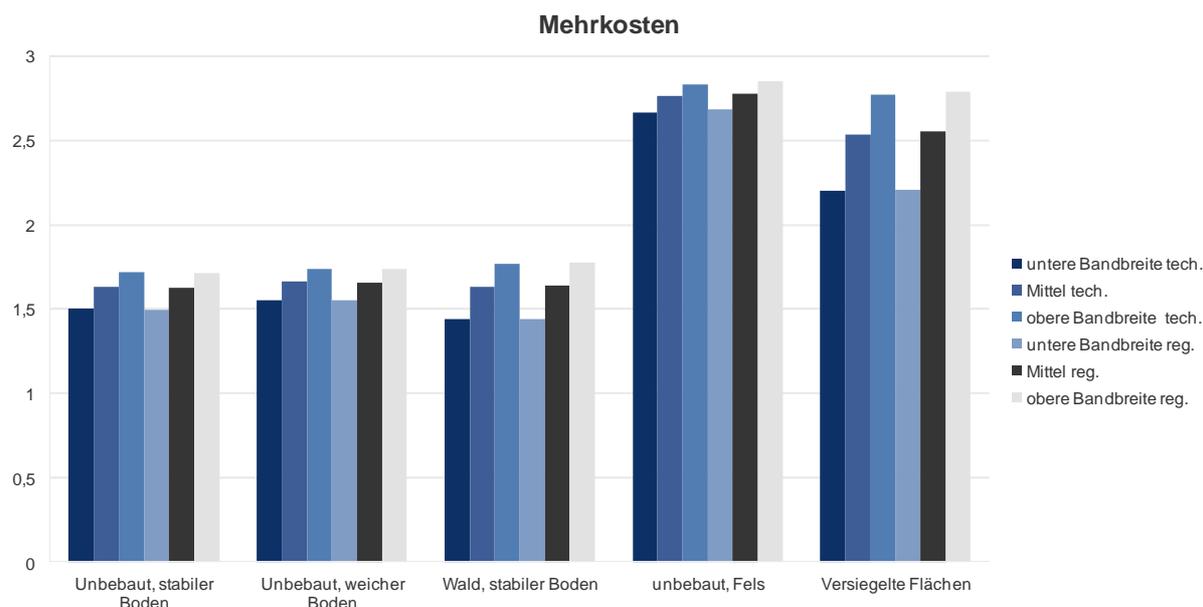


Bild 5.3 *Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 3 ohne Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern und bei Annahme einer Nennspannung von 95 kV*

Aus Sicht der relativen Mehrkosten können zwei Klassen ausgemacht werden; unbebaute Gebiete mit stabilen und weichen Böden sowie bewaldete Gegenden auf der einen und felsige Untergründe und versiegelte Flächen, also bebaute Gebiete, auf der anderen Seite. Dies erscheint in Anbetracht der teilweise großen Unterschiede in den spezifischen Kostenansätzen je Gebietstyp zunächst erstaunlich, ist allerdings dadurch zu erklären, dass der gebietsabhängige Kostenanstieg (von einfachen zu schwierigen Untergründen) für Kabel wie für Freileitungen innerhalb der beiden Klassen gleichartig erfolgt. Beispielsweise ist die Verlegung eines Kabels in bewaldeten Gebieten um rund 20% teurer als im unbebauten Gebiet; ähnliches gilt dort aber auch für Freileitungen. Im Gegensatz dazu wirken sich die erheblich höheren Baukosten bei felsigen oder versiegelten Böden deutlich stärker auf die Kabelverlegung als auf die Errichtung von Freileitungen aus, allerdings gilt auch hier, dass die absoluten Baukosten auch bei Freileitungen hoch sind, so dass die hohen Kosten von Kabeln durch teilweise bergmännisch erstellte Trassen sich nicht so stark auf die *relativen* Mehrkosten auswirken, wie vielleicht eingangs vermutet.

Zudem hat die Bandbreite der spezifischen Kostenansätze (untere, Mittel, obere) nur einen recht geringen Einfluss auf die *relativen* Mehrkosten. Ferner zeigt sich, dass der Einfluss der

Abschreibungsdauer (technisch vs. regulatorisch) auf die *relativen* Mehrkosten vernachlässigbar gering ist.

5.3.2.2 Einfluss der Netzverluste/Netzverlustkosten auf die Mehrkosten

Um den Einfluss der Nennspannung (die bei Leitungen der Netzebene 3 in der Schweiz von ca. 70 kV bis 150 kV reicht) auf die Netzverlustkosten und damit auf die Mehrkosten von Kabeln zu analysieren, wurden die Berechnungen ergänzend einmal für eine Nennspannung von 150 kV und einmal für 70 kV wiederholt. Die Ergebnisse hierzu sind in Bild 5.4 bzw. Bild 5.5 dargestellt. Diese Untersuchungen dienen dazu aufzuzeigen, welchen Einfluss die Nennspannung grundsätzlich auf die Verlustkosten haben kann, sind hinsichtlich der quantitativen Höhe allerdings tendenziell überschätzt. Dies liegt daran, dass hier zwar die Nennspannung variiert, die Höhe der übertragenen Leistung allerdings (mangels näherer Informationen) konstant gehalten wurde, wohingegen in Realität bei geringerer Nennspannung auch tendenziell geringere Leistungen übertragen werden, so dass die absolute Verlusthöhe und damit auch der absolute Verlustunterschied bei niedrigerer Spannung kleiner sein wird, als hier errechnet.

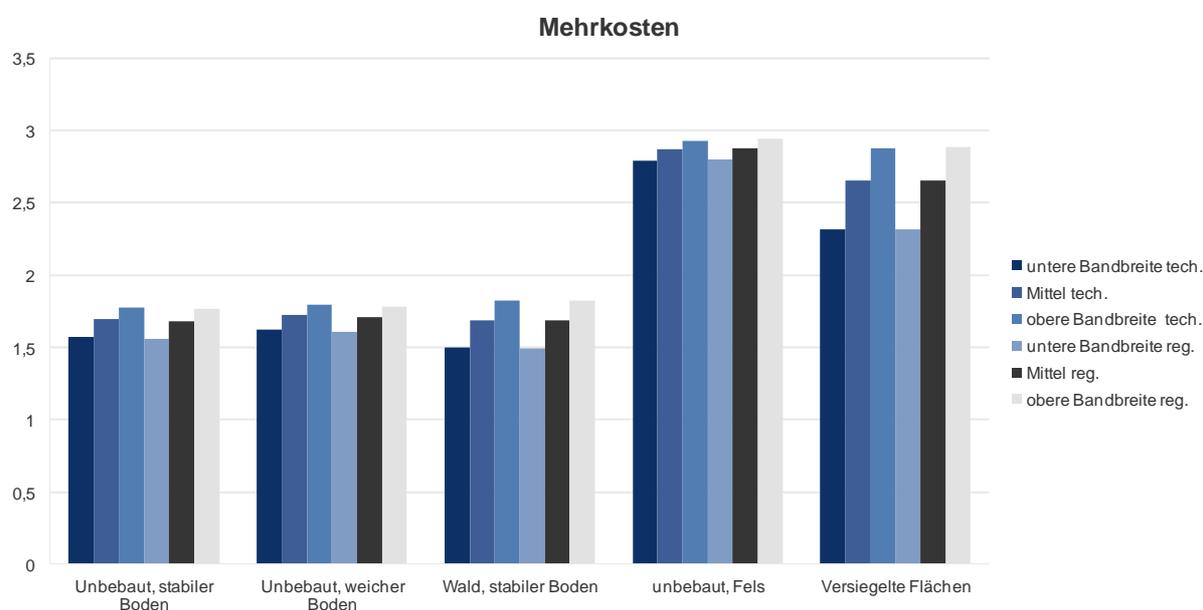


Bild 5.4 Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 3 ohne Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern und bei Annahme einer Nennspannung von 150 kV

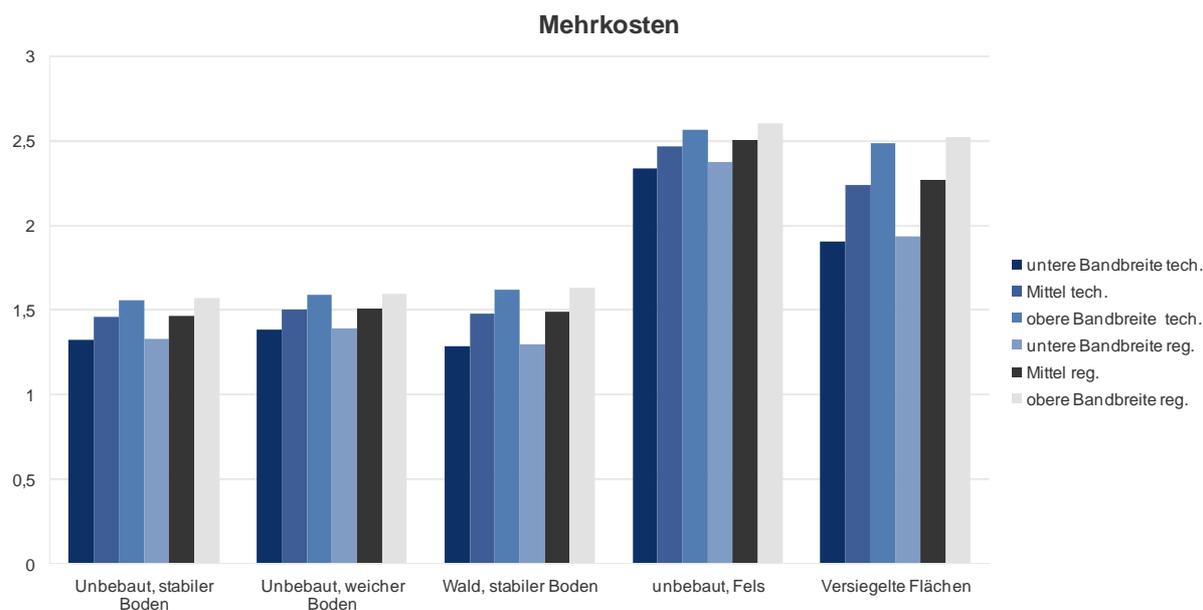


Bild 5.5 *Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 3 ohne Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern und bei Annahme einer Nennspannung von 70 kV*

Im Vergleich zu den in Bild 5.3 dargestellten Ergebnissen zeigt sich, dass die relativen Mehrkosten praktisch unabhängig vom Bodentyp um ca. 0,1 steigen, wenn die Leitungen mit 150 kV statt mit 95 kV betrieben werden. Eine höhere Nennspannung führt bei gleichbleibender Übertragungsleistung zu niedrigeren Strömen und somit zu einem geringeren Verlustvorteil der Kabelvariante.

Werden die Leitungen demgegenüber mit 70 kV statt mit 95 kV betrieben, sinken die relativen Mehrkosten auch hier praktisch unabhängig vom Bodentyp um ca. 0,25. Eine niedrigere Nennspannung führt bei gleichbleibender Übertragungsleistung zu höheren Strömen und somit zu einem höheren Verlustvorteil der Kabelvariante.

Die in der Schweiz übliche Bandbreite der Nennspannungen (70-150 kV) kann also einen deutlichen Einfluss auf die Mehrkosten einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsvariante in der Netzebene 3 haben. Die Verlustkostenunterschiede und damit die Mehrkosten einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsvariante können also in einem konkreten Leitungsbauvorhaben in hohem Maße von der Nennspannung abhängen. Für die Festlegung des Mehrkostenfaktors sollten auch hier die durchschnittlichen Wirkungen berücksichtigt werden; konkret

scheint es sinnvoll, mit der in Abschnitt 5.2.1 genannten Spannung von 95 kV zu rechnen, welche für die nachfolgenden Betrachtungen verwendet wird.

5.3.2.3 Absolute Mehrkosten

Die absoluten Mehrkosten, die sich bei Einsatz von Kabeln gegenüber Freileitungen ergeben, beinhalten wegen der nur näherungsweise vorhersehbaren spezifischen Kosten wie auch wegen der ebenfalls nur näherungsweise vorhersehbaren Höhe der indirekten systembedingten Kosten nicht unerhebliche Unsicherheiten. Deshalb werden die Mehrkosten nachfolgend als Bandbreite angegeben, die sich aus der o. g. Bandbreite der spezifischen Kostenansätze (untere, Mittel, obere Bandbreite) ergibt wie auch aus der Bandbreite der systembedingten Mehrkosten, die hier im Sinne einer unteren Abschätzung zunächst gänzlich vernachlässigt und anschließend im Sinne einer oberen Abschätzung in voller Höhe einbezogen werden.

In Bild 5.6 sind die annuitätischen Mehrkosten dargestellt, die sich bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebene 3 langfristig ergeben würden. Hierbei werden die systembedingten Mehrkosten zunächst noch nicht mit eingerechnet. Variiert wurden hier zudem die Abschreibungsdauern; die drei linken Säulen stellen die Ergebnisse bei Verwendung der technischen Nutzungsdauer und die drei rechten Säulen bei Verwendung der regulatorischen Nutzungsdauer dar. Die jeweils linke Säule gibt die untere und die jeweils rechte Säule die obere Bandbreite der Mehrkosten entsprechend der Variation der spezifischen Kostenansätze an.

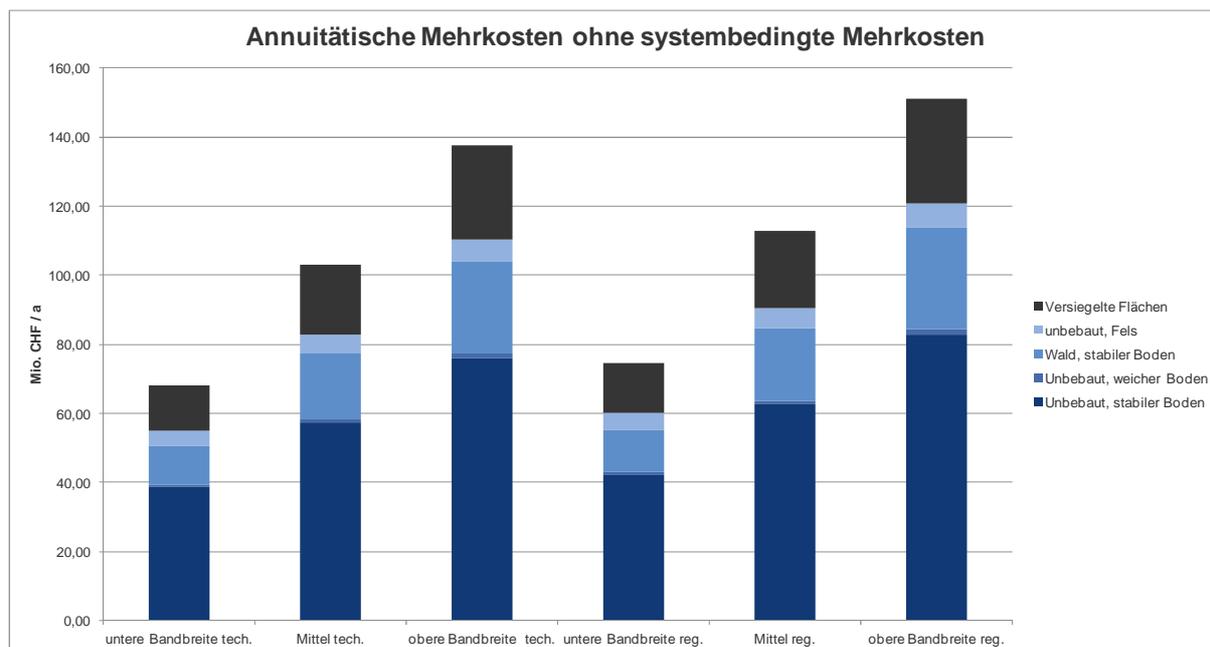


Bild 5.6 Annuitätische Mehrkosten *ohne* Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 3 aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 95 kV)

Der Einfluss der Abschreibungsdauer ist auch auf die *absoluten* Mehrkosten sehr gering. Anders als bei den in Abschnitt 5.3.2.1 dargestellten *relativen* Mehrkosten zeigt sich hier aber erwartungsgemäß, dass die Bandbreite der spezifischen Kostenansätze einen sehr großen Einfluss auf die *absoluten* Mehrkosten hat.

In Bild 5.7 sind schließlich die annuitätischen Mehrkosten *einschließlich* systembedingter Mehrkosten dargestellt, die sich bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebene 3 langfristig ergeben würden.

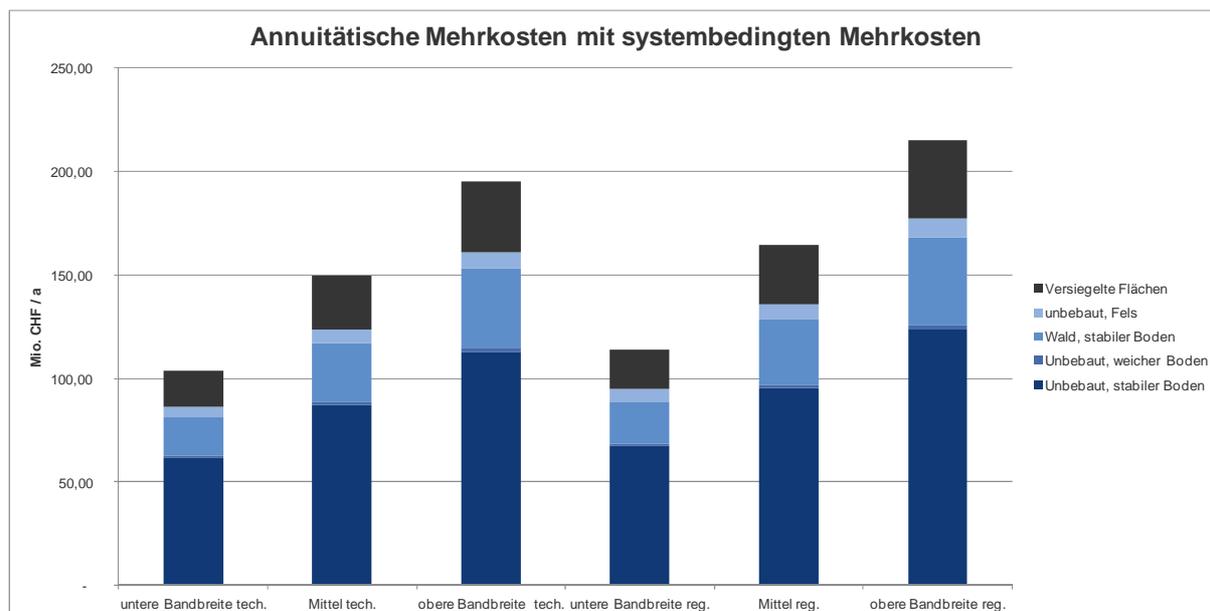


Bild 5.7 Annuitätische Mehrkosten mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 3 aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 95 kV)

Bei Berücksichtigung der systembedingten Mehrkosten, die bei einer weitgehenden Verkabelung zumindest größtenteils tatsächlich erwartet werden können, steigen die gesamten Mehrkosten um ca. 40-65 Mio. CHF/a, entsprechend ca. 40-50% der Mehrkosten ohne systembedingte Mehrkosten.

Bei weitgehender Verkabelung sind somit Mehrkosten im Bereich von minimal ca. 75 Mio CHF/a zu erwarten, die sich bei Verwendung der unteren Bandbreite der spezifischen Kostenansätze und ohne systembedingte Mehrkosten ergeben. Maximal sind Mehrkosten von ca. 215 Mio CHF/a zu erwarten, die sich bei Verwendung der oberen Bandbreite der spezifischen Kostenansätze einschließlich oberer Abschätzung systembedingter Mehrkosten ergeben. Bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze sind es ca. 150 Mio CHF/a.

Es lässt sich daher nicht ohne Weiteres von den annuitätischen Kosten auf die gesamten Mehrausgaben schließen. Täte man dies würden, unter der unrealistischen Annahme, dass heute auf einen Schlag alle Leitungen der Netzebene 3 verkabelt würden, Kosten von im schlimmsten Fall ca. 8.6 Mrd. CHF auftreten. Dabei würde man die annuitätischen Kosten über 40 Jahre hochrechnen. Es muss zur Abschätzung der gesamten Mehrausgaben eine andere Vorgehensweise gewählt werden. Dabei wird nun unterstellt, dass eine weitgehende Ver-

kabelung erst bei einem weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkt realisiert werden kann (hier unterstellt nach 80 Jahren). In Bild 5.8 sind die bis 2093 aufgelaufenen, erwarteten, direkten und systembedingten Ausgaben dargestellt, wenn man einen gleichmäßigen Zubau von Erdkabeln in der Netzebene 3 unterstellt. Die Annahme einer konstanten, sukzessiven Verkabelung über diesen langen Zeitraum zur Bestimmung der gesamten, absoluten Kosten bedingt allerdings unter anderem Annahmen zu Reinvestitionen. Zudem werden Zinseffekte vernachlässigt. Somit ist eine derartige Betrachtung auch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Bild 5.8 zeigt, dass, unter der Annahme einer linear-fortschreitenden Verkabelung im System und der Vernachlässigung von Zinseffekten, im schlimmsten Fall Mehrausgaben von rund 10 Mrd. CHF für die regulatorisch basierte Betrachtungsweise der Kosten bestimmt werden können. Diese sind im Vergleich mit den Kosten in der technischen Betrachtungsweise tendenziell überschätzt, da aufgrund von Unterschieden in der regulatorischen und technischen Lebensdauer Reinvestitionen in die Freileitungslösungen stattfinden. Das mindert, auch aufgrund der Vernachlässigung des Zinseffektes, den Investitionskostennachteil der Kabel und verursacht, dass die Betriebskostenvorteile der Kabel stärker ins Gewicht schlagen.

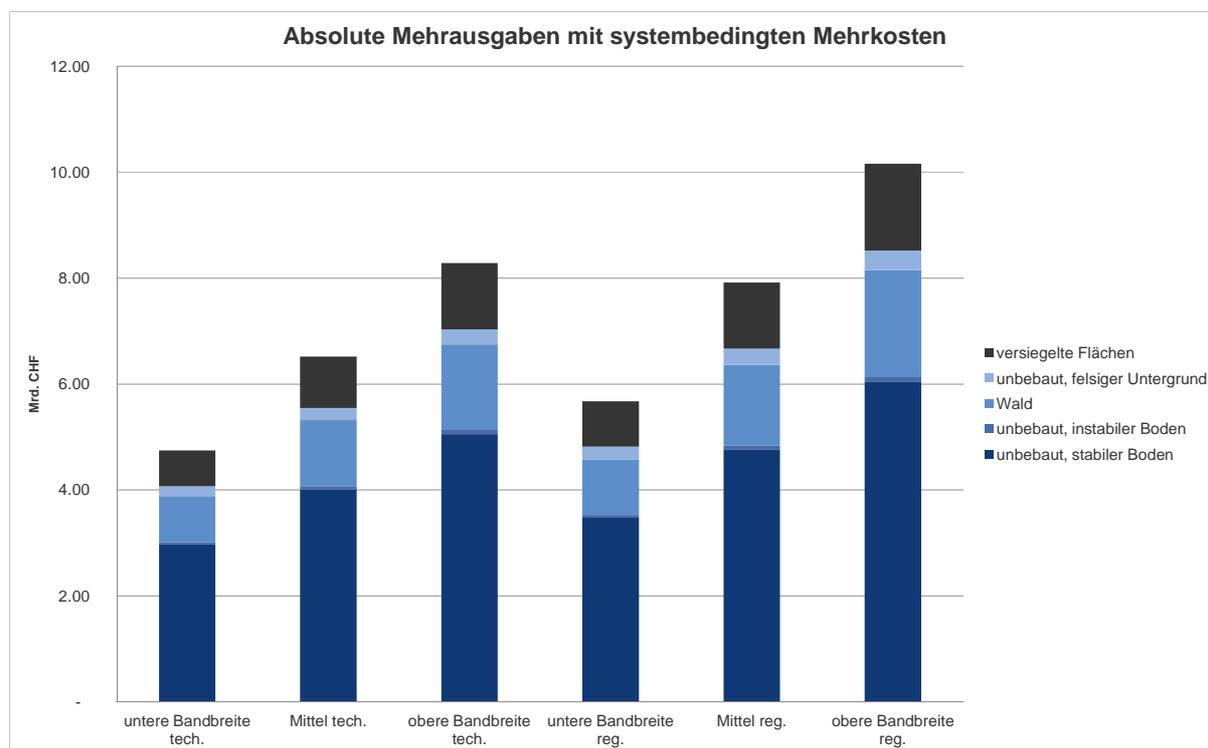


Bild 5.8 Kumulierte Mehrausgaben von Kabeln gegenüber Freileitungen *mit* Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten auf Netzebene 3 ohne Berücksichtigung von Zinseffekten (Nennspannung: 95 kV)

5.3.3 Netzebene 5

5.3.3.1 Relative Mehrkosten

In Bild 5.9 sind die relativen Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 5 differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern dargestellt. Analog zur Netzebene 3 sind systembedingte Mehrkosten hierin nicht enthalten. Auch hier gilt: eine Darstellung der *relativen* Mehrkosten, in der die systembedingten Mehrkosten beinhaltet wären, wäre irreführend, da die Anwendung des Mehrkostenfaktors auf ein konkretes Leitungsbauvorhaben auch in der Netzebene 5 anhand eines Kostenvergleichs erfolgt, in dem die systembedingten Mehrkosten ebenfalls nicht enthalten sind. Die Berücksichtigung der systembedingten Mehrkosten ist deshalb auch hier „nur“ bei der Betrachtung der *absoluten* von der Gesamtheit der Stromkunden zu tragenden Mehrkosten sinnvoll (Abschnitt 5.3.3.2).

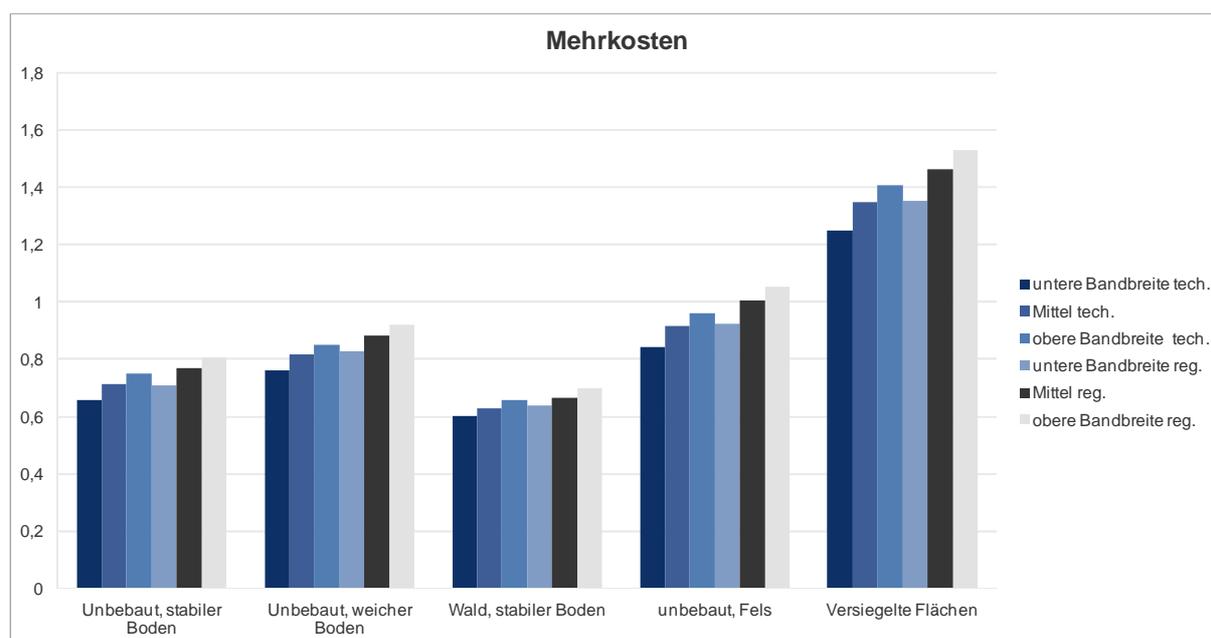


Bild 5.9 Relative Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen in der Netzebene 5 *ohne* Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten differenziert nach den 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 15 kV)

Wie bei der Netzebene 3 zeigt sich auch hier bei den relativen Mehrkosten eine ausgeprägte Abhängigkeit von den Gebiets-/Bodentypen. Im Vergleich zur Netzebene 3, wo sich 2 Klas-

sen abgezeichnet haben, sind die Unterschiede hier allerdings etwas fließender. Auffällig ist hier vor allem, dass die relativen Mehrkosten einer Kabelvariante bei den meisten Gebiets-/Bodentypen sogar unterhalb von 1 liegen, dass also unter Berücksichtigung aller im Laufe der Lebensdauer einer Leitung anfallenden Kosten eine Kabelausführung sogar kostengünstiger ist als eine Freileitungsvariante. Zwar sind die Investitionskosten von Kabeln durchweg höher als die von Freileitungen, allerdings weisen Freileitungen deutlich höhere Betriebskosten (für Wartung und Instandhaltung wie auch für Verluste) und zudem eine deutlich niedrigere technische Nutzungsdauer auf, so dass sie häufiger erneuert werden müssen als Kabel. Lediglich in Gebieten mit aufwendig versiegelten Oberflächen (also in der Nähe von Bebauungen) weisen Kabel höhere Kosten auf als Freileitungen.

Analog zur Netzebene 3 zeigt sich auch hier, dass sowohl die Bandbreite der spezifischen Kostenansätze (untere, Mittel, obere) als auch die Abschreibungsdauer (technisch vs. regulatorisch) nur einen recht geringen Einfluss auf die *relativen* Mehrkosten haben.

Im Gegensatz zur Netzebene 3 ist die Nennspannung in der Netzebene 5 in denjenigen Gebieten, in denen derzeit Freileitungen vorhanden sind, weitgehend einheitlich; zudem ist der Unterschied des spezifischen Widerstands zwischen Kabeln und Freileitungen bei üblichen Standardbetriebsmitteln geringer als in der Netzebene 3, so dass die Verlustkosten in der Netzebene 5 einen geringeren Einfluss auf die Höhe der Mehrkosten haben.

5.3.3.2 Absolute Mehrkosten

Analog zur Netzebene 3 sind hier in Bild 5.10 zunächst die annuitätischen Mehrkosten dargestellt, die sich bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebene 5 ohne systembedingte Mehrkosten langfristig ergeben würden. Variiert wurden auch hier die Abschreibungsdauern, bei den drei linken Säulen gemäß technischer Nutzungsdauer und bei den drei rechten Säulen gemäß regulatorischer Nutzungsdauer. Die jeweils linke Säule gibt die untere und die jeweils rechte Säule die obere Bandbreite der Mehrkosten entsprechend der Variation der spezifischen Kostenansätze an.

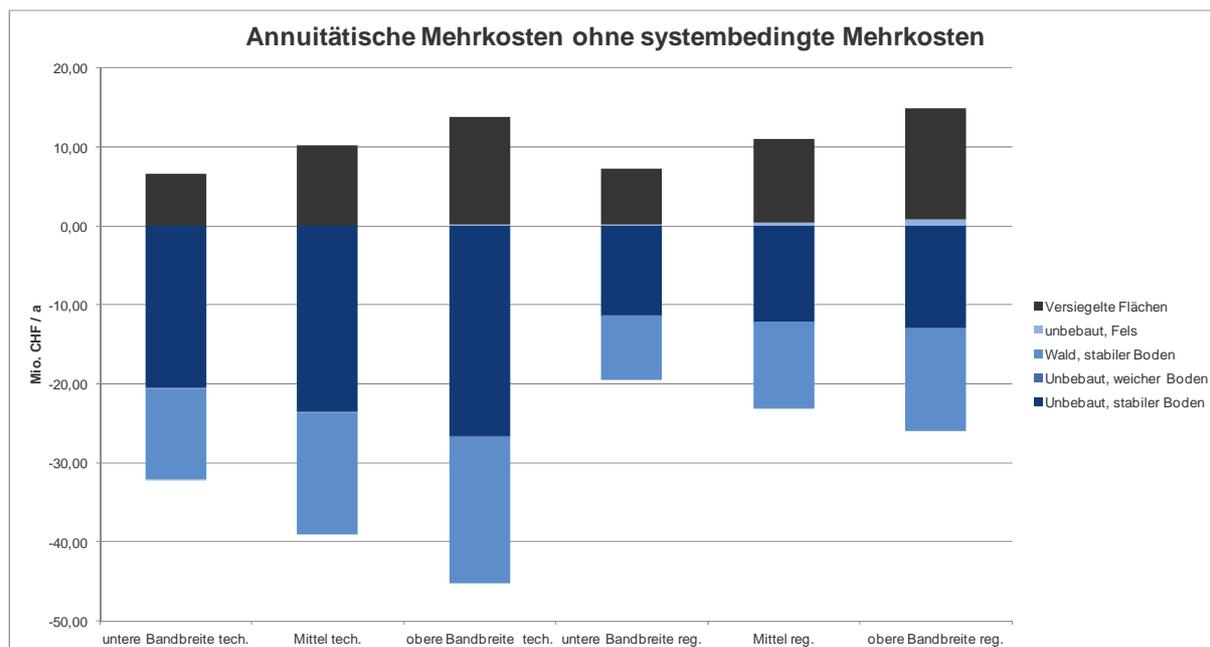


Bild 5.10 Annuitätische Mehrkosten *ohne* systembedingte Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 5 *ohne* Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 15 kV)

Eine zunehmende Verkabelung in der Netzebene 5 muss also nicht zwangsläufig zu Mehrkosten führen. Dies ist ein Grund dafür, dass – wie die Beobachtung der Leitungsbaupraxis der jüngeren Vergangenheit zeigt – neue Leitungen in der Netzebene 5 überwiegend als Kabel ausgeführt werden. Hervorzuheben ist das Faktum, dass, außer in versiegelten Flächen, eine Kabellösung zu geringeren Kosten als eine Freileitung führt, wie durch die Balken auf der negativen Skala veranschaulicht wird.

Ferner zeigt sich, dass sowohl die Abschreibungsdauer (drei linke Säulen im Vergleich zu drei rechten Säulen) als auch die Bandbreite der spezifischen Kostenansätze (Vergleich der der linken und der drei rechten Säulen untereinander) merkbaren Einfluss auf die *absoluten* Mehrkosten haben.

In Bild 5.11 sind schließlich auch hier die annuitätischen Mehrkosten *einschließlich* systembedingter Mehrkosten dargestellt, die sich bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebene 5 langfristig ergeben würden.

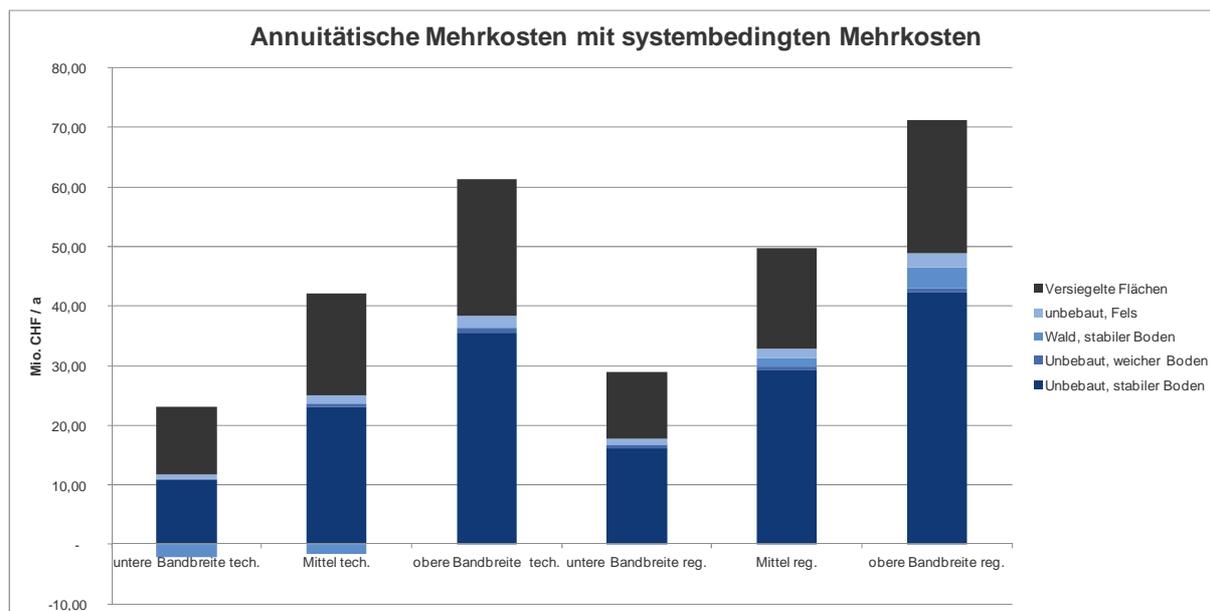


Bild 5.11 Annuitätische Mehrkosten mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 5 aufgeteilt auf die 5 Gebiets-/Bodentypen bei Variation der Kostenansätze und Abschreibungsdauern (Nennspannung: 15kV)

Einschließlich systembedingter Mehrkosten, die bei einer weitgehenden Verkabelung auch hier zumindest größtenteils tatsächlich erwartet werden können, ergeben sich Mehrkosten zwischen ca. 30 Mio. CHF/a und ca. 70 Mio. CHF/a.

Bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 5 sind somit Minderkosten im Bereich von ca. 10 Mio. CHF/a zu erwarten; diese ergeben sich bei Verwendung der unteren Bandbreite der spezifischen Kostenansätze und ohne systembedingte Mehrkosten. Maximal sind Mehrkosten von ca. 70 Mio. CHF/a zu erwarten; diese ergeben sich bei Verwendung der oberen Bandbreite der spezifischen Kostenansätze einschließlich oberer Abschätzung systembedingter Mehrkosten. Bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze sind es ca. 50 Mio. CHF/a.

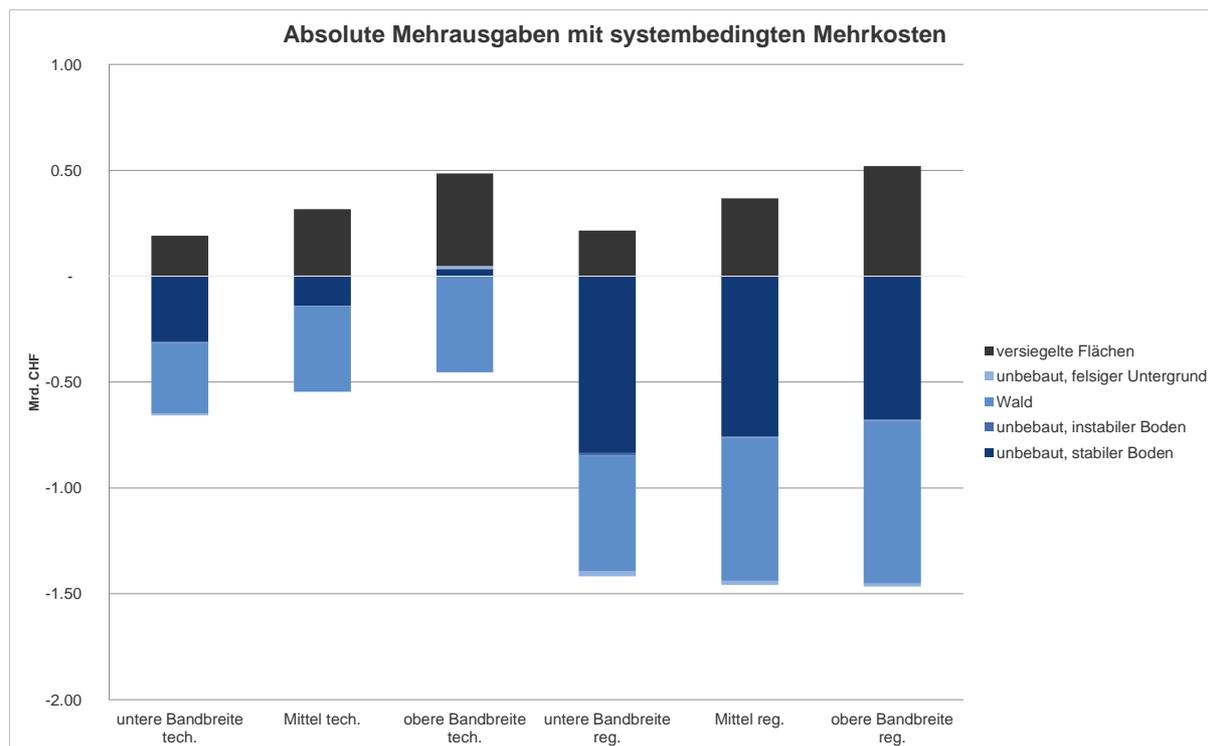


Bild 5.12: Kumulierte Mehrausgaben von Kabeln gegenüber Freileitungen mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten auf Netzebene 5 ohne Berücksichtigung von Zinseffekten (Nennspannung: 15 kV)

Bild 5.12 zeigt schliesslich die absoluten Mehrausgaben mit Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten für die Netzebene 5. Wiederrum wird ein konstanter Leitungszubau bis 2093 angenommen (konstante, sukzessive Verkabelung). Diese Betrachtung der gesamten, absoluten Kosten ist auch hier aufgrund des langfristigen Zeitraums, den Annahmen zu Reinvestitionen und der Vernachlässigung von Zinseffekten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Es zeigt sich ein Kostenvorteil für Kabel von knapp 1.5 Mrd. CHF in der regulatorischen Betrachtungsweise. Dabei spielen die gleichen Effekte wie in Netzebene 3 eine Rolle, nehmen aber an Bedeutung zu. Der hier bestimmte Kostenvorteil der Kabellösungen liegt vor allem an dem Effekt der anfallenden Reinvestition in die Freileitungslösungen gegenüber den langen Nutzungsdauern von Kabeln sowie den vernachlässigten Zinseffekten. So müssen z. B. Holzmasten, welche zu einem gewissen Anteil in dieser Netzebene angenommen werden, müssen über den langen Betrachtungszeitraum mehrmals erneuert werden. Da solche Reinvestition für Freileitungen insbesondere bei der regulatorischen Betrachtungsweise stark den Investitionsnachteil der Kabel aufwiegen und die systembedingten Mehrkosten durch Vernachlässigung der Zinseffekte bei Kabeln unterbewertet werden, gewinnen die Betriebskos-

tenvorteile der Kabel so sehr an Bedeutung, dass sich ein Vorteil der Kabellösungen ergibt. Der Effekt der Reinvestitionen ist bei der technischen Betrachtungsweise geringer ausgeprägt, weshalb die Kostenvorteile der Kabellösungen in dieser Betrachtung wesentlich geringer sind.

5.3.4 Zunahme der Netznutzungsentgelte

Neben dem zu erwartenden Anstieg der annuitätischen Kosten ist die erwartete Zunahme der Netznutzungsentgelte eine weitere wichtige Grundlage für die Festlegung des Mehrkostenfaktors.

Hierzu wurde in vereinfachter Weise eine gleichmäßige Umlage der Mehrkosten auf den Gesamtverbrauch (der jeweiligen Ebene und der darunterliegenden Ebenen) unterstellt; eine exakte Berechnung der Kostenwälzung wurde nicht vorgenommen. Für die Umlage der Mehrkosten der Netzebene 3 wurde ein Jahresverbrauch von ca. 60 TWh/a und für die der Netzebene 5 von ca. 50 TWh/a angesetzt. Der Unterschied bei den Jahresverbräuchen kommt daher zu Stande, dass alle Verbräuche der Netzebene 5, in der wiederum auch die der unterlagerten Netzebene 7 enthalten sind, auch in den Verbräuchen der Netzebene 3 enthalten sind. Direkt aus der Netzebene 3 werden demnach Verbraucher mit einem Gesamtverbrauch von ca. 10 TWh/a versorgt.

In Bild 5.13 ist die Zunahme der Netznutzungsentgelte, die bei einer zunehmenden Verkabelung der Netzebene 3 zu erwarten ist, dargestellt. Hierbei wurde zunächst in dieser Variante eine vorrangige Verkabelung derjenigen Leitungen mit den niedrigsten Mehrkosten unterstellt.

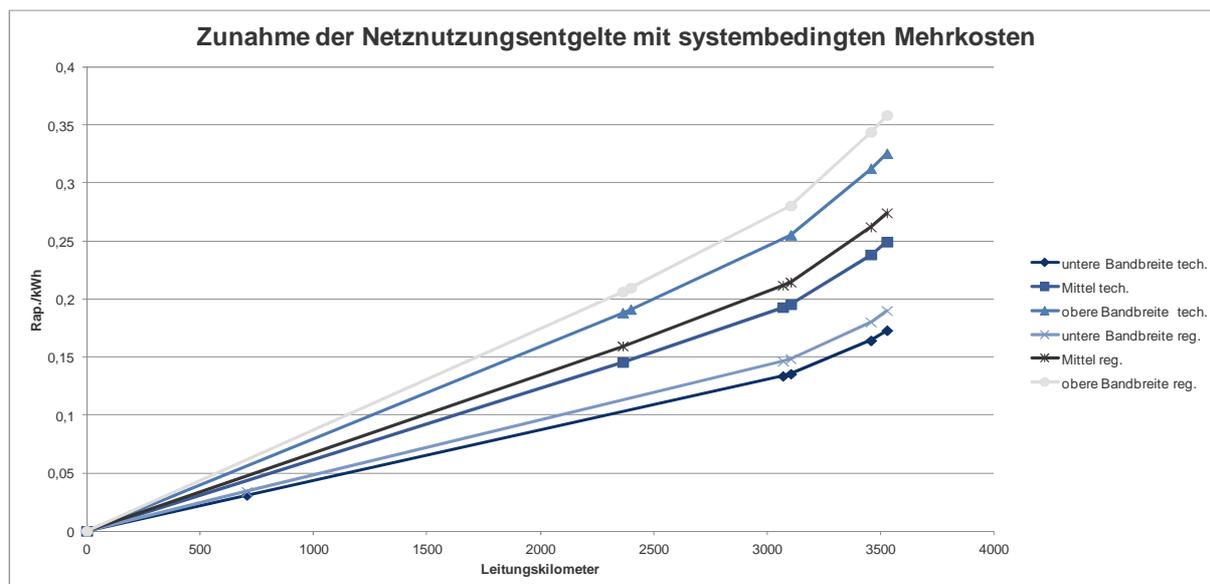


Bild 5.13 Zunahme der Netznutzungsentgelte bei zunehmender Verkabelung der Netzebene 3 bei vorrangiger Verkabelung derjenigen Leitungen mit den niedrigsten Mehrkosten

Würde der Mehrkostenfaktor so hoch angesetzt (größer 3), dass die Mehrkosten der Kabellösung praktisch immer unterhalb des Mehrkostenfaktors lägen, wäre langfristig eine (nahezu) vollständige Verkabelung zu erwarten. Dies hätte im ungünstigsten Fall eine Zunahme der Netznutzungsentgelte der Netzebene 3 um max. ca. 0,36 Rp/kWh zur Folge. Bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze sind es ca. 0,27 Rp/kWh. Zum Vergleich: Das heutige Netznutzungsentgelt eines NE7-Kunden beträgt ca. 10 Rp/kWh. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 4.000 kWh/a entspräche dies Mehrkosten in Höhe von maximal ca. 15 CHF pro Jahr; bei mittleren Kostenansätze wären es ca. 10 CHF pro Jahr.

Diese Kosten- bzw. Entgeltzunahme würde allerdings nur ganz allmählich im Zuge der Verkabelung bestehender Freileitungen oder dem Bau neuer Leitungen auftreten und sich somit über mehrere Jahrzehnte erstrecken. Auch die Mehrkosten, die auftreten, wenn neue/zusätzliche Leitungen als Kabel und nicht als Freileitung ausgeführt werden, führen nur ganz allmählich zu einem Anstieg der Netznutzungsentgelte. Wenngleich dieser auf neue Leitungen zurückzuführende Anstieg schwierig vorherzusehen ist, da die Länge neuer Leitungen und deren räumliche Verteilung und somit Aufteilung auf die Gebietstypen im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abgeschätzt werden konnten, kann dennoch davon ausgegangen werden, dass die hierdurch entstehenden Mehrkosten weit unterhalb der oben dargestellten Mehrkosten einer langfristig weitgehenden Verkabelung der heutigen 3500 Trassenkilometer

(Netzebene 3) liegen würden, da davon auszugehen ist, dass der Bedarf neuer Trassen deutlich unter dem Bestand liegt.

Angenommen, es würden Mehrkosten (bzw. ein Netznutzungsentgeltanstieg) akzeptiert, die der Hälfte der Mehrkosten (bzw. des Netznutzungsentgeltanstiegs) einer weitgehenden Verkabelung entsprechen, so ließen sich ca. 2000 km der insgesamt 3500 km verkabeln.

In Bild 5.14 ist erneut die Zunahme der Netznutzungsentgelte, die bei einer zunehmenden Verkabelung der Netzebene 3 zu erwarten ist, dargestellt, hier allerdings bei vorrangiger Verkabelung derjenigen Gebiete, in denen der Nutzen einer Verkabelung als höher antizipiert wird, als in anderen Gebieten. Vornehmlich sind dies Gebiete in Bebauungsnähe, also Gebiete mit versiegelten Böden, oder Schutzgebiete, deren Mehrkosten mit denen von felsigen Gebieten gleichgesetzt wurden.

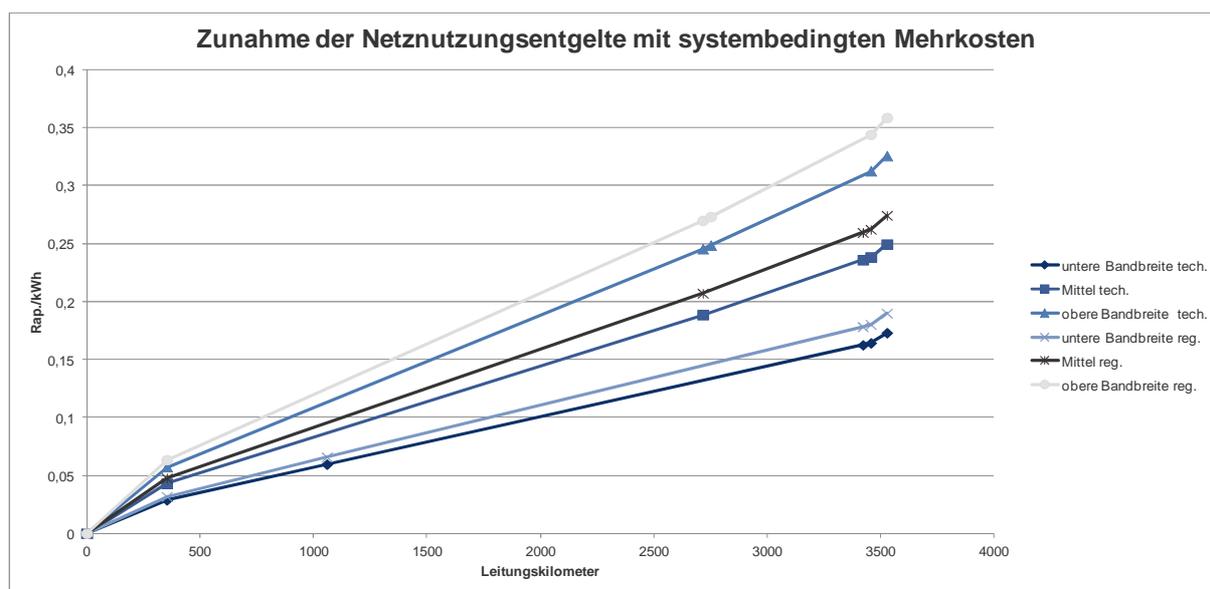


Bild 5.14 Zunahme der Netznutzungsentgelte bei zunehmender Verkabelung der Netzebene 3 bei vorrangiger Verkabelung derjenigen Leitungen in Gebieten mit dem höchsten Nutzen (hier in Bebauungsnähe)

Angenommen, es würden auch hier Mehrkosten akzeptiert, die der Hälfte der Mehrkosten einer weitgehenden Verkabelung entsprechen, so ließen sich „nur“ ca. 1600km der insgesamt 3500km (Doppelleitung) verkabeln. Dies würde also bedeuten, dass bei einer gezielten Alloziierung des angenommenen Gesamtbudgets auf bestimmte Gebiete 400 km weniger verkabelt werden könnten; dies sind nur 20% weniger als bei vorrangiger Alloziierung auf Gebiete mit den geringsten Mehrkosten.

Die zu erwartende Zunahme der Netznutzungsentgelte, die bei einer zunehmenden Verkabelung der Netzebene 5 zu erwarten ist, ist in Bild 5.15 dargestellt, wobei auch hier eine vorrangige Verkabelung derjenigen Leitungen mit den niedrigsten Mehrkosten unterstellt wurde.

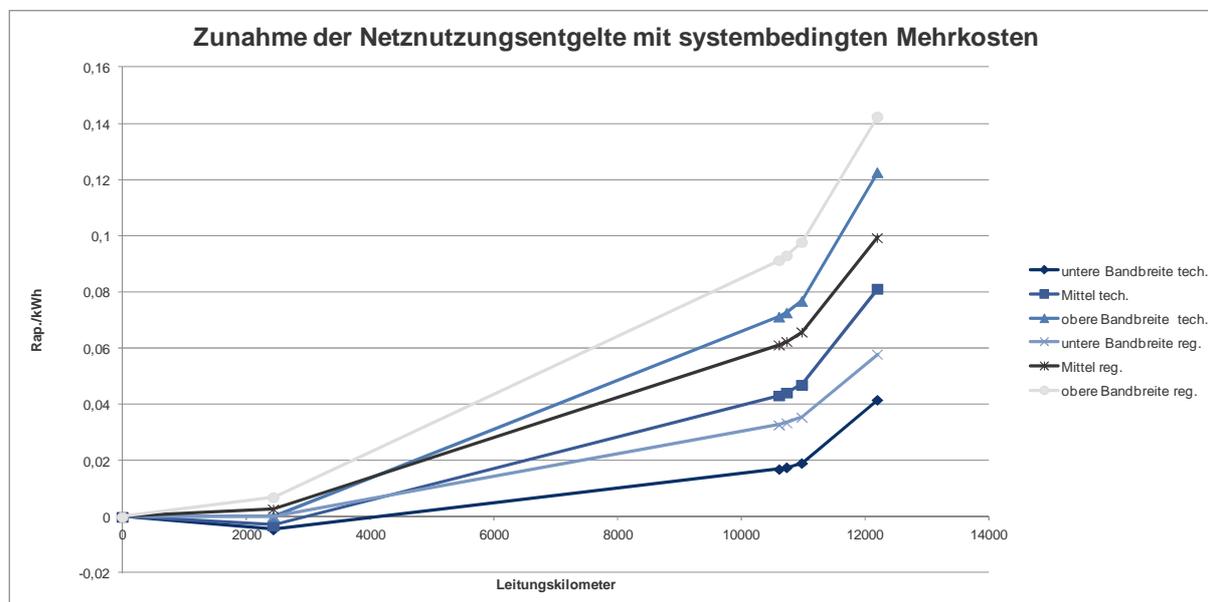


Bild 5.15 Zunahme der Netznutzungsentgelte bei zunehmender Verkabelung der Netzebene 5 bei vorrangiger Verkabelung derjenigen Leitungen mit den niedrigsten Mehrkosten

Würde der Mehrkostenfaktor so hoch angesetzt (größer 1,6), dass die Mehrkosten praktisch immer unterhalb des Mehrkostenfaktors lägen, wäre langfristig eine weitgehende Verkabelung der Netzebene 5 zu erwarten. Dies hätte eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um maximal ca. 0,14 Rp/kWh zur Folge. Bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze sind es ca. 0,1 Rp/kWh.

Bei weitgehender Verkabelung der Netzebenen 3 und 5 wäre somit langfristig eine Zunahme der Netznutzungsentgelte (für einen NE7-Kunden) um maximal 0,5 Rp/kWh (entsprechend ca. 5%) und bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze um ca. 0,36 Rp/kWh (entsprechend ca. 3,6%) zu erwarten. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 4.000 kWh/a entspräche dies Mehrkosten in Höhe von maximal ca. 20 CHF pro Jahr; bei mittleren Kostenansätze wären es ca. 15 CHF pro Jahr.

Aus Sicht eines Netzebene 3 Kunden (z.B. Industrie) käme es zu einer relativ gesehen deutlicheren Zunahme der Netznutzungsentgelte. Dies liegt daran, dass Netznutzungsentgelte in der Netzebene 3 deutlich geringer sind die in den darunterliegenden Netzebenen 4 bis 7, weil die

Kosten dieser unterlagerten Netzebenen aufgrund des Prinzips der Kostenwälzung nicht von Netzebene 3 Kunden getragen werden müssen. In absoluter Höhe ist die Zunahme der Netznutzungsentgelte für einen Netzebene 3 Kunden natürlich die gleiche, also max. ca. 0,36 Rp/kWh.

5.4 Zusammenhang zwischen Zunahme der Netznutzungsentgelte und Höhe des Mehrkostenfaktors

Aus den vorherigen Betrachtungen lässt sich schließlich der Zusammenhang zwischen der Höhe der Netznutzungsentgelt-Zunahme und der Höhe des Mehrkostenfaktors herleiten. So lässt sich aus nachfolgenden Darstellungen direkt ablesen, auf welchen Wert der Mehrkostenfaktor festgelegt werden müsste, um eine bestimmte als akzeptabel angesehene Zunahme der Netznutzungsentgelte nicht zu überschreiten.

In Bild 5.16 ist dieser Zusammenhang für die Netzebene 3 dargestellt und zwar für die obere Bandbreite der Mehrkosten, also obere Bandbreite der spezifischen Kostenansätze bei Verwendung der regulatorischen Nutzungsdauer und einschließlich systembedingter Mehrkosten.

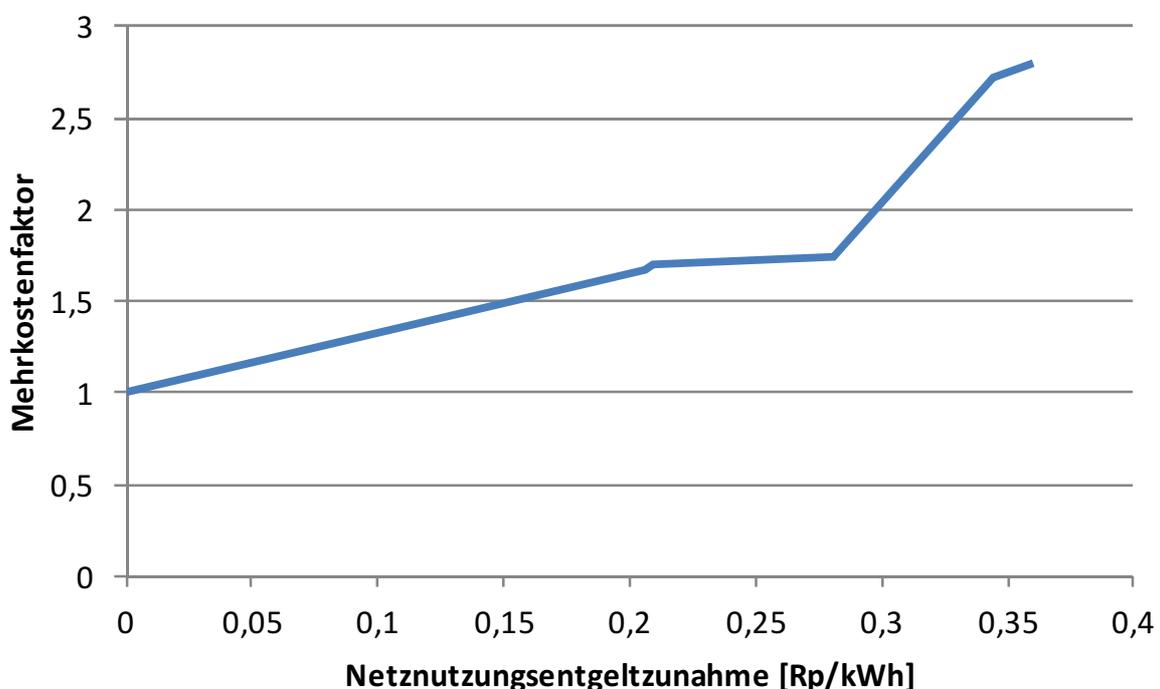


Bild 5.16 Zusammenhang zwischen Netznutzungsentgelt-Zunahme und Höhe des Mehrkostenfaktors – Netzebene 3 (Maximalvariante)

Zwei Ablesebeispiele sollen das Bild verdeutlichen:

- Beispiel 1: Angenommen, es würde eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um ca. 0,36 Rp/kWh (oder mehr) akzeptiert, so sollte der Mehrkostenfaktor in der Netzebene 3 auf 2,8 (oder höher) gelegt werden.
- Beispiel 2: Angenommen, es würde eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um ca. 0,25 Rp/kWh akzeptiert, so sollte der Mehrkostenfaktor auf ca. 1,7 gelegt werden.

In Bild 5.17 ist dieser Zusammenhang analog für die Netzebene 5 dargestellt und zwar auch hier für die obere Bandbreite der Mehrkosten, also obere Bandbreite der spezifischen Kostenansätze bei Verwendung der regulatorische Nutzungsdauer und einschließlich systembedingter Mehrkosten. Bild 5.18 zeigt schliesslich die Synthese der Bilder 5.15 und 5.16.

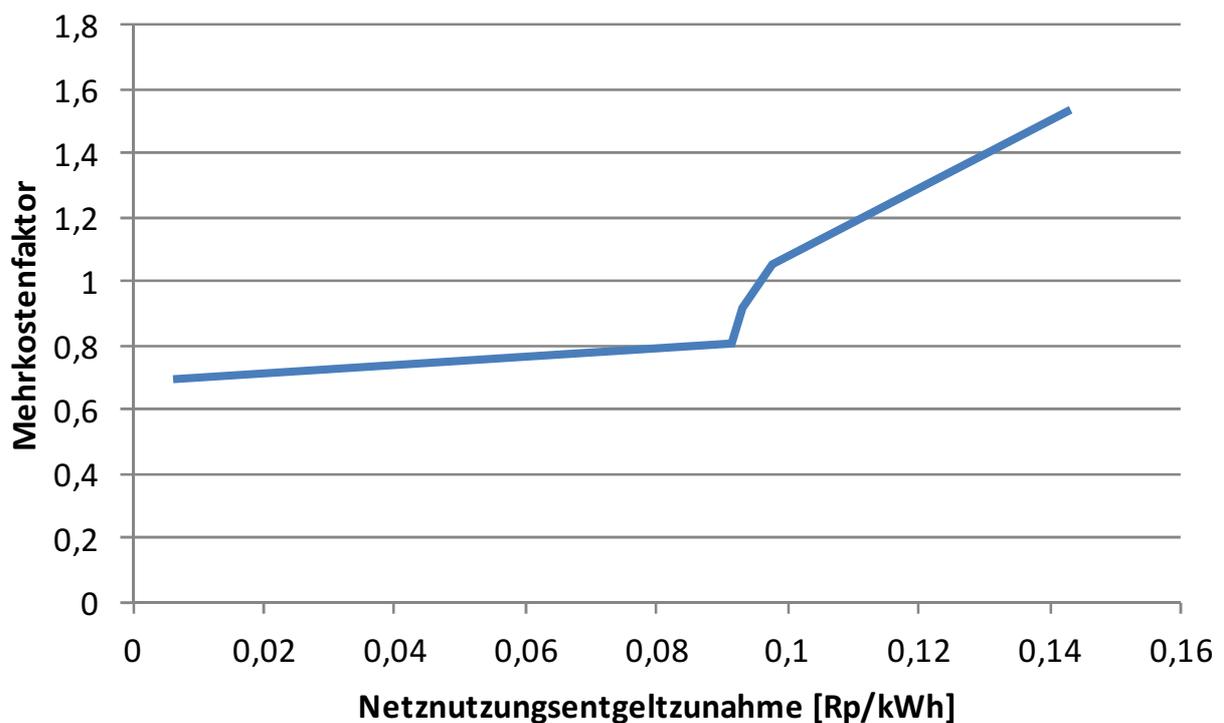


Bild 5.17 Zusammenhang zwischen Netznutzungsentgelt-Zunahme und Höhe des Mehrkostenfaktors – Netzebene 5 (Maximalvariante)

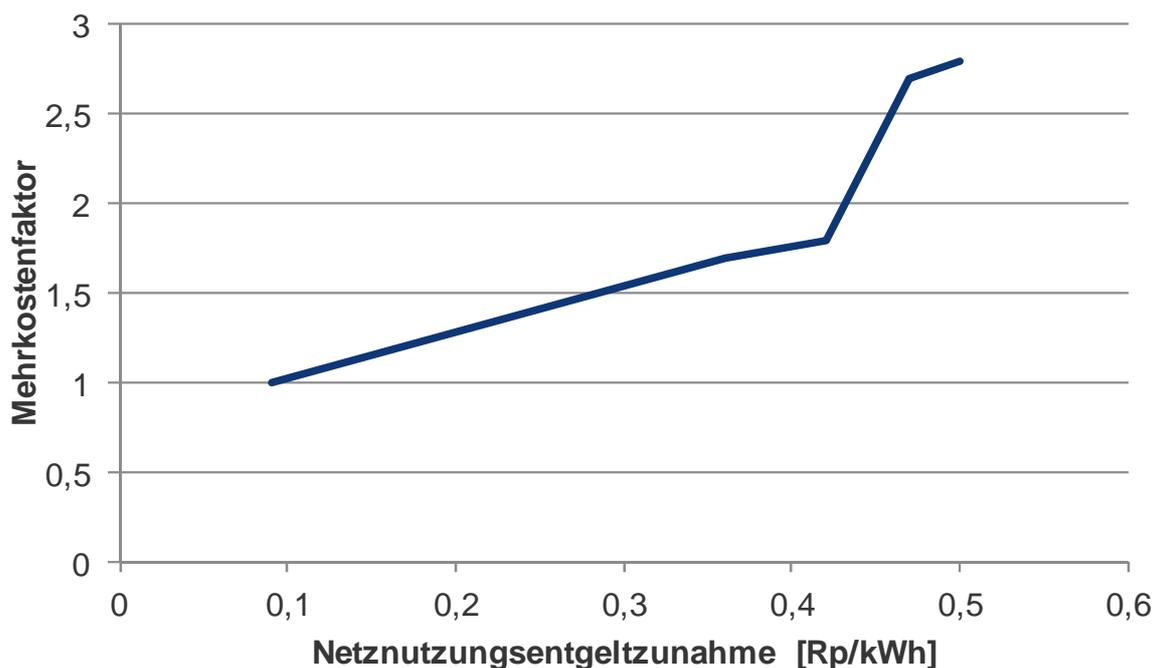


Bild 5.18 Zusammenhang zwischen Netznutzungsentgeltzunahme in der Netzebene 7 und der Höhe des festzulegenden Mehrkostenfaktors

Das Bild 5.18 stellt also den Zusammenhang zwischen einem einzigen, für Netzebene 3 und Netzebene 5 gültigen, Mehrkostenfaktor und einem Anstieg der Netznutzungsentgelte grafisch dar. Für die Grafik werden die obere Kostenbandbreite und die regulatorische Nutzungsdauern verwendet. Der Mehrkostenfaktor wird hier nicht pro Netzebene spezifiziert. Das heisst, dass der Mehrkostenfaktor, wie er auf der Ordinate abgebildet ist, für die Netzebene 3 und tiefer gilt. Das Bild zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen und der hier gewählten Vorgehensweise zur Modellierung der Kostenwirkungen eine Netznutzungsentgeltzunahme von ca. 0.5 Rp./kWh zu erwarten ist. Zu beachten ist, dass auch eine geringe Zunahme der Netznutzungsentgelte für einen Mehrkostenfaktor von 1 stattfindet. Dies liegt daran, dass in der Netzebene 5 bereits eine Verkabelung ab diesem Mehrkostenfaktor stattfinden kann. Dies wird insbesondere im Bild 5.17 nochmals deutlich.

5.5 Schlussfolgerungen und Festlegung des Mehrkostenfaktors

Aus den zuvor diskutierten Ergebnissen lassen sich mit Blick auf die Festlegung des Mehrkostenfaktors folgende Schlüsse ziehen.

Relative Mehrkosten

Die Bandbreite der relativen Mehrkosten liegt in der Netzebene 3 zwischen 1,5 und 3, wenn systembedingte Mehrkosten außer Betracht gelassen werden, und zwischen gut 2 und gut 4, wenn die systembedingten Mehrkosten berücksichtigt werden.

Wesentliche Einflüsse auf die Höhe der relativen Mehrkosten haben der Boden-/Gebietstyp und bedingt durch die Höhe der Nennspannung die Verlustkostenunterschiede; die Mehrkosten einer Kabelausführung sind tendenziell höher, je höher die Nennspannung ist (da dann der Verlustvorteil geringer ist).

In der Netzebene 5 liegt die Bandbreite der relativen Mehrkosten zwischen 0,7 und 1,5 ohne Berücksichtigung systembedingter Mehrkosten und zwischen 1 und 1,8, wenn die systembedingten Mehrkosten berücksichtigt werden; hier führen Kabel im Vergleich zu Freileitungen vielfach nicht zu einem signifikanten Kostenanstieg. Dies wird auch durch die Beobachtung bestätigt, dass neue Leitungen in der Netzebene 5 in den letzten Jahren kaum noch als Freileitung errichtet wurden.

Absolute Mehrkosten / Zunahme Netznutzungsentgelte

Bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 3 ergeben sich Mehrkosten von maximal ca. 215 Mio CHF/a, entsprechend einem Anstieg der Netznutzungsentgelte um ca. 0,36 Rp/kWh¹². Dabei ist zu beachten, dass diese Kosten- und Netznutzungsentgeltzunahme erst ganz allmählich im Zuge der Verkabelung bestehender Freileitungen auftreten und sich somit über mehrere Jahrzehnte erstrecken.

Bei weitgehender Verkabelung der Netzebene 5 ergeben sich Mehrkosten von maximal ca. 70 Mio. CHF/a, entsprechend einem Anstieg der Netznutzungsentgelte um ca. 0,14 Rp/kWh.

Bei weitgehender Verkabelung beider Netzebenen wäre somit langfristig eine Zunahme der Netznutzungsentgelte (für einen NE7-Kunden) um maximal ca. 0,5 Rp/kWh (entsprechend 5%) und bei Berücksichtigung mittlerer Kostenansätze um ca. 0,36 Rp/kWh (entsprechend

¹² Die Umlage der Netzkosten wurde hier vereinfacht anhand des Gesamtverbrauchs der Netzebene 3 und unterlagerter Netzebenen abgeschätzt. Eine exakte Berechnung der Kostenwälzung wurde nicht vorgenommen.

3,6%) zu erwarten. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 4.000 kWh/a entspräche dies Mehrkosten in Höhe von maximal ca. 20 CHF pro Jahr; bei mittleren Kostenansätze wären es ca. 15 CHF pro Jahr.

Festlegung Mehrkostenfaktor

Die Festlegung des Mehrkostenfaktors erfordert eine Abwägung des zumutbare Kosten- bzw. Netznutzungsentgeltanstiegs und der Beschleunigung des Netzausbaus (durch hohen Kabelanteil). Hierzu kann aus den in der vorliegenden Studie durchgeführten Untersuchungen keine eindeutige Empfehlung abgeleitet werden. Deshalb seien nachfolgend zwei Varianten betrachtet, die bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors helfen können.

Angenommen, es würde im Sinne eines beschleunigten Netzausbaus eine weitgehende Verkabelung der Netzebene 3 angestrebt, diese wäre aus technischer Sicht möglich oder nahezu vollständig möglich (wovon auszugehen ist) und ein (langfristiger) Anstieg der Netznutzungsentgelte von ca. 0,17-0,36 Rp/kWh würde akzeptiert, so sollte der Mehrkostenfaktor so hoch gelegt werden, dass die Mehrkosten einer Kabelausführung gegenüber einer Freileitungsausführung in der Regel unterhalb des Mehrkostenfaktors liegen; der Mehrkostenfaktor der Netzebene 3 sollte dann also in der Größenordnung von 3 liegen. Der Mehrkostenfaktor hätte in einer solchen Variante die Aufgabe, dafür zu sorgen, dass Einzelprojekte mit erheblich höheren Mehrkosten dann noch als Freileitung ausgeführt werden oder die Kosten-Nutzen-Abwägung im Einzelfall dazu führt, dass eine Kabellösung zugelassen wird, welche mehr kostet als der Mehrkostenfaktor erlaubt.

Bei der Festlegung des Mehrkostenfaktors ist aber auch zu berücksichtigen, dass der Nutzen und hier insbesondere die Akzeptanz von Kabeln vor allem in Naturschutzgebieten (BLN) und in der Nähe von Bebauungen hoch ist, also oft gerade dort, wo die Mehrkosten auch hoch sind. Dies wäre insbesondere dann zu berücksichtigen, wenn eine weitgehende Verkabelung aufgrund von Budgetfragen ausgeschlossen werden muss, da die gesamten Mehrkosten nicht akzeptabel erscheinen. In einem solchen Fall müsste über einen Weg nachgedacht werden, wie die als akzeptabel angesehenen Mehrkosten, die von der Allgemeinheit zu tragen sind, derart allokiert werden, dass diese Ressourcen optimal genutzt werden. Dies würde eine Diskussion über die Abwägung des Nutzens erfordern, die im Rahmen dieser Studie allerdings nicht geführt werden konnte.

Für die Netzebene 5 erscheint es in Anbetracht der Feststellung, dass beim größten Teil der Leitungen eine Kabelausführung ohnehin nicht zu signifikant höheren Kosten führt als eine Freileitungsausführung, allenfalls sinnvoll, den Mehrkostenfaktor so festzulegen, dass nur der geringe Teil der Leitungen, bei denen tatsächlich signifikante Mehrkosten anfallen würden, nicht zwingend zu verkabeln ist. Hierfür müsste der Mehrkostenfaktor im Bereich von 1,5 bis 2 festgelegt werden.

Folgen für Investitionsbedarf

Abschließend ist zu betonen, dass die mit der Festlegung des Mehrkostenfaktors verbundene Anforderung nach zunehmender Verkabelung zu einer deutlichen Zunahme des Investitionsbedarfs bei Netzbetreibern führen wird. Diese Zunahme wird in der Regel höher sein als es die Zunahme der oben dargestellten annuitätischen Kosten erwarten lässt. Dies liegt vor allem daran, dass Kabel im Vergleich zu Freileitungen in der Regel deutlich höhere Investitionskosten (die bei der Errichtung anfallen), dafür aber überwiegend niedrigere Betriebskosten (die den Investitionskostennachteil des Kabels im Laufe der Lebensdauer reduzieren) aufweisen.

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Für die Netzebene 3 liegen die erwarteten Bandbreiten möglicher Mehrkostenfaktoren je nach Geländebeschaffenheit zwischen 1,5 und 3. Die Ergebnisse passen gut zu den in [2] gewonnenen Erkenntnissen hinsichtlich der erwarteten Mehrkosten durch Verkabelungslösungen (Abschnitt 3.2). Bei einer weitgehenden Verkabelung der Netzebene 3 wäre eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um maximal ca. 15 CHF pro Jahr für einen Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch von 4.000 kWh/a zu erwarten. In der Netzebene 5 sind nur bei felsigen oder versiegelten Untergründen signifikante Mehrkosten bei einer Kabel- gegenüber einer Freileitungsausführung zu erwarten. Für andere Bodentypen sind teilweise sogar geringere Kosten bei Kabelprojekten im Vergleich zu Freileitungsprojekten zu erwarten, so dass bei einer sehr weitreichenden Verkabelung der Netzebene 5 eine Zunahme der Netznutzungsentgelte um maximal ca. 5 CHF pro Jahr für einen Haushaltskunden mit o.g. Durchschnittsverbrauch zu erwarten ist. Der heute bereits hohe Verkabelungsgrad in der Netzebene 5 bestätigt dieses Ergebnis. In der Netzebene 7 liegt bereits heute eine fast vollständige Netzverkabelung vor, so dass für diese Netzebene die Festlegung eines Mehrkostenfaktors nicht notwendig ist.

Literatur

- [1] Merkur Access II Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz
Einheitskosten Ausgabe 2007
Herausgeber: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
- [2] TU Ilmenau, Institut für Energie-, Antriebs- und Umweltsystemtechnik
Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen
Studie im Auftrag für Swissgrid, Abschlussbericht, 12.10.2011
- [3] Hofmann, Oswald; Leibniz Universität Hannover
Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich
Gutachten im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam, 16.10.2010
- [4] Hofmann, Oswald; Leibniz Universität Hannover
Gutachten zum Wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110-kV-Hochspannungsbereich
Gutachten im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam, 26.05.2011
- [5] Ohrem; RWTH Aachen
Technisch-wirtschaftliche Auswirkungen einer vollständigen Verkabelung ländlicher 110-kV-Netze
Dissertation, September 2010
- [6] Fickert et al.; TU Graz
110-kV-Kabel/Freileitung: Eine technische Gegenüberstellung
Studie im Auftrag der Oberösterreichischen Landesregierung, März 2005
- [7] IZES, BET und PowerEngS
Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien
Studie im Auftrag des BMU, 20.06.2011

- [8] Wolffram; RWTH Aachen
Ermittlung und Bewertung kostenrelevanter Struktureinflüsse
Dissertation, März 2003
- [9] Haubrich; RWTH Aachen
110-kV-Netzausbauplanung, Freileitung oder Kabel
Fachtagung, Aachen, 13.11.1996
- [10] Brakelmann; Universität Duisburg-Essen
Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?
Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V., Oktober 2004
- [11] Obergünner et al.
Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der VDN-Störungsstatistik
VDN-Fachbeitrag
- [12] Trohjell et al., NVE, Norway
Underground Cables as an Alternative to Overhead Lines
Publication, NVE, Norway, 1994
- [13] Benato, Napolitano; University of Padova
Overall cost comparison between cable and overhead lines including the costs for repair after random failures
Electra, N° 265, December 2012

Anhang

A Technische Eigenschaften von Erdkabeln und Freileitungen

A.1 Ersatzschaltbild einer Leitung

Für Freileitungen mit einer Leitungslänge von weniger als 400 km Länge und für Kabel gilt das Ersatzschaltbild gemäß Bild A.1. Anhand dieses Bildes werden einige der im Folgenden vorgestellten technischen Eigenschaften von Kabeln und Freileitungen erläutert.

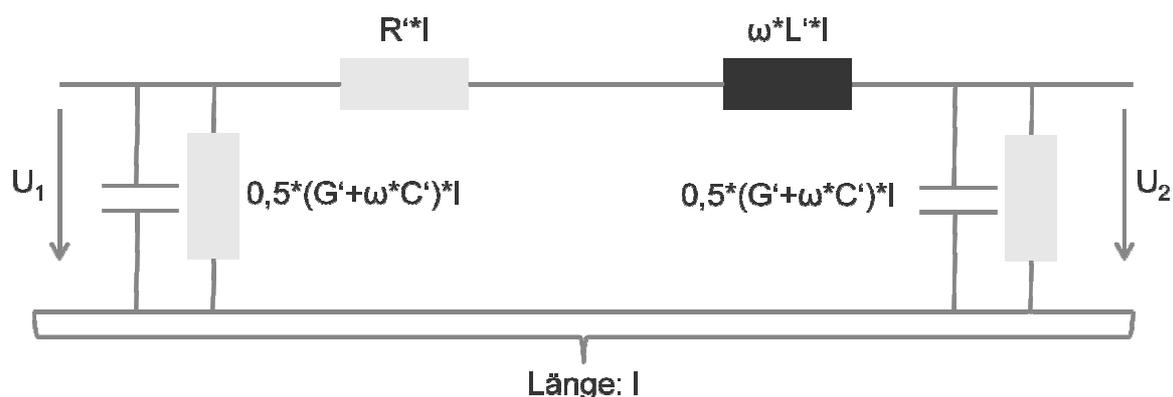


Bild A.1 Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung

A.2 Leitungsverluste

A.2.1 Stromabhängige Verluste

Bei der Übertragung elektrischer Energie entstehen Stromwärmeverluste (Leistung) am ohmschen Widerstand einer Leitung (Widerstandsbelag R' in Bild A.1 gemäß der folgenden Formel.

$$P_{VI} = 3 R' l I^2$$

Es ist offensichtlich, dass mit zunehmender Stromstärke (I) und somit mit zunehmender übertragener Leistung, die stromabhängigen Verluste zunehmen und zwar in quadratischer Form.

A.2.2 Spannungsabhängige Verluste

Neben den stromabhängigen Verlusten treten zudem spannungsabhängige Verluste über den Ableitbelag (G' in Bild A1 auf, die näherungsweise gemäß folgender Formel berechnet werden können. U_n ist die (verkettete) Nennspannung.

$$P_{VU} = G' l U_n^2$$

A.2.3 Blindleistungsbedarf

Aufgrund der Leitungsinduktivität ($L' l$) und der Leitungskapazität ($C' l$) haben Leitungen einen Blindleistungseigenbedarf. Der kapazitive Blindleistungsbedarf hängt von der Spannung ab, der induktive Blindleistungsbedarf hängt vom Stromfluss über eine Leitung ab. Die Bereitstellung von Blindleistung kann mittels entsprechender Kompensationseinrichtungen (Kompensationsspulen) erfolgen. Der Blindleistungsbedarf führt jedoch auch zu strom- und spannungsabhängigen Verlusten auf der Leitung (s. o.).

A.3 Sternpunktbehandlung

Hoch- und Mittelspannungsfreileitungsnetze werden in der Praxis entweder mit einer *kompensierten* oder einer *niederohmigen* Sternpunktbehandlung betrieben; isolierte Netze finden sich vorwiegend im Bereich von Industrienetzen.

A.3.1 Kompensierte Sternpunktbehandlung

Bei einer kompensierten Sternpunktbehandlung kommt es bei einem einpoligen Erdschluss (beispielsweise Berührung eines Leiterseils mit der Erde) nur zu einem geringen Fehlerstrom an der Fehlerstelle. Aus diesem Grund können die im Netz befindlichen Schaltanlagen und Leistungsschalter für vergleichsweise geringe Kurzschlussströme ausgelegt werden, was zu niedrigen Investitionskosten für solche Anlagen führt. Eine solche Vorgehensweise ist jedoch nur möglich, sofern die Erdkapazitäten hinreichend klein sind.

Eine kompensierte Sternpunktbehandlung kommt vorwiegend in Netzen mit hohem Freileitungsanteil zum Einsatz, da hier vielfach witterungsbedingt einpolige Erdschlüsse auftreten.

A.3.2 Niederohmige Sternpunktbehandlung

Mit zunehmender Erdkapazität (beispielsweise durch eine höhere Verkabelung bedingt) müssen sogenannte Löschstromspulen zugebaut werden. Dieser Zubau ist jedoch aus technischer Sicht nur begrenzt möglich. Daher muss ab einem gewissen Verkabelungsanteil das Netz auf eine sogenannte *niederohmige* Sternpunktbehandlung umgestellt werden [5]. Bei der *niederohmigen* Sternpunktbehandlung treten im Vergleich zur kompensierten

Sternpunktbehandlung hohe Kurzschlussströme auf. Dies hat vor allem zur Folge, dass einpolige Erdschlüsse (im Gegensatz zur kompensierten Sternpunktbehandlung) zu einer Schutz-auslösung und damit zu einem Ausfall der Leitung führen. Eine niederohmige Sternpunktbe-handlung kommt vorwiegend in Netzen mit hohem Kabelanteil zum Einsatz, da hier ohnehin nur selten einpolige Erdschlüsse auftreten.

Eine wesentliche Folge der hohen Fehlerströme ist, dass die Schaltanlagen und Leistungs-schalter entsprechend größer dimensioniert werden müssen, als bei kompensierter Stern-punktbehandlung. Zudem müssen Erdungsanlagen an Masten und in Schaltanlagen errichtet werden.

Die mit einer zunehmenden Verkabelung auftretende Notwendigkeit einer Umstellung der Sternpunktbehandlung von kompensiert auf niederohmige erfordert Umbaumaßnahmen in den Schaltanlagen und Erdungseinrichtungen der Masten und sind mit hohen Investitionskosten verbunden, die jedoch nur einmalig aufgewendet werden müssen.

A.4 Netzzuverlässigkeit

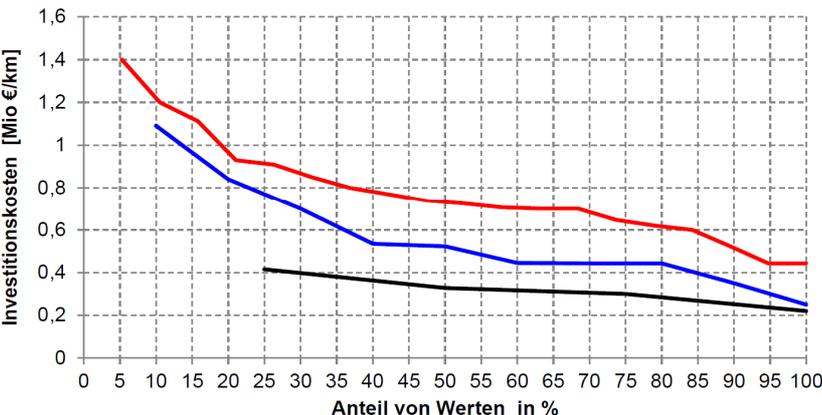
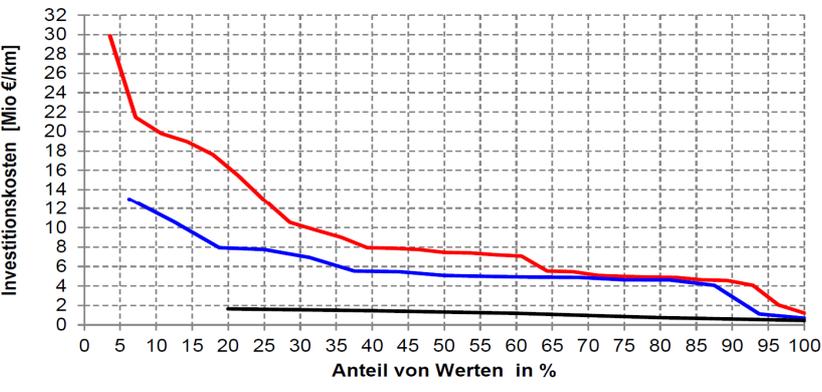
Für die sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist es erforderlich, dass das Stromnetz eine hohe Verfügbarkeit aufweist. Die Verfügbarkeit eines Stromnetzes wird vielfach über den international gebräuchlichen Parameter der Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index (kurz SAIDI)) beschrieben. Die Nichtverfügbarkeit gibt an, wie viel Minuten pro Jahr ein Netzkunde im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt ist. Die Kennziffer errechnet sich als Produkt aus der Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index (kurze SAIFI), welche die Häufigkeit einer Störung pro Jahr angibt und der durchschnittlichen Störungsdauer (Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)).

B Vorarbeiten

B.1 Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen; TU Ilmenau für Swissgrid

Seite	Inhalt
12	Trassenlänge von Kabeln oft kürzer als von Freileitungen
13	Nichtverfügbarkeit bei Kabeln 40-270 mal höher als bei Freileitungen
14	Lebensdauer FL 40a-120a (in der Schweiz tendenziell sehr hoch wegen der hochqualitativen Leiterseile Aldrey oder Alu mit Stahlkern) KB 20a-60a
14	Investitionskosten (Anmerkung: nur wenige Studien ausgewertet) 110kV – KB 2-4fache von FL 220kV – KB 8-10fache von FL 380kV – KB 9-13fache von FL
15	Betriebskosten (Anmerkung: nur wenige Studien ausgewertet) Nichtverfügbarkeitskosten haben einen großen Einfluss 110kV – FL 2,5-4fache von KB 220kV – FL 2 -2,2fache von KB 380kV – FL 1-2fache von KB
15	In der absoluten Mehrheit der Studien wurde die Barwertmethode zur Abbildung der Gesamtkosten über die Lebensdauer verwendet

<p>39</p>	<p style="text-align: center;">Gesamtverluste je Leitungskilometer (380 kV)</p> <p style="text-align: center;">Werteanzahl: 58 – Erdkabelleitung; 14 – Freileitung</p>
<p>42</p>	<p style="text-align: center;">Lastabhängige Verluste je Leitungskilometer (380 kV)</p> <p style="text-align: center;">Werteanzahl: 24 – Erdkabelleitung; 14 – Freileitung</p>
<p>44</p>	<p>In fast 90% der untersuchten Fälle sind die lastunabhängigen Verluste in Erdkabelleitungen höher als bei Freileitungen. Grund dafür ist die höhere Leitfähigkeit der Kabelisolation gegenüber der Luftisolation bei Freileitungen.</p>
<p>47</p>	<p>Autoren sagen, dass keine eindeutige Bewertung der Verluste möglich sei</p>

51/52	<p style="text-align: center;">Investitionskosten (Freileitung)</p>  <p style="text-align: center;">Werteanzahl: 19 – 380 kV; 10 – 220 kV; 4 – 110 kV</p> <p style="text-align: center;">Investitionskosten (Erdkabelleitung)</p>  <p style="text-align: center;">Werteanzahl: 28 – 380 kV; 16 – 220 kV; 5 – 110 kV</p>
55	<p>Betriebskosten:</p> <p>In 40% der untersuchten Studien (2 von 5) liegen die Betriebskosten für 110-kV-Freileitungen zwischen 2,7 T€/km/a und 4 T€/km/a</p> <p>In 50% der Studien (3 von 6) liegen die Betriebskosten für 110-kV-Erdkabelleitungen höchstens bei 1 T€/km/a</p>
59	<p>Gesamtkosten</p> <p>In über 55% der untersuchten Studien (6 von 11) liegen die Gesamtkosten für eine 110-kV-Kabelanlage unter 1 Mio. €/km</p> <p>Die Kosten für eine 110-kV-Freileitungsanlage liegen unter 760 T€/km (7 Studien).</p>

B.2 Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich, Hofmann, Oswald, Leibniz Universität Hannover

Eigenschaft	Freileitung Al/St 265/35 Einfachleiter	VPE-Kabel mit Kupferleiter N2XS(FL)2Y 1×630 RM/50 1)
Aufbau	Voluminöser, aber einfacher Aufbau durch die erforderlichen Isolationsabstände zu den Leitern und Erde.	Gedrungener komplizierter Aufbau durch den Einsatz des festen Isolierstoffes VPE. Kabelschirm und äußere Hüllen erforderlich.
Belastbarkeit	130 MVA bei 0,6 m/s Windgeschwindigkeit und 35°C Umgebungstemperatur. Bei günstigeren Umweltbedingungen höhere Belastbarkeit.	158 MVA bei Dreiecksverlegung und beidseitiger Erdung der Schirme. Bei zwei Systemen im gleichen Graben geht die Belastbarkeit um etwa 15 % zurück.
Überlastbarkeit	Begrenzt durch Entfestigung der Leiterseile und Einhaltung der zulässigen Durchhanges bei längerer Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur von 80 C.	Überlastung mit Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur von 90°C führt zur Verringerung der Lebensdauer der Isolierung.
Elektrische Festigkeit (Isolierung)	Nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung.	Alternde VPE-Isolierung. Alterung abhängig von elektrischer und thermischer Belastung.
ohmscher Widerstand bei 40 °C	118 mΩ/km	etwa 33 mΩ/km. Genauer Wert abhängig von Art der Legung und Erdung der Schirme (s. Verluste)
Reaktanz	0,3 bis 0,4 Ω/km. Genauer Wert abhängig von Mastkopfbild.	etwa halb so großer Reaktanzbelag wie bei FL). Genauer Wert abhängig von der Art der Legung. Entsprechend geringerer Spannungsabfall und höherer Kurzschlussstromeintrag.
Betriebskapazität	8 bis 9 nF/km. Genauer Wert abhängig von Mastkopfbild.	190 nF/km. Entsprechend höherer Ladestrom und kapazitive Blindleistung als FL (mehr als 20-fach).

Erdkapazität	4 bis 6 nF/km. Genauer Wert abhängig von Mastkopfbild und von der Art und Anzahl der Erdseile.	Bei Einleiterkabeln ist die Erdkapazität gleich der Betriebskapazität. Entsprechend höherer kapazitiver Erdschlussstrom als FL (s. dort).
kapazitiver Erdschlussstrom	Richtwert 0,3 A/km. Genauer Wert abhängig von Mastkopfbild und Art und Anzahl der Erdseile.	Mit 12 A/km etwa 40-facher kapazitiver Erdschlussstrom als FL.
Blindleistungsbedarf	Im Schwachlastbetrieb kapazitiver, im Starklastbetrieb induktiver Blindleistungsbedarf.	Im gesamten Betriebsbereich hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf (s. Betriebskapazität).
Verluste	Aufgrund des höheren ohmschen Widerstandes größere Verluste als KB) (s. dort).	Etwa 0,3-fache Verluste der FL. Genauer Wert abhängig von der Legung und Erdung der Schirme.
Leitungsschutz	Distanzschutz und Überstromschutz. In Netzen mit Resonanzsternpunktterdung (s. dort) 2- oder 3-polige Ausführung. In niederohmig geerdeten Netzen 3-polige Ausführung mit 1-poliger Automatischer Wiedereinschaltung (AWE).	Distanzschutz und Überstromschutz in 3-poliger Ausführung. Automatische Wiedereinschaltung nicht sinnvoll, da Fehler immer Dauerfehler.
Fehlerverhalten	Größere Fehleranzahl als bei KB durch atmosphärische Einwirkungen. Die meisten Fehler sind jedoch einpolige Lichtbogenfehler ohne Folgen.	Geringere Fehleranzahl als bei FL. Fehler sind aber immer mit Schaden und aufwändiger Reparatur verbunden (s. Nichtverfügbarkeit).
Nichtverfügbarkeit	Reparaturdauer Stunden. Im Extremfall wenige Tage. Geringste Nichtverfügbarkeit.	Reparaturdauer Wochen. Deutlich höhere Nichtverfügbarkeit als Freileitung (mehr als 20-fach).
Nutzungsdauer	Nachgewiesen hohe Nutzungsdauer von mehr als 80 Jahren.	Abhängig von der Alterung der Isolierung. Angenommene Nutzungsdauer 40 Jahre.
Betriebserfahrung	Im Einsatz seit 1912 (Riesa - Lauchhammer).	Im Einsatz seit ca. 1970. Nach anfänglichen Frühausfällen keine negativen Betriebserfahrungen.

Umweltwirkung	Landschaftsbeeinträchtigung durch Sichtbarkeit. Bodeneingriff auf Maststandorte beschränkt. Breitere Trasse als bei KB. Nutzung und Bebauung der Trasse bedingt zulässig.	Abhängig von der Legung. Bei Legung im Graben stärkere Eingriffe in Boden und Wasserhaushalt längs der gesamten Trasse als bei FL. Stark eingeschränkte Trassennutzung.
elektromagnetische Verträglichkeit	Magnetische Flussdichte <21 μT und elektrische Feldstärke < 2 kV/m deutlich kleiner als Vorsorgewerte von 100 μT bzw. 5 kV/m.	Kein äußeres elektrisches Feld. Magnetische Flussdichte <16 μT deutlich unter Vorsorgewert von 100 μT .
Anteil in 110-kV-Netzen	Mehrzahl der 110-kV-Netze sind Freileitungsnetze mit äußerst geringem Kabelanteil.	Kabelanteil in deutschen 110-kV-Netzen liegt im Durchschnitt bei 6 %. Einsatz vorwiegend im städtischen Bereich.
Einfluss auf Sternpunktterdung der 110-kV-Netze	Die meisten 110-kV-Netze in Deutschland werden mit Resonanzsternpunktterdung betrieben, bei der 1-pol. Lichtbogenfehler von selbst verlöschen (s. Fehlerverhalten).	Resonanzsternpunktterdung in Kabelnetzen oder Freileitungsnetzen mit hohem Kabelanteil nicht sinnvoll, da Erdfehler bei KB immer Dauerfehler sind.
Einfluss auf Erweiterung der 110-kV-Netze	Problemlos möglich. Erst bei Zubau von sehr großen Freileitungslängen Umstellung der Resonanzsternpunktterdung auf niederohmige Sternpunktterdung erforderlich.	Bereits bei Zubau von geringen Kabellängen Umstellung der Resonanzsternpunktterdung auf niederohmige Sternpunktterdung und eventuell Blindleistungskompensation erforderlich.

B.3 Gutachten zum Wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110-kV-Hochspannungsbereich; Hofmann, Oswald, Leibniz Universität Hannover

Seite	Inhalt
4f.	Investitionskosten durch Barwertmethode / Rentenbarwertmethode abgebildet
7	Betriebskosten

	<p>WACC-Zinssatz</p> <p>Spezifische Verlustkosten</p> <p>Jährlicher Betriebskostenzuwachs</p> <p>Betrachtungsdauer</p> <p>Periodendauer</p> <p>Jährliches Belastungsprofil</p>
7	Technische Lebensdauer Kabel: 40 Jahre
7	Betrachtung von Rückbaukosten nicht notwendig
9	<p>Kabel Investitionskosten: 650-750 k€/km, davon</p> <p>54-60% Kabel, Garnituren und Montage</p> <p>30-38% Tiefbauarbeiten</p> <p>Rest: Andere Aufwendungen</p> <p>Freileitung Investitionskosten: 300 k€/km</p>
9	Nur stromabhängige Verluste werden betrachtet
10	Jahresverlustarbeit als Maßgabe für Verlustkosten
14	<p>Folgekosten durch:</p> <p>Blindleistungskompensationsspulen 15 k€/MVar</p> <p>Erdschlusskompensationsspulen bei Beibehaltung von RE-SPE 260k€/100A</p> <p>Umstellung auf Sternpunktterdung NO-SPE</p> <p>Erdungsmaßnahmen 5 k€/Mast</p> <p>Leistungsschalter mit AWE 50 k€/Schalter</p> <p>Kosten von mehreren Millionen Euro werden erwartet</p>
24	Teilverkabelung 600 k€/Übergangsanlage

B.4 Technisch-wirtschaftliche Auswirkungen einer vollständigen Verkabelung ländlicher 110-kV-Netze; Ohrem; RWTH Aachen

Seite	Inhalt
16	Doppelleitung im selben Graben reduziert Stromtragfähigkeit um 10%
19	Kabelpflug kann bei schwer lösbarem Boden eingesetzt werden – 40% Kostenersparnis
25 f.	Unterscheidung zwischen Nutzungsart des Bodens und Bodenklasse: Nutzungsarten: Frei-, Erholungs-, Verkehrs-, Landwirtschaftsflächen, versiegelte Flächen Bodenarten: fließend bis schwer lösbarem Fels
27	VPE, R' Hälfte, L' ein Drittel, C' 25fache höher
28	Strombelastbarkeit 300mm ² über 40kA im Sekundenbereich
29	Nur unterhalb der natürlichen Leistung zu betreiben
30	In weit ausgedehnten Kabelnetzen ist eine stufbare Blindleistungskompensation erforderlich
34	Kabellänge bei Orientierung an Straßenverlauf länger
36	Sternpunktbehandlung Kabel vs. Freileitung, niederohmige Sternpunktbehandlung bei Kabeln
39	Ausfallverhalten Einzelleitungen <u>Erwartungswert Ausfallhäufigkeit:</u> Freileitung 0,25 [1/100km] VPE-Kabel 0,19 [1/100km] <u>Erwartungswert Aus-Dauer:</u> Freileitung 3h

	VPE-Kabel 90h
40	<p>Ausfallverhalten Doppelleitungen</p> <p><u>Erwartungswert Ausfallhäufigkeit:</u></p> <p>Freileitung 0,09 [1/100km]</p> <p>VPE-Kabel 0,0007 [1/100km]</p> <p><u>Erwartungswert Aus-Dauer:</u></p> <p>Freileitung 0,2h</p> <p>VPE-Kabel 45h</p>
42	Annuitätsmethode zur Abbildung von Investitionskosten und Betriebskosten wird verwendet
42	Mehrkostenfaktor bzgl. Investitionskosten aus Literatur 1,2 – 4
43	Doppelsystem bei Kabeln bietet wesentlich schlechteren Kostenvorteil bei steigender Übertragungsleistung, wegen des höheren Materialaufwands für das Kabel selbst (Graben bleibt recht konstant)
43	Tiefbaukosten: Durchschnittlich – Hoch
44	<p>Technische Nutzungsdauer:</p> <p>Freileitung: 80 Jahre</p> <p>VPE-Kabel: 40 Jahre</p>
44	Instandhaltung Kabel << Freileitung (kein Begehen oder Befliegen der Trassen notwendig)
44	Lastunabhängige Verluste bei Kabeln vernachlässigbar
45	Berechnung der Verlustrarbeit eines Kabels bzw. Freileitung
79	Höhere Redundanz bei Kabelnetzen aus Sicht der Nichtverfügbarkeit <u>nicht</u> begründbar

B.5 Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der EE-Einspeisung; Studie für BMU bearbeitet von IZES, BET und PowerEngS

HÖS – 380kV

Seite	Inhalt
25	Höhere Leiter-Leiter, Leiter-Erde Kapazitäten bei Kabeln im Bereich 10 – 100
25	Wegen C_{LE} induktive Kompensation ab $l > 60\text{km}$ erforderlich
28	Parallele Kabelsysteme haben geringere thermische Grenzlast wegen gegenseitiger Beeinflussung
36	Neubau Kabel dauert ca. doppelt so lange wie eine vergleichbare Freileitung
37	FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik
38	Zuverlässigkeitsdaten nach VDN und FNN -> Keine Aussage möglich, da Datensatz veraltet oder zu klein
39	Cigre Studie: Faktor 0,5 geringere Ausfallrate bei Kabeln, Ausfalldauer Faktor 25 größer
45	Bauzeit bei Teilverkabeln im Bereich der von Freileitungen
45	Es existiert keine aussagekräftige Ausfallstatistik für 380kV Kabel
59	Jahresverluststundenzahl T_v 860-2190 h/a
60	Verlustkostentabelle, Verlustenergiekosten 63€/MWh
61	Teilverkabelung mit drei Kabelsystem als unvorteilhaft angenommen
76	Studien zum Netzausbau Kabel vs. Freileitung

B.6 Netzverstärkung zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Brakelmann, Uni Duisburg-Essen

HS – 100kV

Seite	Inhalt
34	<p>Wartungskosten</p> <p>Kabel ca. 500€/km (a)</p> <p>FrL ca. 2000€/km (a)</p>
36	<p>Ausfallraten / Nichtverfügbarkeit</p> <p><u>VDN-Störstatistik:</u></p> <p>Kabel: RE-SPE 0,0043/km (a) NO-SPE 0,0066/km (a), Ausfallzeit 66,1h</p> <p>5.5.1 FrL: RE-SPE 0,0022/km (a) NO-SPE 0,0079/km (a), Ausfallzeit 3,2h</p> <p>5.5.2 <u>STRI Studie:</u></p> <p>Kabel: 0,0007/km (a), Ausfallzeit 60h</p> <p>FrL: 0,0012/km (a), Ausfallzeit 30h</p>
54	Barwertmethode bei Wirtschaftlichkeitsvergleich verwendet
62	<p><u>Investitionskosten 110kV-FrL</u></p> <p>Einfachsystem 220 T€/km</p> <p>Doppelsystem 300 T€/km</p> <p><u>Investitionskosten 100kV-Kabel</u></p> <p>Einfachsystem 390 T€/km</p> <p>Einfachsystem mit Schrägregler 450 T€/km</p> <p>Doppelsystem 685 T€/km</p> <p>Doppelsystem mit Schrägregler 745 T€/km</p>

B.7 Underground Cables as an Alternative to Overhead Lines; NVE, Norway

Seite	Inhalt
30	<p>Kosten für Kabelgraben:</p> <p>Stark abhängig von Bodenbedingungen. Drei Bodenarten werden unterschieden. Low, Medium, High</p> <p><u>Mehrkosten für verschiedene Bodentypen:</u></p> <p>Medium = 2fach Low</p> <p>High = 2fach Medium</p> <p>Es kann also davon ausgegangen werden, dass es sich hier lediglich um Annahmen im Rahmen dieser Veröffentlichung handelt</p>
36	<p>Investitionskosten</p> <p>Kabel werden im 110kV Bereich mit einem Mehrkosteninvestitionsfaktor von 4 angenommen</p>
57	<p>Gesamtkosten</p> <p>Der Unterschied in den Gesamtkosten zwischen Freileitung und Kabel wird mit einem Mehrkostenfaktor zwischen 2-4 berechnet</p>

B.8 Overall cost comparison between cable and overhead lines including the costs for repair after random failures, Benato, Napolitano, University of Padova

HöS – 380kV

Seite	Inhalt
4	Hier werden allgemeine Kostenansätze definiert!
5	Barwertmethode mit WACC als Zinsansatz gewählt, Alle Kosten beziehen sich auf eine Dauer von 40a
5	Kompensationsbedarf eines Kabels ca. 10,6MVar/km
6	<p><u>Investitionskosten:</u></p> <p>Beinhaltet sind:</p> <p>Wegerechte</p> <p>Grundstückspreise</p> <p>Materialkosten</p> <p>Transport</p> <p>Installationsarbeiten und Ausrüstung</p> <p>Instandsetzung der Schneise nach Projektabschluss</p> <p>Entwicklungs- und Projektmanagementkosten</p> <p>Freileitung: 0,6 Mio. €/km</p> <p>Kabel: 3,5 Mio. €/km</p> <p><u>Kompensationseinrichtungen bei Kabeln:</u></p> <p>0,24 Mio. €/km</p>
7	<p><u>Verlustenergiekosten:</u></p> <p>FrL: 1,554 Mio. €/km</p>

	Kabel: 0,594 Mio. €/km
8	Entsorgungskosten FrL: 0,0043 Mio. €/km, Kabel: 0,0265 Mio. €/km
10	<u>Betriebskosten:</u> FrL: 0,052 Mio. €/km Kabel: 0,035 Mio. €/km
12	<u>Gesamtkosten:</u> FrL.: 2,2224 Mio. €/km+Kosten für Umweltbelastungen Kabel 4,4255 Mio. €/km +Kosten für Umweltbelastungen

C Kosten

C.1 Bodentypen-Indizes

Boden-/ Geländetyp – Index	Bezeichnung
1	unbebaut, stabiler Boden
2	unbebaut, instabiler Boden
3	Wald
4	unbebaut, felsiger Untergrund
5	versiegelte Flächen

C.2 Spezifische Kostenansätze Netzebene 3

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
Grunderwerb, Wegerecht, Kompensationsmaßnahmen		25	50	75	Tsd. CHF/km
Planung, Projektmanagement		60	80	100	Tsd. CHF/km
Leiterseile, Erdseil, Isolatorketten inkl. Montage - Doppelsystem 110kV		150	162,5	175	Tsd. CHF/km
Betonmasten, Fundamente inkl. Montage für Doppelsystem 110kV	1	300	400	500	Tsd. CHF/km
	2	400	500	600	Tsd. CHF/km
	3	350	450	550	Tsd. CHF/km
	4	450	550	650	Tsd. CHF/km
	5	300	400	500	Tsd. CHF/km
Stahlrohrmasten, Fundamente inkl. Montage für Doppelsystem 110kV	1	450	550	650	Tsd. CHF/km
	2	550	650	750	Tsd. CHF/km
	3	500	600	700	Tsd. CHF/km
	4	600	700	800	Tsd. CHF/km
	5	450	550	650	Tsd. CHF/km
Rückbau / Abriss bestehender Freileitung		40	60	80	Tsd. CHF/km

Tabelle C.1: Spezifische Kosten Freileitung Netzebene 3 Doppelsystem (Teil 1/2)

Kostenelement	Boden-/ Geländety p	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Band- breite	Mitte	Obere Band- breite	
Wartung und Instandhaltung für Betonmasten Doppelsystem	1	2	3	4	Tsd. CHF/km pro Jahr
	2	2	3	4	Tsd. CHF/km pro Jahr
	3	4	5,5	7	Tsd. CHF/km pro Jahr
	4	2	3	4	Tsd. CHF/km pro Jahr
	5	2	3	4	Tsd. CHF/km pro Jahr
Wartung und Instandhaltung für Stahlrohrmasten Doppelsystem	1	3	4	5	Tsd. CHF/km pro Jahr
	2	3	4	5	Tsd. CHF/km pro Jahr
	3	5	6,5	8	Tsd. CHF/km pro Jahr
	4	3	4	5	Tsd. CHF/km pro Jahr
	5	3	4	5	Tsd. CHF/km pro Jahr

Tabelle C.2: Spezifische Kosten Freileitung Netzebene 3 Doppelsystem (Teil 2/2)

Kostenelement	Boden-/ Geländety p	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Band- breite	Mitte	Obere Band- breite	
Grunderwerb, Wegerecht, Kompensationsmaßnahmen		25	50	75	Tsd. CHF/km
Planung, Projektmanagement		100	140	180	Tsd. CHF/km
Kabelanlage (Kabel, Muffen) inkl. Montage - Doppelsystem 110kV		550	700	850	Tsd. CHF/km
Kabelrohrblock Doppelsystem (Tiefbau, Rohre, Beton) inkl. Montage	1	400	550	700	Tsd. CHF/km
	2	600	750	900	Tsd. CHF/km
	3	500	750	1000	Tsd. CHF/km
	4	1800	2150	2500	Tsd. CHF/km
	5	1000	1500	2000	Tsd. CHF/km
Wartung und Instandhaltung für Doppelsystem		0,3	0,5	0,7	Tsd. CHF/km pro Jahr
Blindleistungskompensation invest.		13	18	23	Tsd. CHF/km
Verluste der Kompensationsanlagen		14	14	14	MWh/km pro Jahr
Rückbau / Abriss bestehender Kabel		40	60	80	Tsd. CHF/km

Tabelle C.3: Spezifische Kosten Kabel Netzebene 3 Doppelsystem

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
niederohmig:					
Erdungsvorrichtung im UW inkl. Schaltfeld		450	600	750	Tsd. CHF/Stück
Erdungsvorrichtung je Mast		3,5	5	6,5	Tsd. CHF/Stück
Schaltfeld mit Leistungsschalter		350	500	650	Tsd. CHF/Stück
kompensiert:					
Erdschlusskomp.Spule pro 100A Komp.Strom		300	400	500	Tsd. CHF pro 100 A Komp.Strom

Tabelle C.4: Spezifische Kosten Netzebene 3 Sternpunktbehandlung

C.3 Annuitätische Kosten Netzebene 3

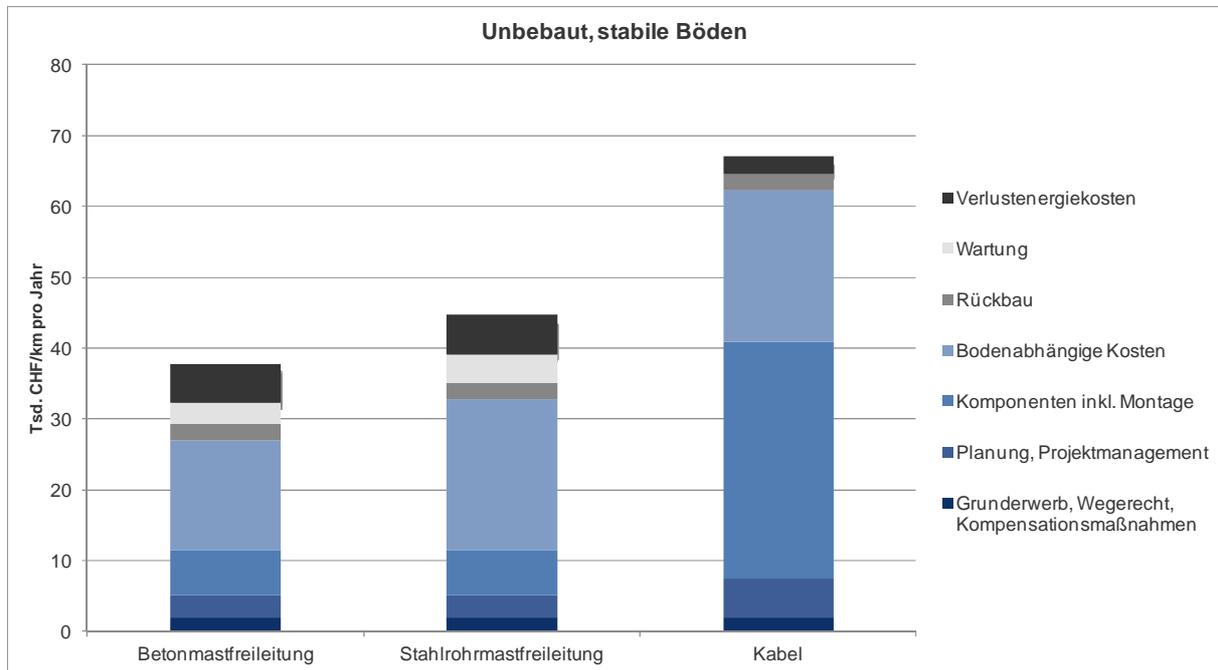


Bild C.2 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, stabile Böden“ (95kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

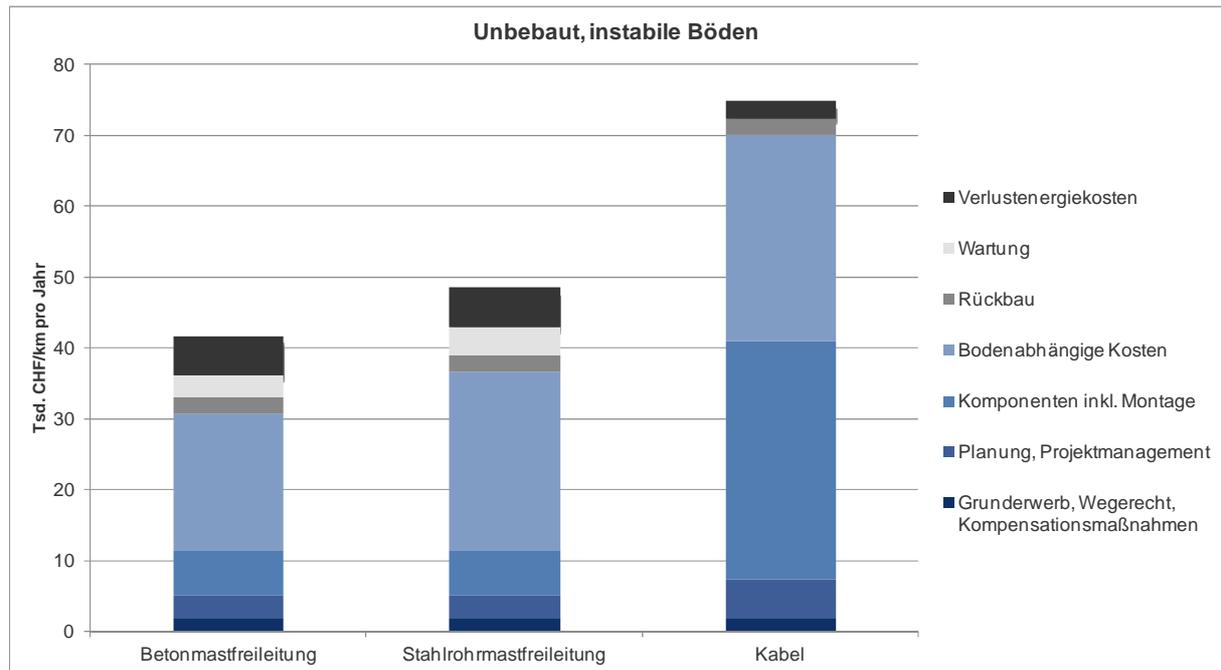


Bild C.3 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, instabile Böden“ (95kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

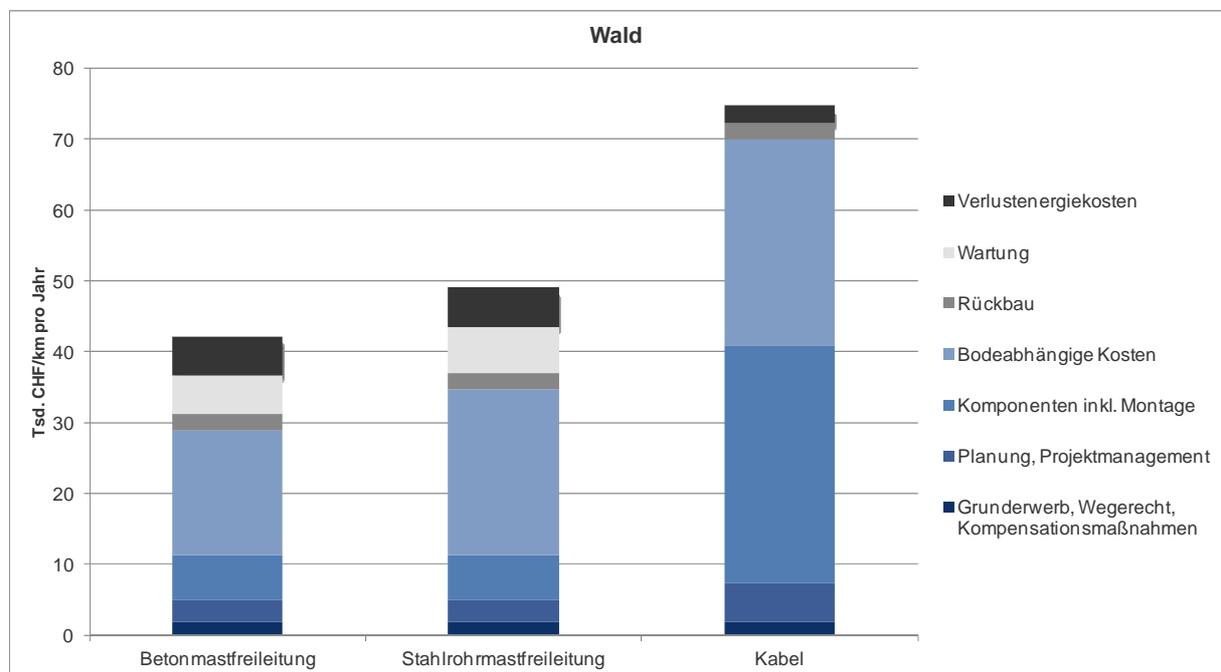


Bild C.4 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „Wald“ (95kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, , mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

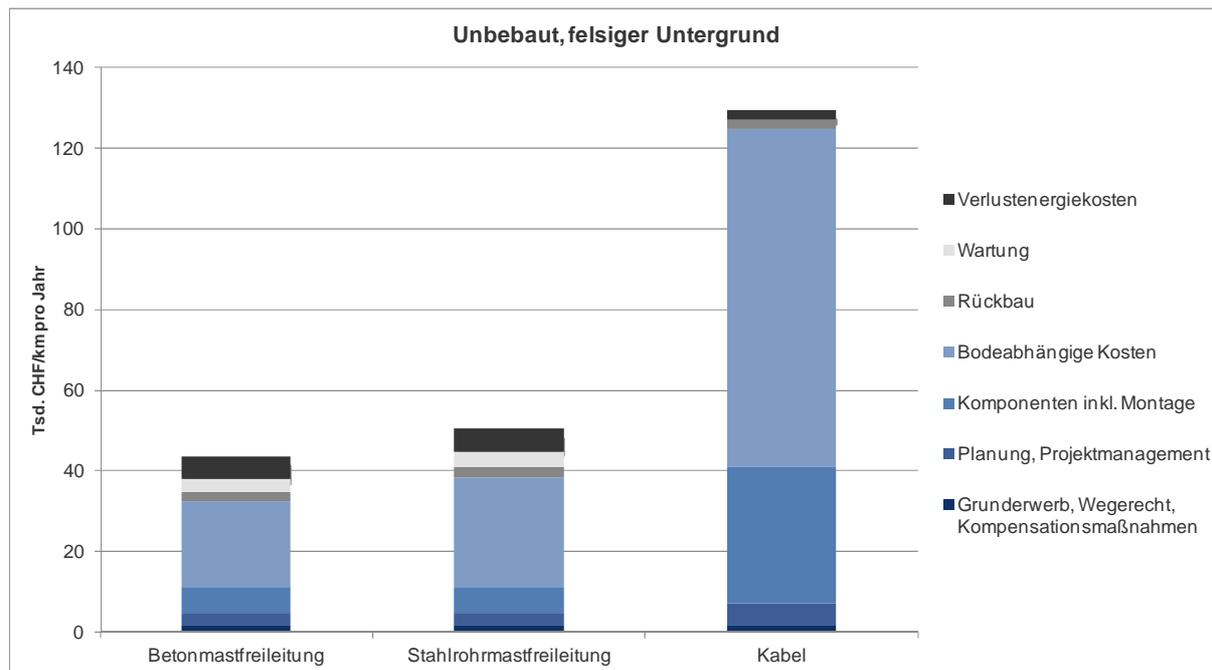


Bild C.5 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, felsiger Untergrund“ (95kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

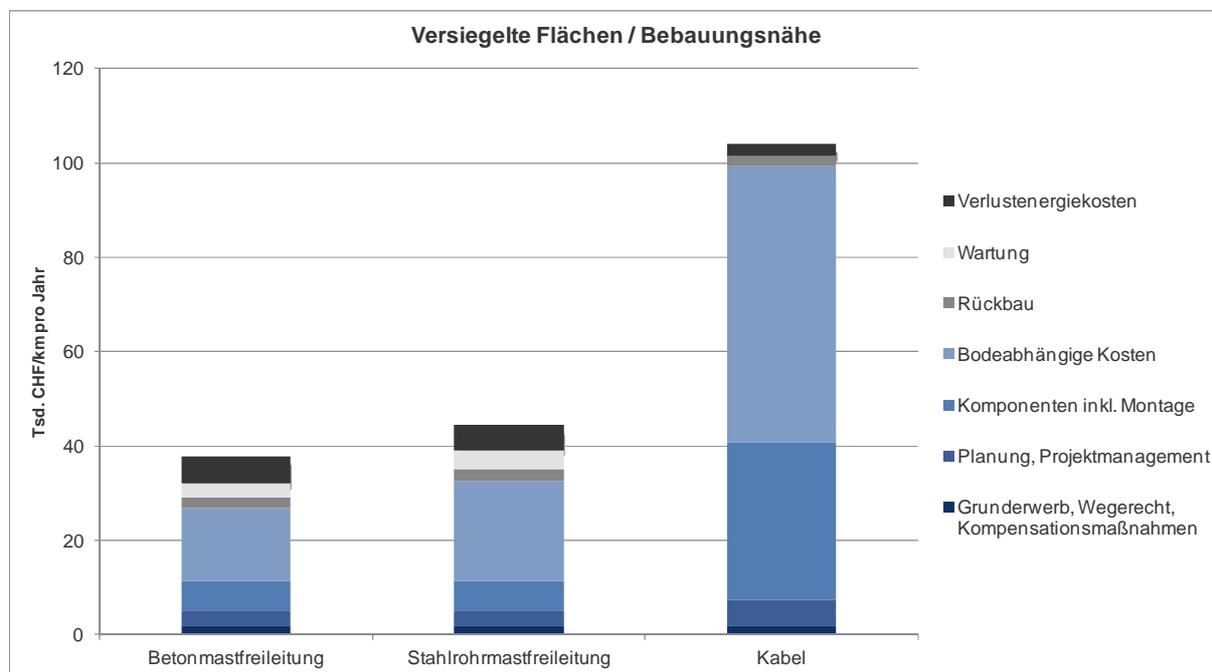


Bild C.6 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „versiegelte Flächen / Bebauungsnähe“ (95kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

C.4 Spezifische Kostenansätze Netzebene 5

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
Grunderwerb, Wegerecht, Kompensationsmaßnahmen		17,5	25	32,5	Tsd. CHF/km
Planung, Projektmanagement		25	37,5	50	Tsd. CHF/km
Leiteseile, Erdseil, Isolatorketten inkl. Montage - Einfachsystem		17,5	25	32,5	Tsd. CHF/km
Betonmasten, Fundamente inkl. Montage für Einfachsystem	1	105	150	195	Tsd. CHF/km
	2	122,5	175	227,5	Tsd. CHF/km
	3	140	200	260	Tsd. CHF/km
	4	175	250	325	Tsd. CHF/km
	5	122,5	175	227,5	Tsd. CHF/km
Holzmasten, Fundamente inkl. Montage für Einfachsystem	1	35	50	65	Tsd. CHF/km
	2	52,5	75	97,5	Tsd. CHF/km
	3	70	100	130	Tsd. CHF/km
	4	105	150	195	Tsd. CHF/km
	5	52,5	75	97,5	Tsd. CHF/km
Rückbau / Abriss bestehender Freileitung		35	50	65	Tsd. CHF/km

Tabelle C.5: Spezifische Kosten Freileitung Netzebene 5 Einfachsystem (Teil 1/2)

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
Wartung und Instandhaltung für Betonmasten Einfachsystem	1	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	2	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	3	3,5	5	6,5	Tsd. CHF/km pro Jahr
	4	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	5	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
Wartung und Instandhaltung für Holzmasten Einfachsystem	1	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	2	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	3	3,5	5	6,5	Tsd. CHF/km pro Jahr
	4	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr
	5	1,75	2,5	3,25	Tsd. CHF/km pro Jahr

Tabelle C.6: Spezifische Kosten Freileitung Netzebene 5 Einfachsystem (Teil 2/2)

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
Grunderwerb, Wegerecht, Kompensationsmaßnahmen		17,5	25	32,5	Tsd. CHF/km
Planung, Projektmanagement		25	37,5	50	Tsd. CHF/km
Kabelanlage (Kabel, Muffen) inkl. Montage - Einfachsystem		70	100	130	Tsd. CHF/km
Kabelrohrblock Einfachsystem (Tiefbau, Rohre, Beton) inkl. Montage	1	50	75	100	Tsd. CHF/km
	2	105	150	195	Tsd. CHF/km
	3	90	125	170	Tsd. CHF/km
	4	200	300	400	Tsd. CHF/km
	5	280	400	520	Tsd. CHF/km
Wartung und Instandhaltung für Doppelsystem		0,7	1	1,3	Tsd. CHF/km pro Jahr
Blindleistungskompensation invest.		10	15	20	Tsd. CHF/km
Verluste der Kompensationsanlagen		9	14	19	MWh/km pro Jahr
Rückbau / Abriss bestehender Kabel		35	50	65	Tsd. CHF/km

Tabelle C.7: Spezifische Kosten Kabel Netzebene 5 Einfachsystem

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
niederohmig:					
Erdungsvorrichtung im UW inkl. Schaltfeld		140	200	260	Tsd. CHF/Stück
Erdungsvorrichtung je Mast		2	3	4	Tsd. CHF/Stück
Schaltfeld mit Leistungsschalter		55	80	105	Tsd. CHF/Stück
kompensiert:					
Erdschlusskomp.Spule pro 100A Komp.Strom		140	200	260	Tsd. CHF pro 100 A Komp.Strom

Tabelle C.8: Spezifische Kosten Netzebene 5 Sternpunktbehandlung

C.5 Annuitätische Kosten Netzebene 5

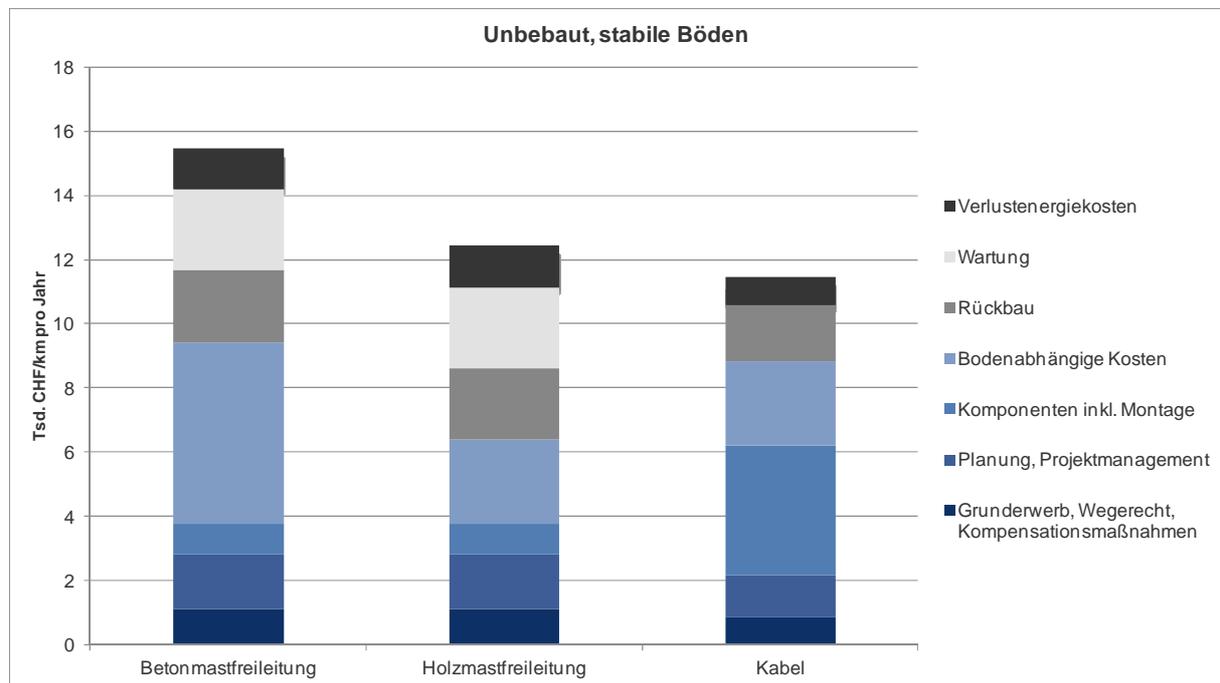


Bild C.7 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, stabile Böden“ (15kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

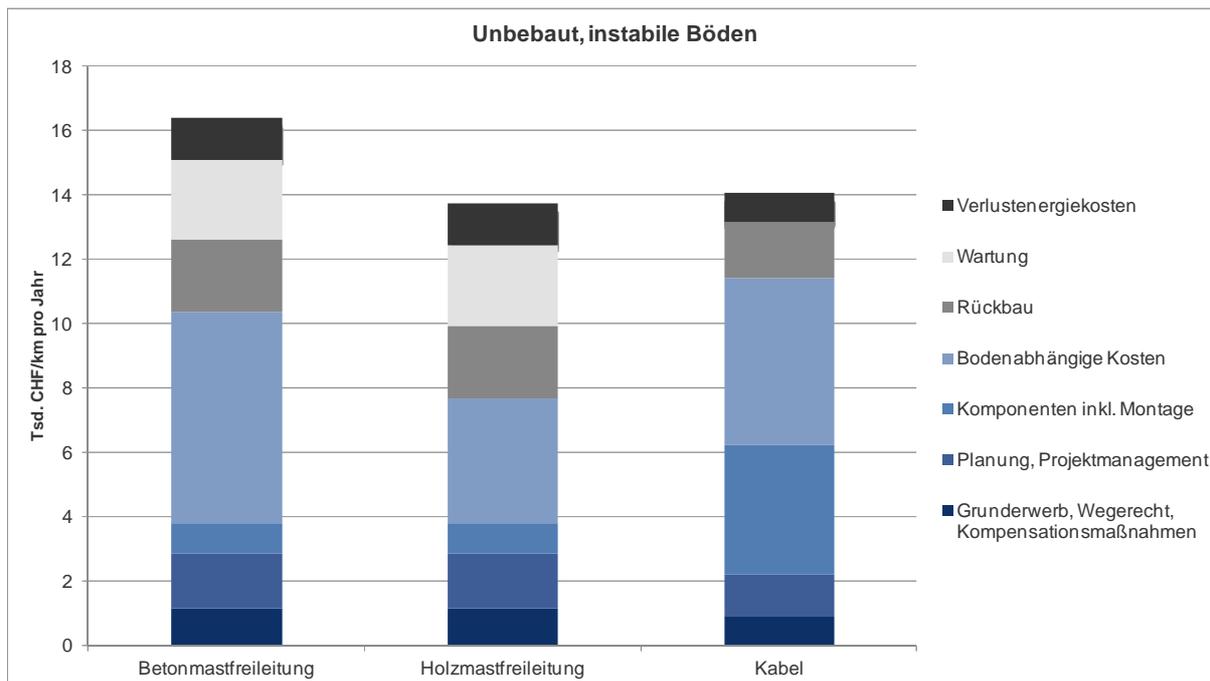


Bild C.8 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, instabile Böden“ (15kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

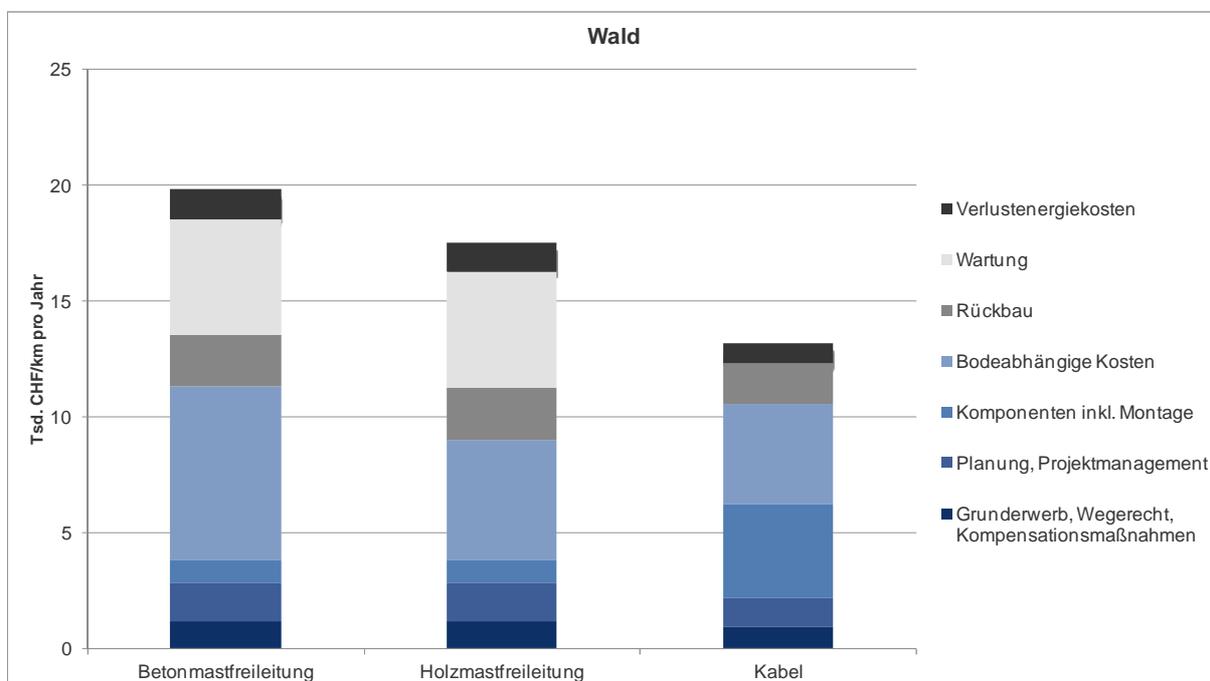


Bild C.9 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „Wald“ (15kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, , mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

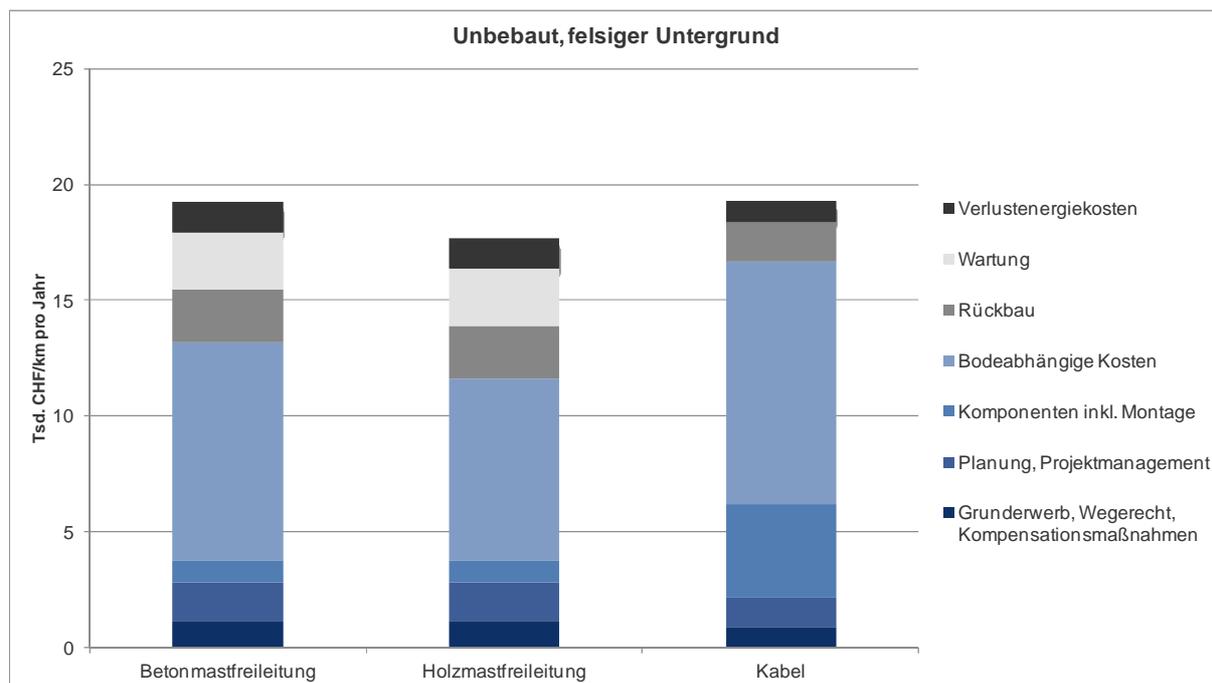


Bild C.10 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „unbebaut, felsiger Untergrund“ (15kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

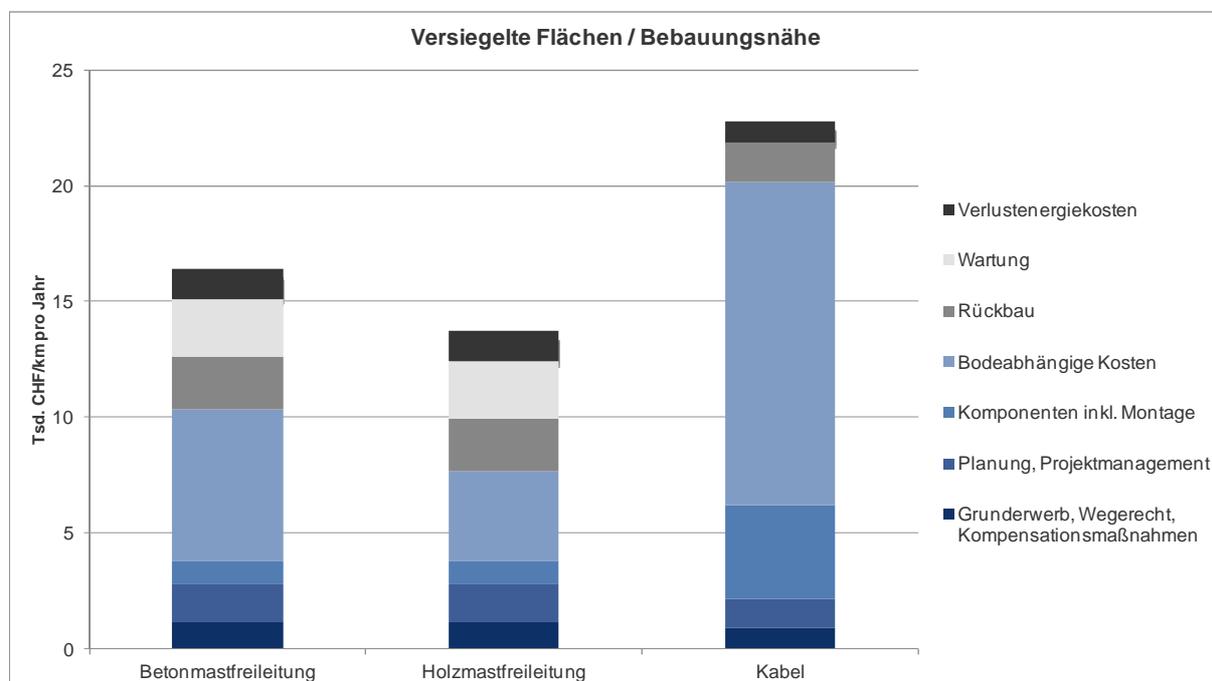


Bild C.11 Annuitätische Kosten von Freileitungen und Kabeln im Gebietstyp „versiegelte Flächen / Bebauungsnähe“ (15kV, durchschnittliche Leitungsbelastung, mittlerer Kostenansatz, regulatorische Abschreibungsdauer)

D Gebiets-/Bodentypenverteilung

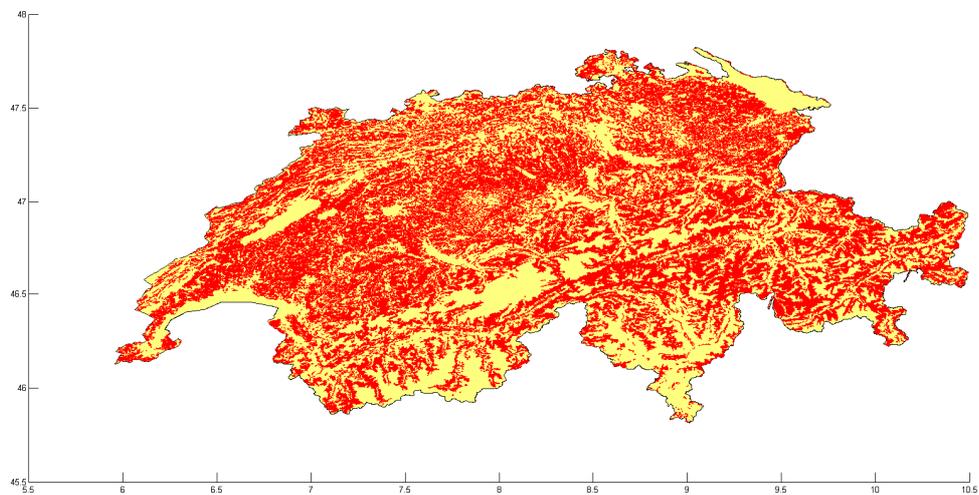


Bild D.12 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „unbebaut, stabile Böden“

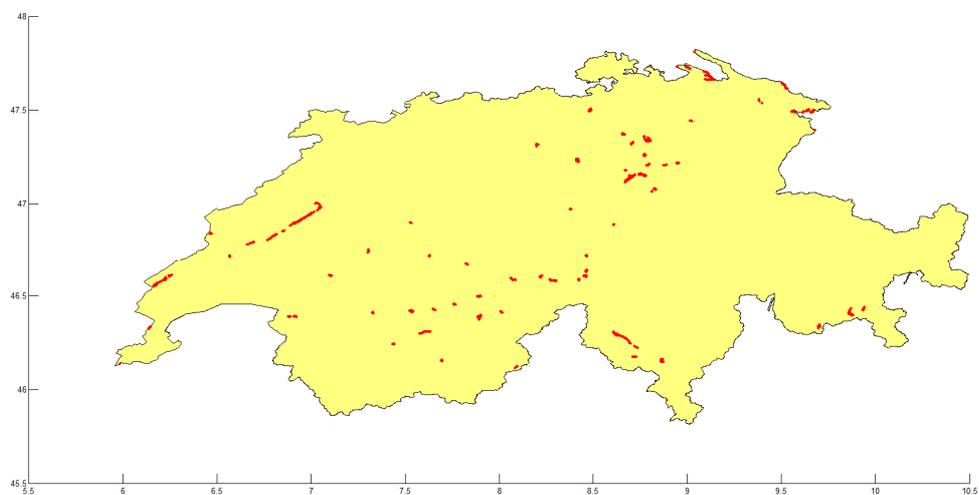


Bild D.13 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „unbebaut, instabile Böden“

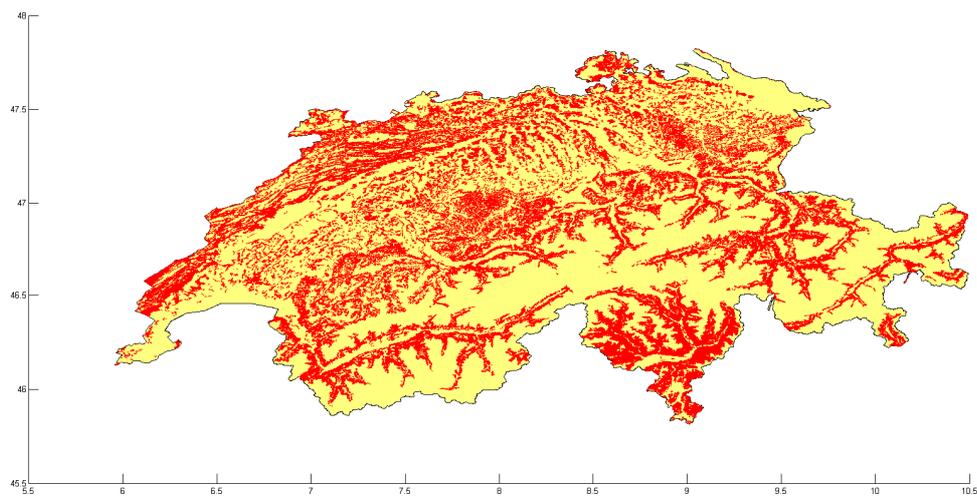


Bild D.14 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „Wald“

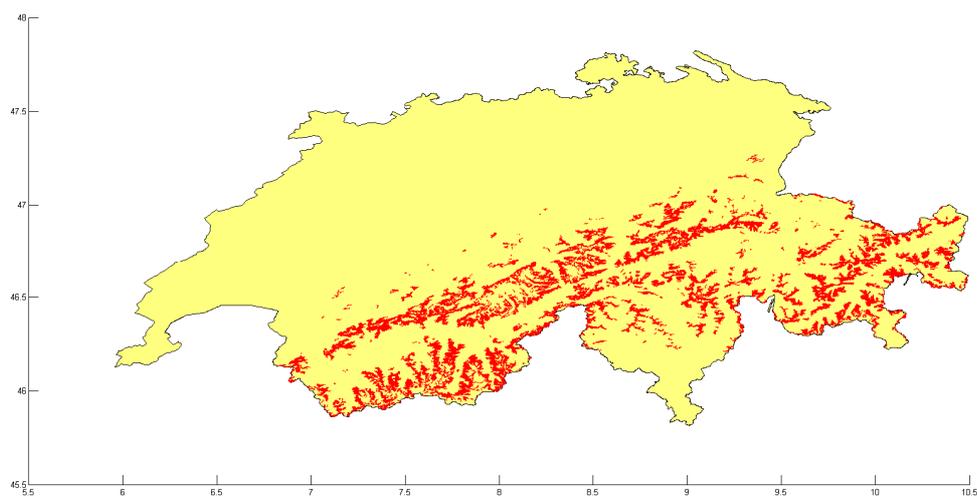


Bild D.15 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „unbebaut, felsiger Untergrund“

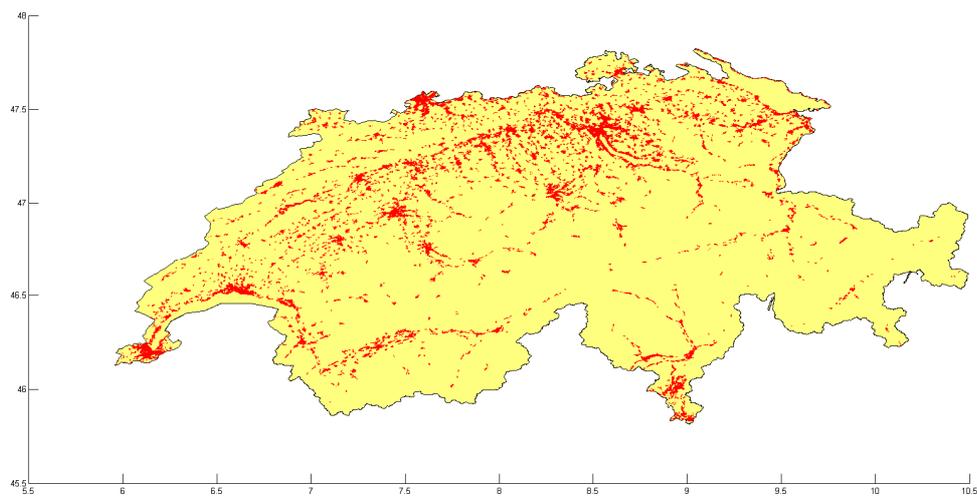


Bild D.16 Geografische Verteilung des Gebiets-/Bodentyps „versiegelte Flächen / Bauungsnähe“