

Wirtschaftlichkeitsvergleich

unterschiedlicher Übertragungstechniken
im Höchstspannungsnetz anhand der
380-kV-Leitung Wahle-Mecklar

im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh, Bayreuth

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Leibniz Universität Hannover

Hannover, den 20. März 2010

Inhalt

1	Aufgabenstellung	3
2	Varianten	4
3	Leitungsausführung	7
3.1	Leitungsausführung als Freileitung	7
3.2	Leitungsausführung als Drehstromkabel (Vollverkabelung)	7
3.3	Leitungsausführung als Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten	8
3.4	Leitungsausführung als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	9
3.5	Zusammenfassender technischer und betrieblicher Vergleich	11
4	Kostenarten und Kosten	12
4.1	Kostenarten	12
4.2	Kosten der Freileitung	15
4.2.1	Investitionskosten	15
4.2.2	Verlustkosten	15
4.3	Kosten der Drehstromkabel	16
4.3.1	Investitionskosten	16
4.3.2	Verlustkosten	18
4.4	Kosten der Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten	19
4.4.1	Investitionskosten	19
4.4.2	Verlustkosten	20
4.5	Kosten der HGÜ	21
4.5.1	Investitionskosten	21
4.5.2	Verlustkosten	22
5	Wirtschaftlichkeitsvergleich	24
5.1	Barwertmethode	24
5.2	Annahmen für die Kostenrechnung	25
5.3	Investitionskosten	26
5.4	Jährliche Verlustkosten	28
5.5	Barwerte der Verlustkosten	29
5.6	Barwerte der Gesamtkosten	31
6	Zusammenfassung	33

1 Aufgabenstellung

Für die Ausführung der geplanten 380-kV-Leitungsverbindung Wahle-Mecklar mit zwei 110-kV-Abzweigungen werden derzeit vier Varianten diskutiert:

- Ausführung als Drehstromfreileitung (i. F. kurz als Freileitung bezeichnet)
- Ausführung als Drehstromkabel (Kabel)
- Ausführung als Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten
- Ausführung als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit Gleichstromkabeln.

Im Gutachten sollen für diese Varianten (ausgenommen die Teilverkabelungsvarianten) die Gesamtkosten bei verschiedenen Trassenführungen (Investitions- und Betriebskosten) ermittelt und unter Berücksichtigung der relevanten Betriebseigenschaften eine Gesamtbewertung vorgenommen werden.

Weitere Ausführungsvarianten, wie etwa supraleitende Drehstromkabel oder gasisolierte Rohrleiter (GIL), werden nicht untersucht, da supraleitende Kabel noch nicht Stand der Technik sind und GIL wegen der hohen Kosten bisher nur in wenigen Fällen und dann nur in kurzen Längen (wenige km) in Tunnelbauweise eingesetzt wurden.

Bei der HGÜ-Technik unterscheidet man zwischen der klassischen HGÜ und der erst in letzter Zeit entwickelten VSC (Voltage Source Converter) HGÜ, die die Herstellerfirmen Siemens und ABB unter den Namen HGÜ Plus bzw. HGÜ Light anbieten. Beide Arten können prinzipiell mit Freileitungen oder Kabeln betrieben werden.

Die klassische HGÜ wurde insbesondere für die Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen entwickelt und ist weltweit in Form von Gleichspannungsfreileitungen oder Seekabelverbindungen im Einsatz. Ein Nachteil der klassischen HGÜ besteht aus heutiger Sicht darin, dass als Kabel nur Öl- oder ölgetränkte Papiermassekabel eingesetzt werden können, während die VSC HGÜ auch mit den umweltfreundlichen VPE-Kabeln betrieben werden kann.

Die VSC-HGÜ-Systeme erreichen beim heutigen Entwicklungsstand noch nicht die Leistungsfähigkeit der klassischen HGÜ. Leitungen mit Leistungen von 2×1100 MVA im Normalbetrieb und 1600 MVA im (n-1)-Fall, wie sie bei dem Projekt Wahle-Mecklar gefordert sind, wurden bisher in VSC-Technik noch nicht ausgeführt. Bisher waren nach Angaben der Hersteller VSC-HGÜ-Systeme (Module) mit Leistungen von lediglich 400 MW mit VPE-Gleichspannungskabeln für ± 150 kV verfügbar, so dass für die Leitung Wahle-Mecklar pro Leitungssystem drei und somit insgesamt sechs solcher Module parallel geschaltet werden müssten. Nach neuesten Angaben sollen in absehbarer Zeit (Lieferzeit 36 Monaten) Module mit Leistungen von 1100 MW und Gleichspannungskabeln für ± 320 kV lieferbar sein.

Von der Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Systeme verspricht man sich auch eine Senkung der Stromwärmeverluste in den Konvertern, die derzeit noch etwa das Doppelte der der klassischen HGÜ betragen und damit bei der für HGÜ-Verhältnisse relativ kurzen Leitung Wahle-Mecklar den Hauptteil der Verluste ausmachen würden.

Die Kostenberechnungen werden mit der für Leitungsbauvorhaben üblichen Barwertmethode über einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren durchgeführt. Volkswirtschaftliche Kosten können dabei aufgrund fehlender finanztechnischer Erhebungen und Bewertungskriterien nicht berücksichtigt werden.

Die vorliegenden Untersuchungen beruhen auf dem gegenwärtigen Stand der Technik und den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten bzw. festgelegten Betriebsmitteldaten, Kostenangaben und finanzwirtschaftlichen Daten.

2 Varianten

Für die 380-kV-Leitungsverbindung Wahle-Mecklar kommen in der Ausführung als Freileitung zehn unterschiedliche Trassenführungen in Frage, die im Rahmen der Raumordnungsverfahren (ROV) in Niedersachsen (NI) und Hessen (HE) betrachtet werden (**Bild 2.1**). Die einzelnen, in **Tabelle 2.1** zusammengestellten Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Gesamtlängen als auch hinsichtlich eines eventuellen Kabelanteils erheblich.

Tabelle 2.1 Trassenlängen (gerundet) der Freileitungsvarianten (FL)
(s. Bild 2.1, Quelle: transpower stromübertragungs gmbh)

	Variante	Kombination	Gesamtlänge in km
FL1	A	V1+VA	218
	B	V1+VB	201
FL2	A	V2+VA	229
	B	V2+VB	212
FL3	A	V3+VA	251
	B	V3+VB	234
FL4	A	V4+VA	253
	B	V4+VB	236
FL5	A	V5+VA	224
	B	V5+VB	207

Im Rahmen des Gutachtens werden die Kosten (Investitions- und Betriebskosten) für alle zehn Freileitungsvarianten (s. **Tabelle 2.2**), sowie für fünf Varianten der Vollverkabelung und für die Ausführungen als VSC HGÜ jeweils nur entlang der kürzesten Trasse FL1B aber mit einer geringeren Länge von 182 km ermittelt. Diese um ca. 19 km geringere Trassenlänge berücksichtigt, dass die Kabel der Vollverkabelungs- und der HGÜ-Varianten nicht dem Zickzack-Verlauf der Freileitungstrasse folgen muss, der zur Umgehung von Siedlungen, Wohngebäuden, etc. notwendig wird.

Die Kabelvariante VK1 sieht für jeden der beiden Stromkreise I und II der Freileitung nur ein Kabelsystem bestehend aus drei VPE-Einleiterkabeln mit einem Kupferquerschnitt von 2500 mm² vor. Bei den Varianten VK2a bis VK2d sind dagegen pro Stromkreis der Freileitung aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit zwei parallele Kabelsysteme vorgesehen, deren Leiterquerschnitt variiert wird. Für die Leitungsausführung als VSC HGÜ werden zwei Varianten untersucht. Die Variante HGÜ1 geht von der heute verfügbaren maximalen Leistung pro Modul von 400 MW bei ± 150 kV Gleichspannung aus, während bei der Variante HGÜ2 bereits die avisierten Module mit einer Leistung von 1100 MW bei ± 320 kV Gleichspannung zugrunde gelegt werden.

Tabelle 2.2 Untersuchte Leitungsvarianten

Variante	Prinzipschaltbild	Kurzbeschreibung
FL1A bis FL5B		2 Systeme Freileitung 565-AL1/72-ST1A
VK1		2 Systeme Kabel 2500 mm ² Cu
VK2a bis VK2d		2x2 Systeme Kabel VK2a: 1200 mm ² Cu VK2b: 1600 mm ² Cu VK2c: 2000 mm ² Cu VK2d: 2500 mm ² Cu
HGÜ1		2x3 Systeme VSC HGÜ 400 MW, ±150 kV Kabel 2400 mm ² Al
HGÜ2		2 Systeme VSC HGÜ 1100 MW, ±320 kV Kabel 2500 mm ² Al

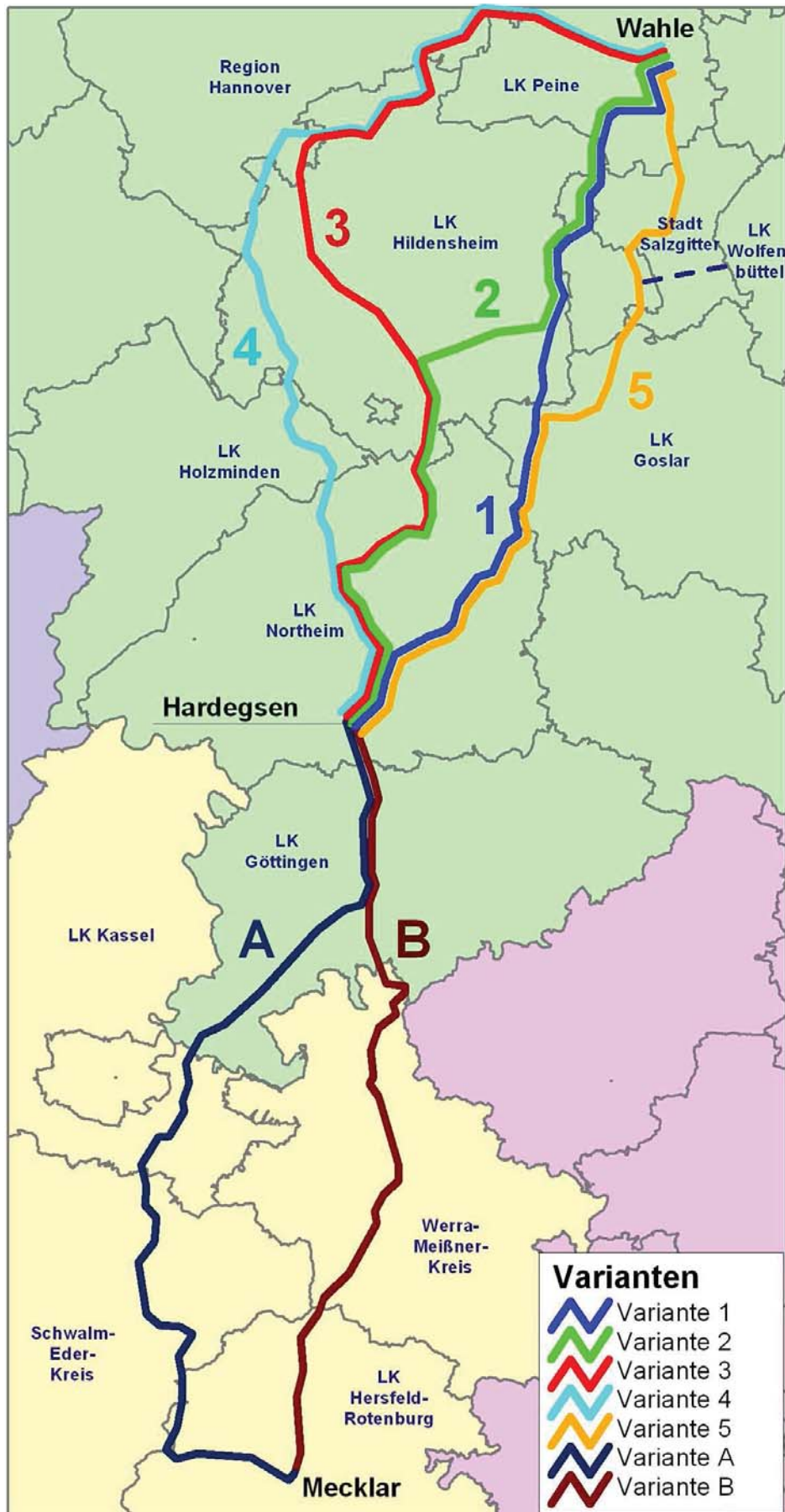


Bild 2.1 Varianten der Freileitungstrasse für die 380-kV-Leitungsverbindung Wahle-Mecklar (Quelle: transpower stromübertragungs gmbh)

3 Leitungsausführung

3.1 Leitungsausführung als Freileitung

Die Freileitung würde als 380-kV-Doppelleitung, d. h. mit zwei Drehstromsystemen (zwei Stromkreisen) auf einem gemeinsamen Mast, ausgeführt werden. Zum Einsatz kämen Bündelleiter bestehend aus vier parallel geschalteten Teilleitern. Die Teilleiter sind Aldrey-Stahlverbundseile vom Typ 565-AL1/72-ST1A (alte Bezeichnung 564/72 Al/St) mit einem Aldreyquerschnitt von 564 mm^2 und einem Stahlquerschnitt von 72 mm^2 . Der stromtragende Aldreyquerschnitt eines solchen Bündelleiters beträgt somit $4 \times 564 \text{ mm}^2 = 2256 \text{ mm}^2$. Den relativ großen Querschnitt würde man aus Gründen der Verlust- und Koronageräuschreduzierung wählen.

Die maximale Übertragungsfähigkeit eines derartigen Leitungssystems beträgt bei $0,6 \text{ m/s}$ Windgeschwindigkeit und 35 °C Umgebungstemperatur etwa 3000 MVA pro Stromkreis. Dem entspricht bei 380 kV eine Stromtragfähigkeit von etwa $4,6 \text{ kA}$. Freileitungen mit diesen Leiterseilen wurden erstmals 1978 zur Kreuzung der Elbe bei Stade eingesetzt.

Im Zuge der Freileitungstrasse sind zwei Einspeisungen in das 110-kV -Netz geplant. Hierfür sind zwei komplette $380/110\text{-kV}$ -Umspannwerke, die im Stich angeschlossen werden, vorzusehen.

3.2 Leitungsausführung als Drehstromkabel (Vollverkabelung)

Jedes Kabelsystem besteht aus drei 380-kV -VPE-Einleiterkabel mit Kupferleitern. Die Belastbarkeit hängt außer vom Querschnitt, vom tageszeitlichen Belastungsverlauf, ausgedrückt durch den Belastungsgrad m , dem Legeabstand a und der Bettung (thermisch stabilisiert oder nicht), sowie der Anzahl weiterer Systeme im selben Graben ab.

Anhaltspunkte zur Belastbarkeit in Abhängigkeit vom Querschnitt A , dem Belastungsgrad m und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in $1,5 \text{ m}$ Tiefe gibt **Bild 3.1**. Dabei ist eine Leistungsminderung durch den thermischen Einfluss weiterer Kabel oder anderer Wärmequellen in der Nähe nicht berücksichtigt. Man rechnet je nach Anzahl weiterer Kabel im selben Graben mit Abschlägen in der Größenordnung von 10 bis 15% .

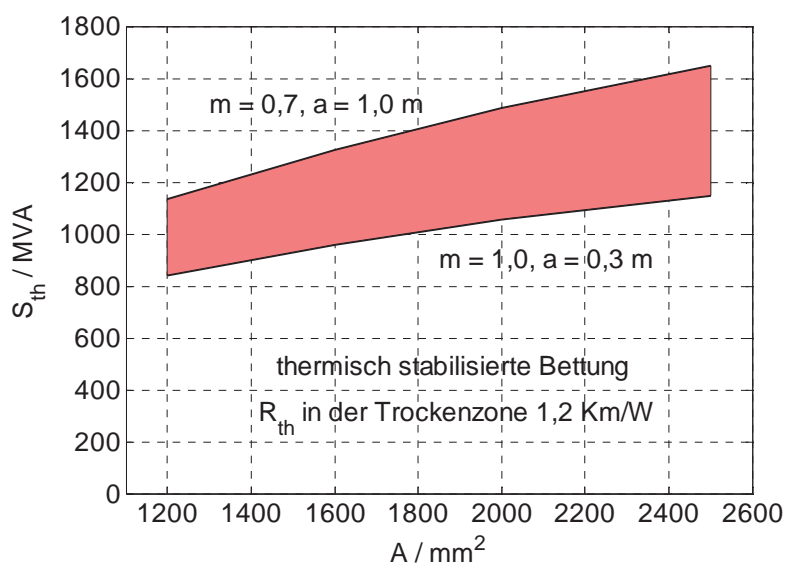


Bild 3.1 Belastbarkeitsgrenzen von 380-kV -VPE-Kabeln (1 System) in Abhängigkeit vom Querschnitt A , dem Belastungsgrad m und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in $1,5 \text{ m}$ Tiefe

Bei der Variante VK1 sind zwei Kabelsysteme mit einem Kupferquerschnitt von 2500 mm^2 vorgesehen. Für die höchste Übertragungsleistung von 1100 MVA pro System im Normalbetrieb ist dieser Querschnitt ausreichend. Die für den (n-1)-Fall erforderliche Maximalleistung von 1600 MVA würde allerdings sehr große Legeabstände erfordern (vgl. Bild 3.1), und es müsste sichergestellt sein, dass der Belastungsgrad nicht größer als 0,7 wird und kein thermischer Engpass z. B. durch eine Unterdückerung auftritt. Große Legeabstände sind mit höheren Tiefbaukosten verbunden und bewirken größere Magnetfelder. Nachteilig bei dieser Variante wäre auch die lange Ausfalldauer (Größenordnung mehrere Wochen) eines kompletten Leitungssystems bei einem Kabel- oder Muffenschaden.

Die Varianten VK2a bis VK2d sehen deshalb anstelle *eines* Freileitungssystems je zwei Kabelsysteme vor, wobei jetzt auch Kabel geringeren Querschnitts als bei der Varianten VK1 in Frage kommen. Um den Einfluss des Querschnitts auf die Kosten und Verluste zu ermitteln, werden den Untersuchungen Kabel mit den Querschnitten 1200 mm^2 , 1600 mm^2 , 2000 mm^2 und 2500 mm^2 zu Grunde gelegt.

Die maximale Lieferlänge der Kabel ist aus Gründen der Transportfähigkeit begrenzt. Bei Querschnitten von 1200 mm^2 liegt diese Grenze bei maximal 1100 m. Die Lieferlängen größerer Querschnitte sind entsprechend kürzer. Die maximale Lieferlänge liegt für einen Kabelquerschnitt von 2500 mm^2 bei ungefähr 900 m. Nach jeder Lieferlänge sind pro Kabelsystem drei Muffen, entweder als Verbindungs- oder als Cross-Bonding-Muffen erforderlich. Das mit Cross-Bonding bezeichnete Auskreuzen der Kabelschirme dient der Vermeidung von großen Schirmströmen und den damit verbundenen Stromwärmeverlusten und ist bei allen Vollverkabelungsvarianten erforderlich.

An den Enden der Kabel sind sog. Endverschlüsse für den Übergang auf das Isolationsmedium Luft erforderlich. Parallel zu jedem Endverschluss ist ein Überspannungsableiter zum Schutz der Kabel vor einlaufenden Überspannungen vorzusehen (s. auch **Bild 3.2**)

Drehstromkabel haben gegenüber der Freileitung einen wesentlich höheren Bedarf an kapazitiver Blindleistung, die mit wachsender Spannung und Länge die Übertragungsfähigkeit stark einschränkt (s. Tabelle 4.5). Deshalb müssen bereits relativ kurze Höchstspannungskabel mittels Kompensationsspulen kompensiert werden. Längere Kabelstrecken sind zum Anschluss von Kompensationsspulen in mehrere Abschnitte zu unterteilen.

Für die Leitung Wahle-Mecklar wird von einer Unterteilung der 182 km langen Kabeltrasse in sechs Teilabschnitte von etwa 31 km Länge ausgegangen. Zumindest ein Teil der am Anfang und Ende sowie nach jedem Kabelabschnitt aufgestellten Kompensationsspulen sollte in Abhängigkeit vom Belastungszustand schaltbar sein.

Die Kompensationsspulen erhöhen die Investitionskosten und verursachen zusätzliche Verluste (Kompensationsverluste). Zudem sind durch die Unterteilung der Kabel in mehrere Abschnitte eine größere Anzahl von Endverschlüssen und Überspannungsableitern erforderlich.

Die beiden im Stich anzuschließenden 380/110-kV-Umspannwerke wird man an den Stellen, an denen die Kabel wegen der Kompensation ohnehin unterbrochen sind, errichten. Der Aufwand hierfür wird deshalb etwa der Gleiche wie bei der Leitungsausführung als Freileitung sein.

3.3 Leitungsausführung als Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten

Bei einer Ausführung der Leitung als Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten würden die Freileitungsabschnitte entsprechend Abschnitt 3.1 ausgeführt werden, während für die Kabelabschnitte die Anzahl der Kabel entsprechend den Varianten nach Abschnitt 3.2 in Frage kämen. Inwieweit auf eine Kompensation der kapazitiven Ladeleistung der Kabelabschnitte verzichtet werden kann, ist durch eine Leistungsflussberechnung zu klären.

An den Übergangsstellen zwischen den Freileitung- und Kabelabschnitten würden spezielle Übergangsanlagen notwendig werden. **Bild 3.2** zeigt beispielhaft eine Anlage für den Übergang von zwei Freileitungssystemen auf zwei Kabelsysteme.

Die Kosten für die Übergangsanlagen Kabel–Freileitung setzen sich aus folgenden Einzelpositionen zusammen:

- umzäuntes Grundstück mit Zufahrt
- Endmast und/oder Abspannportal für die Freileitung
- pro Kabelsystem drei Überspannungsableiter an der Übergangsstelle Freileitung – Kabel
- pro Kabelsystem drei Endverschlüsse
- pro Kabelsystem drei Stromwandler (Kabelumbauwandler)
- Schutz- und Sekundärtechnik, die in einem separaten Gebäude (z. B. Garage) auf dem Grundstück untergebracht ist
- ggf. ergänzend verstärkte Masterdungen zur Vermeidung von Rückwärtsüberschlägen und zusätzliche Erdseile mit Lichtwellenleiter auf einer Länge von ca. 1 km vor dem Kabel



Bild 3.2 Übergangsanlage Kabel–Freileitung: Gesamtansicht (von rechts nach links) mit Abspannportal, Überspannungsableitern, Kabelendverschlüssen, Gebäude und umzäuntes Grundstück

3.4 Leitungsausführung als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Die Leitungsausführung als HGÜ ist entweder in Form der klassischen HGÜ mit Gleichstrom-Zwischenkreis oder in Form der VSC HGÜ mit Gleichspannungs-Zwischenkreis (**Bild 3.3**) möglich.

Beide Varianten können prinzipiell als Kabel- oder Freileitungsverbindung ausgeführt werden. Allerdings können bei der klassischen HGÜ wegen der für eine Energieflussumkehr notwendigen Spannungsumkehr im Gleichspannungs-Zwischenkreis keine VPE-Kabel einge-

setzt werden, da diese die Spannungsumpolung nicht vertragen. Da nicht davon auszugehen ist, dass eine HGÜ-Freileitung überhaupt in Betracht kommt und bei einer Kabelverbindung nur die umweltfreundlichen VPE-Gleichspannungskabel in Frage kommen, beschränken sich die Untersuchungen zur HGÜ auf die VSC HGÜ. Dabei werden zwei Varianten untersucht (s. Tabelle 2.2).

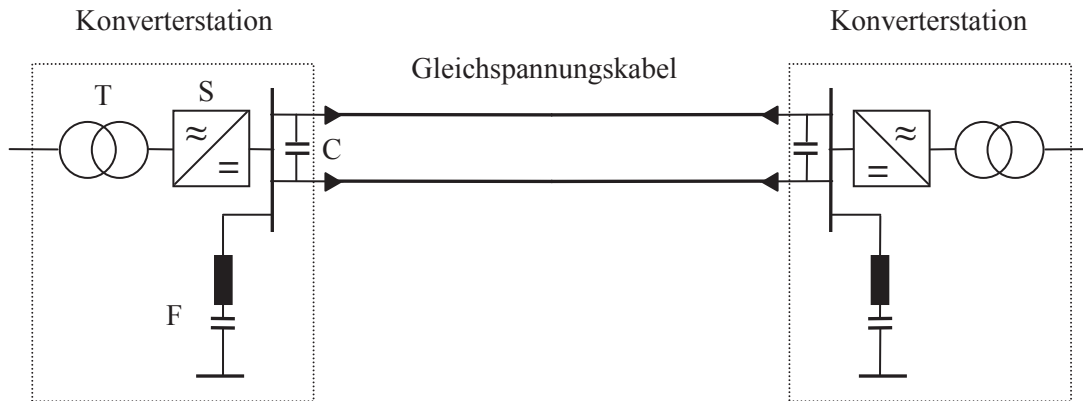


Bild 3.3 VSC HGÜ mit den Elementen T Stromrichtertransformator, S Stromrichter, C Glättungskondensator, F Oberschwingungsfiler

Der Varianten HGÜ1 liegen die derzeit verfügbaren Module mit Leistungen von 400 MW bei Gleichspannungen von ± 150 kV zugrunde. Für die geforderte Maximalleistung im Normalbetrieb von 1100 MVA müssten dann anstelle eines Freileitungssystems drei Module parallel betrieben werden, so dass insgesamt sechs Module erforderlich wären. Die Konverterstationen eines jeden Moduls sind mit zwei VPE-Gleichspannungskabeln mit einem Aluminiumleiter-Querschnitt von 2400 mm^2 und einer Nennspannung von ± 150 kV verbunden. Die Module sind grundsätzlich nicht überlastbar, so dass das Leitungssystem nur über eine Leistungsreserve von insgesamt 200 MW verfügen würde. Im (n-1)-Fall, d.h. bei Ausfall eines Moduls, würde eine ausreichende maximale Gesamtleistung der Leitung von 2000 MW zur Verfügung stehen.

Die Verfügbarkeit der VSC HGÜ wird von den Herstellern mit 98,5 % angegeben. Dem entspricht eine Nichtverfügbarkeit von ca. 130 h/a. Dieser relativ hohe Wert ist allein durch jährlich durchzuführende Wartungsarbeiten an den Stromrichterventilen begründet. Störungsbedingte Ausfallzeiten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Die Erwartungswerte der Nichtverfügbarkeit von Freileitungen und Kabeln werden demgegenüber durch störungsbedingte Ausfälle dominiert. Er beträgt beispielsweise bei 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von 200 km 2,1 h/a /1/, /2/. VPE-Kabel sind abgesehen von der Inspektion der Cross-Bonding-Kästen praktisch wartungsfrei. Die Nichtverfügbarkeit von 380-kV-Kabeln kann aufgrund der geringen Grundgesamtheit nur mit Zuverlässigkeitsdaten von 110-kV-Kabeln abgeschätzt werden /1/, /2/. Sie ist mit einem Wert von 89,6 h/a für eine 200 km lange Kabelstrecke zwar deutlich höher als die der Freileitung aber ebenfalls geringer als die der VSC-HGÜ.

Die Variante HGÜ2 setzt die Verfügbarkeit der von den Herstellern inzwischen angekündigten Module mit einer Leistung von 1100 MW bei Gleichspannungen von ± 320 kV voraus. Der Querschnitt der Aluminium-Gleichspannungskabel wird mit 2500 mm^2 angegeben. Es

/1/ Oswald, B. R., et al.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Hannover und Oldenburg, 20.09.2005.

/2/ Obergünner, M., Schwan, M., Krane, Ch., Pietsch, K., v. Sengbusch, K., Bock, C., Quadflieg, D.: Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Elektrizitätswirtschaft, Juli 2004, Heft 15.

wäre dann anstelle eines Freileitungssystems auch nur je ein Modul erforderlich. Bei Ausfall eines Kabels können über das verbleibende Kabel und den Neutralleiter („metallic return“) noch etwa 75 % der Leistung übertragen werden. Damit würde im (n-1)-Fall eine ausreichende maximale Gesamtleistung der Leitung von 1650 MW zur Verfügung stehen.

Durch das geringere Gewicht der Aluminiumkabel gegenüber Kupferkabeln und der bei Gleichspannung geringeren Isolationsstärke lassen sich auf den Spulen größere Kabelabschnittslängen als bei den Drehstromkabeln unterbringen, so dass auch eine geringere Anzahl von Muffen bei gleicher Leitungslänge erforderlich ist. Neben den Muffen sind an den Enden der Kabel Endverschlüsse für die Übergänge in die Konverterstationen erforderlich.

Der HGÜ-Betrieb mit Abzweigungen (hier in das 110-kV-Netz) wird als Multi-Terminal-Betrieb bezeichnet. Er lässt sich mit der VSC-Technik einfacher als bei der klassischen HGÜ realisieren, ist aber gegenüber der selbstregelnden Drehstromtechnik mit einem zusätzlichen Aufwand an Regelungstechnik und Informationsübertragung verbunden, so dass die Gesamtkosten, nicht nur wegen der erforderlichen Konverterstationen deutlich höher als bei der Drehstromtechnik ausfallen, bei der die Abzweige im Wesentlichen aus zwei Transformatoren mit Schaltfeldern bestehen. Bei redundanter Ausführung der 110-kV-Abgänge wie bei der Drehstromtechnik wären insgesamt vier Konverterstationen mit je 200 MW erforderlich.

3.5 Zusammenfassender technischer und betrieblicher Vergleich

Die Vorteile der HGÜ liegen in der verlustarmen Übertragung großer Leistungen über große Entfernungen bei sogenannten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Bei der Verstärkung des engvermaschten deutschen und europäischen Übertragungsnetzes kommen diese Vorteile der HGÜ aufgrund der relativ kurzen Leitungslängen nicht zum Tragen. Deshalb ist der Einsatz von HGÜ-Leitungen anstelle von Drehstromleitungen aus technischer und betrieblicher Sicht nicht erforderlich und nicht sinnvoll. Natürliche Eigenschaften der Drehstromleitungen (Freileitungen oder Kabel) wie selbsttätige Einstellung des Leistungsflusses, selbsttätiger Beitrag zur Netzstabilität durch Erhöhung der synchronisierenden Leistungen, selbsttätiger hoher Beitrag zum Kurzschlussstrom und zur Spannungsstabilität, genügende Leistungsreserve im (n-1)-Fall und niedrige Verluste sind bei der HGÜ teilweise nicht gegeben oder nur durch spezielle Regelalgorithmen zu realisieren. Bei der HGÜ ist der Beitrag zur Kurzschlussleistung auf die Höhe des Bemessungsstroms beschränkt und eine länger andauernde Mehrbelastung über die Bemessungsleistung hinaus nicht möglich.

Von den betrachteten Leitungsausführungen hat die Freileitung die höchste Verfügbarkeit. Die Ausfallhäufigkeit von Kabeln ist zwar geringer als die von Freileitungen anzunehmen, wenn man von den Erfahrungen bei den 110-kV-Kabeln ausgeht. Dafür beträgt aber die Ausfalldauer bei einem Kabelschaden ein Vielfaches der bei einer Freileitung. Es ist damit zu rechnen, dass die Reparatur eines ausgefallenen Kabels mehrere Wochen in Anspruch nimmt und die Leitung während dieser Zeit nur eingeschränkt genutzt werden kann. Allein die wartungsbedingte Nichtverfügbarkeit der VSC-HGÜ beträgt nach Herstellerangaben ca. 130 h/a und liegt damit deutlich über den Werten für die Freileitung und das Kabel.

4 Kostenarten und Kosten

4.1 Kostenarten

Die bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungssystemen entstehenden Kosten setzen sich im Wesentlichen aus den Investitions- und Betriebskosten zusammen (**Bild 4.1**). Bei den Betriebskosten machen die Verlustkosten den größten Anteil aus. Zu den sonstigen Kosten zählen beispielsweise die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Reparaturkosten. Erstere sind gegenüber den Verlustkosten vernachlässigbar. Die Reparaturkosten werden aufgrund der unsicheren Vorhersage von Fehlern mit Schäden nicht berücksichtigt. Sie können aber im Einzelfall, insbesondere bei Kabeln einen erheblichen Kostenfaktor ausmachen.

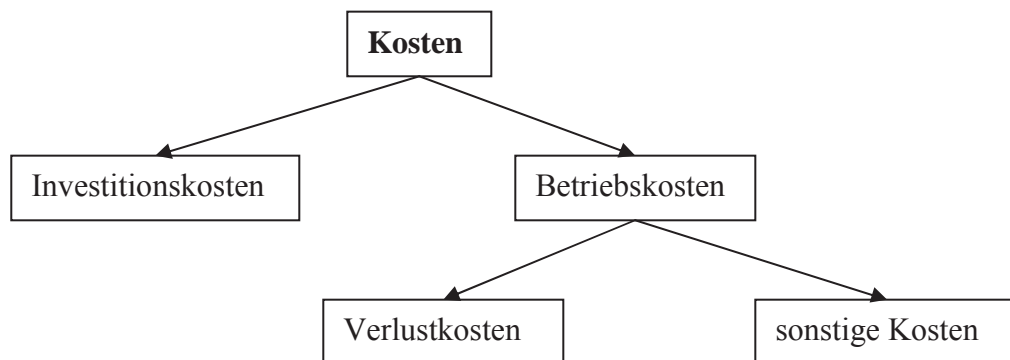


Bild 4.1 Kostenanteile bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungssystemen

Die Verlustkosten haben Ihre Ursache in den Verlusten, die zum einen auf der Leitung selbst und zum anderen aber auch in den zum Betrieb erforderlichen Nebenanlagen entstehen (**Bild 4.2**).

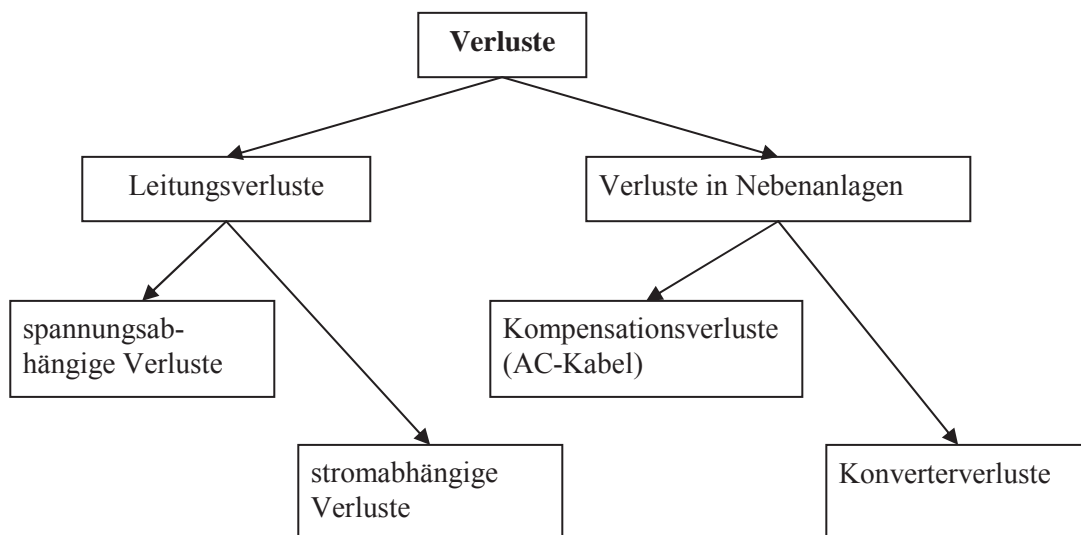


Bild 4.2 Unterteilung der Verluste beim Betrieb von Leitungssystemen

Die Leistungsverluste unterteilt man nach ihrer Abhängigkeit noch in spannungsabhängige Verluste oder Leerlaufverluste und stromabhängige Verluste oder Lastverluste. Die spannungsabhängigen Verluste treten nur bei Drehstromfreileitungen und –kabeln auf. Sie fallen in gleich bleibender Höhe an, sobald die Leitung unter Spannung gesetzt wird. Die

spannungsabhängigen Verluste pro km und System (Strichgrößen) berechnen sich nach der Beziehung:

$$P'_{\text{VU,AC}} = G' \cdot U_n^2$$

G' Ableitungsbelag pro km

U_n Netzennspannung

Für die Berechnung der stromabhängigen Verluste pro km und System gilt bei Drehstromfreileitungen und -kabeln:

$$P'_{\text{VI,AC}} = R'_{\approx} \cdot \frac{S_{\ddot{u}}^2}{U_n^2}$$

R'_{\approx} Wechselstromwiderstand pro km; bei Kabeln einschließlich eines Anteils für die Schirmverluste

U_n Netzennspannung

$S_{\ddot{u}}$ übertragene Leistung pro System

und bei Gleichstrom-Kabeln, ebenfalls pro km und System:

$$P'_{\text{VI,DC}} = R'_{=} \cdot 2 \cdot \frac{P_{\ddot{u}}^2}{U_d^2}$$

$R'_{=}$ Gleichstromwiderstand pro km

U_d Gleichspannung

$P_{\ddot{u}}$ übertragene Leistung pro System

Bei gleicher Übertragungslänge und gleicher zu übertragender Leistung verhalten sich die stromabhängigen Verluste von Gleich- und Drehstrom-Kabeln wie:

$$\frac{P'_{\text{VI,DC}}}{P'_{\text{VI,AC}}} = \frac{R'_{=}}{R'_{\approx}} \cdot 2 \cdot \frac{U_n^2}{U_d^2}$$

Werden Kabel mit gleichem Kabelquerschnitt jedoch mit Aluminiumleitern beim Gleichstromkabel und Kupferleitern beim Drehstromkabel eingesetzt, so gilt für das Verlustverhältnis:

$$\frac{P'_{\text{VI,DC}}}{P'_{\text{VI,AC}}} = \frac{\rho_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Cu}}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta R / R_{=}} \cdot 2 \cdot \frac{U_n^2}{U_d^2}$$

wobei ΔR der Zusatzwiderstand des Drehstromkabels gegenüber dessen Gleichstromwiderstand ist.

Für den Vergleich der Leitungsverluste bei der Varianten HGÜ1 mit der Kabelvarianten VK2d der Leitung Wahle-Mecklar mit sechs ± 150 -kV-Gleichstrom-Kabelsystemen mit Aluminiumquerschnitten von 2400 mm^2 und vier 380-kV-Drehstromkabelsystemen mit Kupferquerschnitten von 2500 mm^2 ergibt sich mit $\Delta R / R_{=} = 0,19$ ein Verlustverhältnis von:

$$\frac{P'_{\text{VI,DC}}}{P'_{\text{VI,AC}}} \approx 1,6 \cdot \frac{2500}{2400} \cdot 0,84 \cdot 2 \cdot \frac{380^2}{300^2} \cdot \frac{4}{6} \approx 2,99$$

Vergleicht man die Variante HGÜ2 mit zwei ± 320 -kV-Gleichstrom-Kabelsystemen mit Querschnitten von 2500 mm^2 mit der Kabelvariante VK2d hinsichtlich der Leitungsverluste, so ergibt sich immerhin noch ein Verhältnis von:

$$\frac{P_{VI,DC}}{P_{VI,AC}} \approx 1,6 \cdot \frac{2500}{2500} \cdot 0,84 \cdot 2 \cdot \frac{380^2}{640^2} \cdot \frac{4}{2} \approx 1,9$$

Für die Varianten HGÜ2 und VK1 erhält man etwa ein gleiches Verhältnis für die Verluste auf den Leitungen von:

$$\frac{P_{VI,DC}}{P_{VI,AC}} \approx 1,6 \cdot \frac{2500}{2500} \cdot 0,84 \cdot 2 \cdot \frac{380^2}{640^2} \cdot \frac{2}{2} \approx 0,95$$

Das Verlustverhältnis der beiden HGÜ-Varianten liegt bei:

$$\frac{P'_{VI,DC,HGÜ1}}{P'_{VI,DC,HGÜ2}} = \frac{2500}{2400} \cdot \frac{640^2}{300^2} \cdot \frac{2}{6} \approx 1,6$$

Neben den Leitungsverlusten sind auch die Verluste in den für den Betrieb erforderlichen Nebenanlagen zu berücksichtigen. Beim Drehstromkabel sind dies die in den Blindleistungskompensationsspulen entstehenden Verluste. Diese Kompensationsverluste fallen während der gesamten Betriebsdauer der Spulen an und berechnen sich pro km und System nach:

$$P'_{VC} = (1 - g) \cdot k \cdot Q'_C = (1 - g) \cdot k \cdot \omega C'_b \cdot U_n^2$$

Q'_C kapazitive Ladeleistung eines Kabelsystems pro km

g Güte der Kompensationsspule

k Kompensationsgrad

Bei der HGÜ treten zusätzlich zu den Leitungsverlusten erhebliche Verluste in den Halbleiterventilen, den Stromrichtertransformatoren, den Filteranlagen und anderen Eigenbedarfsanlagen in den beiden Konverterstationen auf. Diese werden im Folgenden unter dem Begriff Konverterverluste zusammengefasst. Sie sind bei der VSC HGÜ insbesondere aufgrund der höheren Schaltfrequenz der Halbleiterventile deutlich höher als bei der klassischen HGÜ. Nach Herstellerangaben sind die Konverterverluste der VSC HGÜ z. Z. noch etwa doppelt so hoch wie bei der klassischen HGÜ.

In **Bild 4.3** sind die bezogenen Konverterverluste eines 400-MW-Moduls in Abhängigkeit von der bezogenen Übertragungsleistung dargestellt.

Die Verlustkurve in Bild 4.3 kann durch folgende Beziehung approximiert werden.

$$\frac{P_{V,Kon}}{P_r} = p_{V0} + k_1 \frac{P_{\ddot{u}}}{P_r} + k_2 \cdot \left(\frac{P_{\ddot{u}}}{P_r} \right)^2$$

P_r Bemessungsleistung

p_{V0} auf P_r bezogene Leerlaufverluste

$P_{\ddot{u}}$ Übertragungsleistung

k_1, k_2 dimensionslose Faktoren

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten der VSC-HGÜ-Varianten liegen um eine Größenordnung über denen der Freileitungs- und Kabelvarianten. Aufgrund ihres geringen Anteils an den Gesamtkosten werden sie jedoch für alle Leitungsausführungen vernachlässigt.

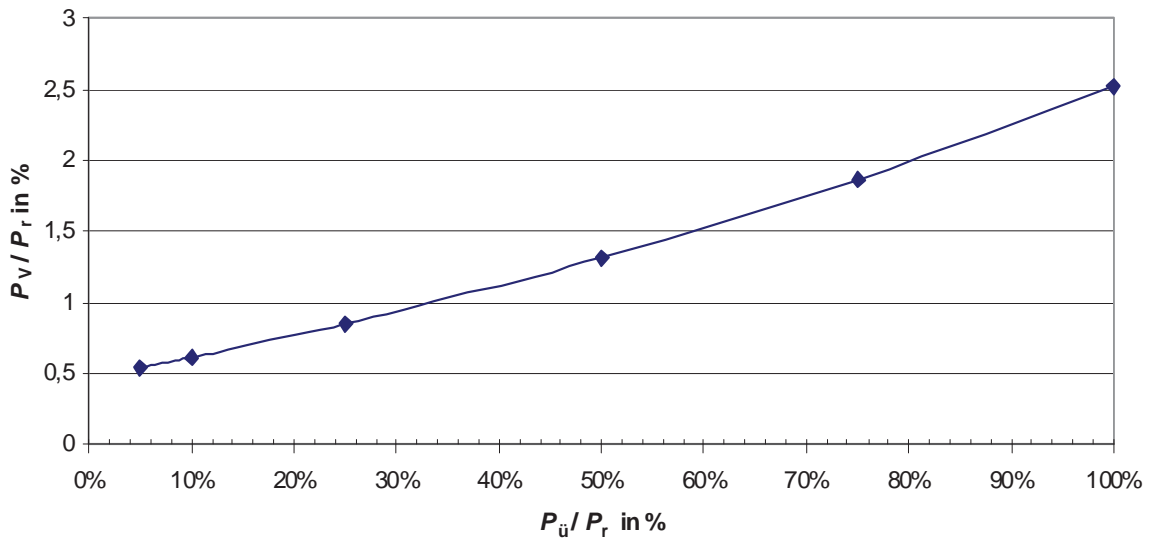


Bild 4.3 Konverterverluste einer 400-MW-VSC-HGÜ (Quelle: transpower stromübertragungs gmbh)

4.2 Kosten der Freileitung

4.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Freileitungsvarianten setzen sich im Wesentlichen aus den beiden Positionen in **Tabelle 4.1** zusammen.

Tabelle 4.1 Investitionskosten der 380-kV-Doppelfreileitung und der 380/110-kV-Umspannwerke

Kostenposition	Investitionskosten
380-kV-Doppelfreileitung inkl. Trassierung und Montage	1000 T€ pro km
380/110-kV-UW mit zwei 300-MVA-Transformatoren inkl. aller Nebenanlagen	20000 T€ pro UW

4.2.2 Verlustkosten

Die für die Ermittlung der Verlustkosten erforderlichen Parameter sind in der **Tabelle 4.2** zusammengestellt.

Tabelle 4.2 Parameter und spezifische Verluste für ein System der 380-kV-Freileitung

Parameter	Freileitung 4×565-AL1/72-ST1A
Ableitungsbelag	17 nS/km
Widerstandsbelag ¹⁾	13,8 mΩ/km
Kapazitätsbelag	14,2 nF/km
Blindleistungsbelag	644 kvar/km
spannungsabhängige Verluste	2,45 kW/km
maximale stromabhängige Verluste ²⁾	115,64 kW/km

¹⁾ bei 40° C ²⁾ bei $S_{\dot{u}max} = 1100$ MVA

Die auf die maximale Übertragungsleistung bezogenen maximalen stromabhängigen Verluste betragen bei einer Leitungslänge von 201 km rund 2,1 %. Die spannungsabhängigen Verluste spielen bei der Freileitung nur eine untergeordnete Bedeutung.

Mit den Parametern aus Tabelle 4.2 und den nach Abschnitt 4.1 berechneten Verlustanteilen pro km und System berechnen sich die jährlichen Verlustkosten der einzelnen Freileitungsvarianten wie folgt.

Jährliche Verlustkosten der spannungsabhängigen Verluste:

$$K_{aPVU,FL} = n_{FL} \cdot P'_{VU,FL} \cdot l_{FL} \cdot k_I \cdot T_a$$

n_{FL} Anzahl der Freileitungssysteme (hier 2)

l_{FL} Länge der Freileitungstrasse entsprechend Trassenvariante

k_I spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

Jährliche Verlustkosten der stromabhängigen Verluste:

$$K_{aPVI,FL} = n_{FL} \cdot \vartheta \cdot P'_{VImax,FL} \cdot l_{FL} \cdot k_I \cdot T_a$$

n_{FL} Anzahl der Freileitungssysteme (hier 2)

ϑ Arbeitsverlustfaktor

l_{FL} Länge der Freileitungstrasse entsprechend Trassenvariante

k_I spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

4.3 Kosten der Drehstromkabel

4.3.1 Investitionskosten

Die Kostenpositionen für die Kabel und die Garnituren beruhen auf den Angaben von drei Herstellern. In der **Tabelle 4.3** sind die aus den beiden kostengünstigsten Angeboten gebildeten Mittelwerte zusammengestellt. Die Kosten für die Garnituren (Muffen und Endverschlüsse), die Überspannungsableiter und die Prüfung sowie den Tiefbau unterscheiden sich für die einzelnen Querschnitte kaum und werden deshalb einheitlich angenommen.

Die Tiefbaukosten wurden aus /1/ übernommen. Es ist aber davon auszugehen, dass die Geländebeschaffenheit bei der Leitung Wahle-Mecklar eher zu höheren Tiefbaukosten führen könnte.

Für den Kupferpreis kann aufgrund der Schwankungen in der letzten Zeit ein oberer Wert von 5 €/kg und ein unterer Wert von 3 €/kg angesetzt werden. Eine Vergleichsrechnung zeigte, dass bei Erhöhung des Kupferpreises von 3 €/kg auf 5 €/kg die reinen Kabelkosten je nach Leiterquerschnitt um 9 bis 11 % ansteigen. Die folgenden Kostenrechnungen wurden mit einem mittleren Kupferpreis von 4 €/kg durchgeführt.

Für die Vollverkabelung der 182 km langen Kabeltrasse ist die Kabelstrecke aus Gründen der Blindleistungskompensation in sechs Abschnitte mit einer Länge von rund 31 km zu unterteilen. Bei vier Cross-Bonding-Hauptabschnitten auf jedem dieser Kabelabschnitte würden sich Kabellieferlängen von rund 861 m ergeben, so dass bei zwei Kabelsystemen insgesamt $2 \times 3 \times 35 = 210$ Muffen, davon 66 Cross-Bonding-Muffen, erforderlich werden. Hinzu kom-

/1/ Oswald, B. R., et al.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Hannover und Oldenburg, 20.09.2005.

men pro Abschnitt zwölf Endverschlüsse und Überspannungsableiter. Die entsprechenden Kosten für einen Kabelabschnitt sind in der **Tabelle 4.4** zusammengestellt. Hinzu kommen noch die Kosten für die Kompensationsspulen, die bei 15 T€ pro Mvar liegen.

Tabelle 4.3 Investitionskosten für ein Kabelsystem pro Trassenkilometer, Investitionskosten für die Garnituren pro Stück und sonstige Kosten pro Kabelabschnitt, sowie Tiefbaukosten für zwei Systeme

Querschnitt in mm ²	Kabel 2XS(FL)2Y 1×... RM/120			
	1200	1600	2000	2500
Kabelhohlpreis	3×211 T€/km	3×239 T€/km	3×265 T€/km	3×298 T€/km
Kupferpreis bei 4 €/kg	3×52 T€/km	3×65,5 T€/km	3×82 T€/km	3×100 T€/km
Kabellegung	3×21 T€/km			
Verbindungsuffe inkl. Montage	35 T€/Stück			
Cross-Bonding-Muffe inkl. Montage	38 T€/Stück			
Cross-Bonding-Kasten inkl. Montage	15 T€/Stück			
Endverschluss inkl. Montage	70 T€/Stück			
Überspannungsableiter inkl. Montage	5 T€/Stück			
Tiefbaukosten inkl. Trassierung und Querungen für 2 Systeme	664 T€/km			

Tabelle 4.4 Investitionskosten für einen Kabelabschnitt mit zwei Systemen von je 31 km Länge bei Kabellieferlängen von 861 m und einem Kupferpreis von 4 €/kg

Querschnitt in mm ²	Kabel 2XS(FL)2Y 1×... RM/120			
	1200	1600	2000	2500
Kabel mit Garnituren	61602 T€	69321 T€	77226 T€	86712 T€
Tiefbau	20584 T€			
Kabel plus Tiefbau	82186 T€	89905 T€	97810 T€	107296 T€

Bei der Unterteilung der Kabelabschnitte in nur drei Cross-Bonding-Hauptabschnitte würden sich Kabellieferlängen von ca. 1150 m ergeben, die auch bei dem kleinsten Kabelquerschnitt schon das Fassungsvermögen der normalen Kabelspulen überschreiten und einen erhöhten Transportaufwand verursachen würden. Es wird deshalb für sämtliche Kabelvarianten mit Lieferlängen von 861 m gerechnet.

Einen Eindruck von den unterschiedlichen Investitionskosten der Kabel und der Freileitung gibt das **Bild 4.4**.

Für die Varianten VK2a bis d mit vier Kabelsystemen erhöhen sich die Kabelkosten auf das Doppelte der in Tabelle 4.4 angegebenen Werte. Die Tiefbaukosten erhöhen sich gegenüber der Ausführung mit zwei Kabelsystemen auf etwa das 1,8-fache. Das ist eher ein niedriger Wert, wenn man bedankt, dass der doppelte Aushub und die doppelte Menge an thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial anfallen und dass zwei Baustrassen erforderlich sind.

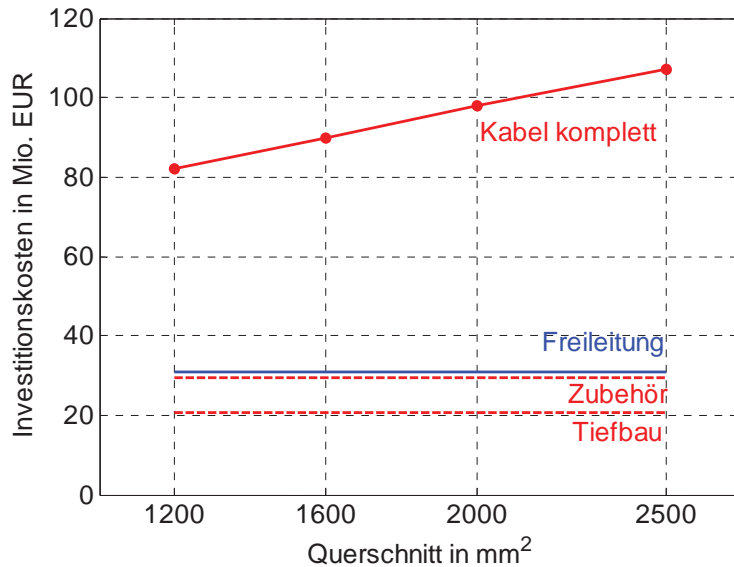


Bild 4.4 Gegenüberstellung der Investitionskosten für Kabel, Kabelzubehör und Tiefbau zu denen der Freileitung (je 2 Systeme mit 31 km Länge)

4.3.2 Verlustkosten

Die Berechnung der Verlustkosten erfolgt nach Abschnitt 4.1 mit den Parametern aus **Tabelle 4.5**. Eine teilweise Abschaltung der Kompensationsspulen ist im Kompensationsgrad berücksichtigt.

Tabelle 4.5 Parameter und spezifische Verluste für ein System der 380-kV-Drehstromkabel

Querschnitt in mm ²	Kabel 2XS(FL)2Y			
	1200	1600	2000	2500
Ableitungsbelag	58,7 nS/km	64,4 nS/km	71,8 nS/km	77,3 nS/km
Widerstandsbelag ¹⁾	17,0 mΩ/km	13,2 mΩ/km	10,9 mΩ/km	9,24 mΩ/km
Kapazitätsbelag	187,0 nF/km	205,1 nF/km	228,4 nF/km	245,9 nF/km
Blindleistungsbelag	8,48 Mvar/km	9,30 Mvar/km	10,37 Mvar/km	11,16 Mvar/km
spannungsabhängige Verluste	8,48 kW/km	9,30 kW/km	10,37 kW/km	11,16 kW/km
maximale stromabhängige Verluste ²⁾	35,61 kW/km	27,65 kW/km	22,84 kW/km	19,36 kW/km
maximale stromabhängige Verluste ³⁾	142,45 kW/km	110,61 kW/km	91,34 kW/km	77,43 kW/km
Kompensationsverluste ⁴⁾	9,54 kW/km	10,47 kW/km	11,66 kW/km	12,55 kW/km

¹⁾ bei 40° C ²⁾ bei $S_{\text{ümax}} = 550 \text{ MVA}$ ³⁾ bei $S_{\text{ümax}} = 1100 \text{ MVA}$ ⁴⁾ bei einer Spulengüte von 99,85 % und 75 % Kompensation

Für die Varianten VK2a bis d mit einer Leitungslänge von 182 km betragen die auf die maximale Übertragungsleistung von 2200 MW bezogenen maximalen stromabhängigen Verluste je nach Querschnitt rund 1,2 %, 0,92 %, 0,76 % und 0,64 %.

Rechnet man die spannungsabhängigen Verluste und die Kompensationsverluste für die Leitungslänge von 182 km hinzu, so ergeben sich prozentuale Verluste von etwa 1,8 %, 1,6 %, 1,4 % und 1,2 %.

1,5 % und 1,4 %. Bei Teillast nimmt der Anteil der spannungsabhängigen Verluste und der Kompensationsverluste an den Gesamtverlusten zu.

Bei der Variante VK1 ergeben sich dagegen maximale bezogene stromabhängige Verluste in der Größenordnung von 1,3 % und bezogene Gesamtverluste in Höhe von 1,7 %.

Jährliche Verlustkosten der spannungsabhängigen Verluste:

$$K_{aPVU,KA} = n_{KA} \cdot P'_{VU,KA} \cdot l_{KA} \cdot k_I \cdot T_a$$

n_{KA} Anzahl der Kabelsysteme (hier 2 bzw. 4)

l_{KA} Länge der Kabeltrasse

k_I spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

Jährliche Verlustkosten der stromabhängigen Verluste:

$$K_{aPVI,KA} = n_{KA} \cdot \vartheta \cdot P'_{VImax,KA} \cdot l_{KA} \cdot k_I \cdot T_a$$

n_{KA} Anzahl der Kabelsysteme (hier 2 bzw. 4)

ϑ Arbeitsverlustfaktor

l_{KA} Länge der Kabeltrasse

k_I spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

Jährliche Verlustkosten der Kompensationsverluste:

$$K_{aPVC,KA} = n_{KA} \cdot P'_{VC,KA} \cdot l_{KA} \cdot k_I \cdot T_a$$

n_{KA} Anzahl der Kabelsysteme (hier 2 bzw. 4)

l_{KA} Länge der Kabeltrasse

k_I spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

4.4 Kosten der Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten

4.4.1 Investitionskosten

Die kostenwirksamen Maßnahmen bei der Errichtung und Inbetriebnahme einer Doppelfreileitung mit Teilverkabelungsabschnitten sind in **Tabelle 4.6** zusammengestellt. Zusätzlich sind die Kosten für die Übergangsanlagen Kabel-Freileitung inklusive aller Nebenanlagen zu berücksichtigen. Die Kosten für die Endverschlüsse und Überspannungsableiter sind in dieser Zusammenstellung in den Kosten für die Übergangsanlagen Kabel-Freileitung enthalten und deshalb nicht in den Investitionskosten für die Kabel enthalten.

Tabelle 4.6 Investitionskosten der 380-kV-Doppelfreileitung mit Teilverkabelungsstrecken

Kostenposition	Investitionskosten
Freileitung (Doppelleitung nach Tabelle 4.1)	1000 T€ pro km
2 Systeme Kabel 1200 mm ²	1958 T€ pro km
gemäß Tabelle 4.4 jedoch 1600 mm ²	2207 T€ pro km
ohne Endverschlüsse und Überspannungsableiter 2000 mm ²	2462 T€ pro km
2500 mm ²	2768 T€ pro km
Tiefbau für 2 Systeme	664 T€/km
Kompensationsspulen	15 T€ pro Mvar
Übergangsanlage 2 Systeme Freileitung auf 4 bzw. 2 Systeme Kabel inkl. aller Nebenanlagen	2000 T€ pro Anlage
380/110-kV-UW inkl. aller Nebenanlagen	20000 T€ pro UW

Das **Bild 4.5** zeigt die Investitionskosten für Teilverkabelungsstrecken in Abhängigkeit von der Länge einschließlich der Kosten für die beiden notwendigen Übergangsanlagen Kabel-Freileitung entsprechend den Angaben in Tabelle 4.6. Für die Teilverkabelungsstrecken wurde die gleiche Anzahl von Kabelsystemen mit den gleichen Leiterquerschnitten wie für die Vollverkabelungsvarianten vorausgesetzt. Die Kosten für die beiden Übergangsanlagen Kabel-Freileitung wurden einheitlich mit 4 Mio. € angenommen. Ggf. notwendig werdende zusätzliche Investitionskosten für Kompensationsspulen sind nicht berücksichtigt.



Bild 4.5 Investitionskosten der Teilverkabelungsstrecken in Abhängigkeit von ihrer Länge bei Ausrüstung entsprechend den Varianten VK1 und VK2a bis VK2d der Vollverkabelung (ohne ggf. notwendig werdende Kompensationsspulen)

4.4.2 Verlustkosten

Die Verlust- und sonstigen Betriebskosten setzen sich analog zu denen der Freileitung und der Kabel zusammen (s. Abschnitte 4.2 und 4.3). Bei erforderlicher Kompensation sind zusätzlich die Verluste in den Kompensationsspulen zu berücksichtigen.

Jährliche Verlustkosten der spannungsabhängigen Verluste (mit den Bezeichnungen aus den Abschnitten 4.2 und 4.3):

$$K_{aPVU,TK} = (n_{FL} \cdot P'_{VU,FL} \cdot l_{FL} + n_{KA} \cdot P'_{VU,KA} \cdot l_{KA}) \cdot k_I \cdot T_a$$

Jährliche Verlustkosten der stromabhängigen Verluste (mit den Bezeichnungen aus den Abschnitten 4.2 und 4.3):

$$K_{aPVI,TK} = (n_{FL} \cdot P'_{V_{Imax},FL} \cdot l_{FL} + n_{KA} \cdot P'_{V_{Imax},KA} \cdot l_{KA}) \cdot \vartheta \cdot k_I \cdot T_a$$

Jährliche Verlustkosten der Kompensationsverluste bei der Vollverkabelung:

Bei der Teilverkabelung gleichen die Freileitungsabschnitte einen Teil des kapazitiven Blindleistungsbedarfs der Kabel aus. Die erforderliche Kompensationsleistung $Q_{K,KA}$ pro System muss deshalb aus einer Leistungsflussberechnung für den Stark- und Schwachlastfall ermittelt werden. Mit dieser Leistung berechnen sich dann die Kompensationsverluste wie folgt:

$$K_{aPVC,KA} = n_{KA} \cdot (1 - g) \cdot Q_{K,KA} \cdot k_I \cdot T_a$$

- n_{KA} Anzahl der Kabelsysteme (hier 2 bzw. 4)
- g Güte der Kompensationsspule
- k_I spezifische Verlustkosten
- T_a Dauer des Jahres (8760 h)

4.5 Kosten der HGÜ

4.5.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die HGÜ setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Konverterstationen in Wahle und Mecklar, für die Gleichstromkabel und für die Konverterstationen an den beiden 110-kV-Abgängen zusammen (Tabelle 4.7).

Tabelle 4.7 Investitionskosten für die HGÜ nach Herstellerangaben

Kostenposition	400-MW-Modul	1100-MW-Modul
Konverterstation inkl. Transformatoren und aller Nebenanlagen	69450 T€ pro Station	325000 T€ pro Modul inkl. Kabel
Gleichstromkabel (Hin- und Rückleiter) mit Garnituren, inkl. Tiefbaukosten	600 T€ pro Trassen-km	
110-kV-Abgang für 2x200 MW inkl. Transformatoren und Nebenanlagen	69450 T€ pro Abgang	80000 T€ pro Abgang

Bei den Kosten für die 1100-MW-VSC-HGÜ (Variante HGÜ2) handelt es sich um nicht abgesicherte Angebotspreise (oder Einstiegspreise), da die Anlagen bis jetzt noch nicht zur Verfügung stehen. Über die tatsächlichen Kosten wird man erst nach Abschluss der Entwicklung und einer ersten Realisierung Klarheit haben. Auf jeden Fall stellen die angenommenen Kosten – wie die folgende Überlegung zeigt - ein äußerst ehrgeiziges Entwicklungsziel dar. Geht man nämlich bei den Kabeln (Hin- und Rückleiter mit Garnituren und inkl. Tiefbaukosten) von einer Kostenreduzierung bis maximal 50 % aus (nur zwei 300-kV- statt sechs 150-kV-Kabel pro System zzgl. zusätzliches Kabel für den metallic return), so müsste bei den Stromrichterstationen (insgesamt etwa gleiche Leistung wie bei den 3x400-MW-Modulen) noch-

mals eine Kostenreduzierung um mindestens 61 % erzielt werden, um auf die genannten Gesamtkosten von 325 Mio. € zu kommen. Fällt die Kostenreduzierung bei den Kabeln jedoch geringer aus, so müssten bei den Stromrichterstationen entsprechend höhere Einsparungen erzielt werden, um den Gesamtpreis so niedrig halten zu können.

4.5.2 Verlustkosten

Die für die Ermittlung der Verlustkosten erforderlichen Parameter für die Gleichstromkabel sind in **Tabelle 4.8** zusammengestellt.

Tabelle 4.8 Parameter für die Verlustkostenberechnung der Gleichstromkabel (je 1 System)

Parameter	2400 mm ² , Al, ±150 kV	2500 mm ² , Al, ±320 kV
Widerstandsbelag ¹⁾	13,08 mΩ/km	12,7 mΩ/km
maximale stromabhängige Verluste	39,08 kW/km ²⁾	75,03 kW/km ³⁾

¹⁾ bei 40° C ²⁾ bei $P_{\text{ümax}} = 367 \text{ MW}$ ³⁾ bei $P_{\text{ümax}} = 1100 \text{ MW}$

Die auf die maximale Übertragungsleistung bezogenen maximalen stromabhängigen Verluste der Gleichstromkabel betragen bei einer Leitungslänge von 182 km rund 1,9 % bzw. 1,2 %. Spannungsabhängige Verluste und Kompensationsverluste treten bei Gleichstromkabeln nicht auf.

Die Konverterverluste berechnen sich entsprechend Abschnitt 4.1 mit den Parametern aus **Tabelle 4.9**.

Tabelle 4.9 Parameter für die Berechnung der Konverterverluste

Parameter	400 MW, ±150 kV	1100 MW, ±320 kV
p_{v0}	0,0047	0,0047
k_1	0,0132	0,0132
k_2	0,0072	0,0072
P_r	400 MW	1100 MW
$P_{\text{ümax}}$	367 MW	1100 MW

Die auf die maximale Übertragungsleistung bezogenen maximalen Verluste der HGÜ1 betragen damit bei einer Leitungslänge von 182 km rund 4,4 %, wovon rund 44 % auf die Gleichstromkabel entfallen. Bei der HGÜ2 betragen die auf die maximale Übertragungsleistung bezogenen maximalen Verluste 3,8 %, wovon rund 33 % auf die Gleichstromkabel entfallen. Mit den Verlustanteilen aus Tabelle 4.8 und Tabelle 4.9 berechnen sich die jährlichen Verlustkosten wie folgt.

Jährliche Verlustkosten der Gleichstromkabel:

$$K_{\text{aPVI,DC}} = n_{\text{DC}} \cdot \vartheta \cdot P'_{\text{VImax,DC}} \cdot l_{\text{DC}} \cdot k_1 \cdot T_a$$

n_{DC} Anzahl der Systeme (hier 6 bzw. 2)

ϑ Arbeitsverlustfaktor

l_{DC} Trassenlänge entsprechend Trassenvariante 1B

k_1 spezifische Verlustkosten

T_a Dauer des Jahres (8760 h)

Jährliche Verlustkosten der Konverterstationen:

$$K_{\text{aPV,Kon}} = n_{\text{Mod}} \cdot P_{\text{r}} \cdot \left[p_{\text{V0}} + k_1 \cdot m_{\text{a}} \cdot \frac{P_{\text{ü,max}}}{P_{\text{r}}} + k_2 \cdot \vartheta \cdot \left(\frac{P_{\text{ü,max}}}{P_{\text{r}}} \right)^2 \right] \cdot k_1 \cdot T_{\text{A}}$$

n_{Mod} Anzahl der Module (hier 6 bzw. 2)

P_{r} Bemessungsleistung eines Moduls mit zwei Konverterstationen

$P_{\text{ü,max}}$ Jahreshöchstwert der Übertragungsleistung pro Modul

m_{a} Jahresbelastungsgrad

ϑ Arbeitsverlustfaktor

k_1 spezifische Verlustkosten

T_{a} Dauer des Jahres (8760 h)

p_{V0}, k_1, k_2 nach Tabelle 4.9

5 Wirtschaftlichkeitsvergleich

5.1 Barwertmethode

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich von unterschiedlichen Leitungssystemen wird anerkanntermaßen nach der Barwertmethode durchgeführt.

Nach der Barwertmethode werden alle in der Zukunft anfallenden Aufwendungen auf den Zeitpunkt Null (Beginn der Maßnahmen) abgezinst.

Für Investitionen I_0, I_1, I_2 bis I_x zu den Zeitpunkten 0, 1, 2 bis x (gewöhnlich in Jahren) sowie für die jährlichen Betriebskosten K_1, K_2 bis K_n vom ersten Jahr bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes nach n Jahren berechnet man den Barwert der Ausgaben bezogen auf den Zeitpunkt 0 nach folgender Beziehung.

$$A_0 = I_0 + \frac{1}{q^1} I_1 + \frac{1}{q^2} I_2 + \cdots + \frac{1}{q^x} I_x + \frac{1}{q^1} K_1 + \frac{1}{q^2} K_2 + \cdots + \frac{1}{q^n} K_n = B_I + B_K$$

mit:

p	Zinssatz (WACC Zins)
$q = 1 + p$	Zinsfaktor
q^{-i}	Abzinsungsfaktor
n	Betrachtungszeitraum

Bei gleich bleibenden jährlichen Betriebskosten K_a während des Betrachtungszeitraumes geht obige Gleichung über in:

$$A_0 = I_0 + \frac{1}{q^1} I_1 + \frac{1}{q^2} I_2 + \cdots + \frac{1}{q^x} I_x + r_n \cdot K_a = B_I + B_K$$

mit den Rentenbarwertfaktoren:

$$r_n = \frac{q^n - 1}{q^n (q - 1)}$$

Als Betrachtungszeitraum wird gewöhnlich die erwartete Nutzungsdauer der Drehstromkabel von 40 Jahren angesetzt. Bei längeren Betrachtungszeiträumen müsste man ansonsten die komplette Erneuerung der Kabelanlage berücksichtigen, während bei den Freileitungen nur ein Austausch der Leiterseile und der Isolatoren nach 40 Jahren erfolgen müsste.

In **Bild 5.1** ist die Abhängigkeit des Rentenbarwertfaktors von der Betrachtungsdauer und dem Zinssatz graphisch dargestellt. Man erkennt, dass der Rentenbarwertfaktor im Wesentlichen durch die Beiträge in den ersten Jahren beeinflusst wird und dass der Einfluss eines längeren Betrachtungszeitraums z. B. größer als 40 Jahre das Ergebnis nicht mehr entscheidend verändert.

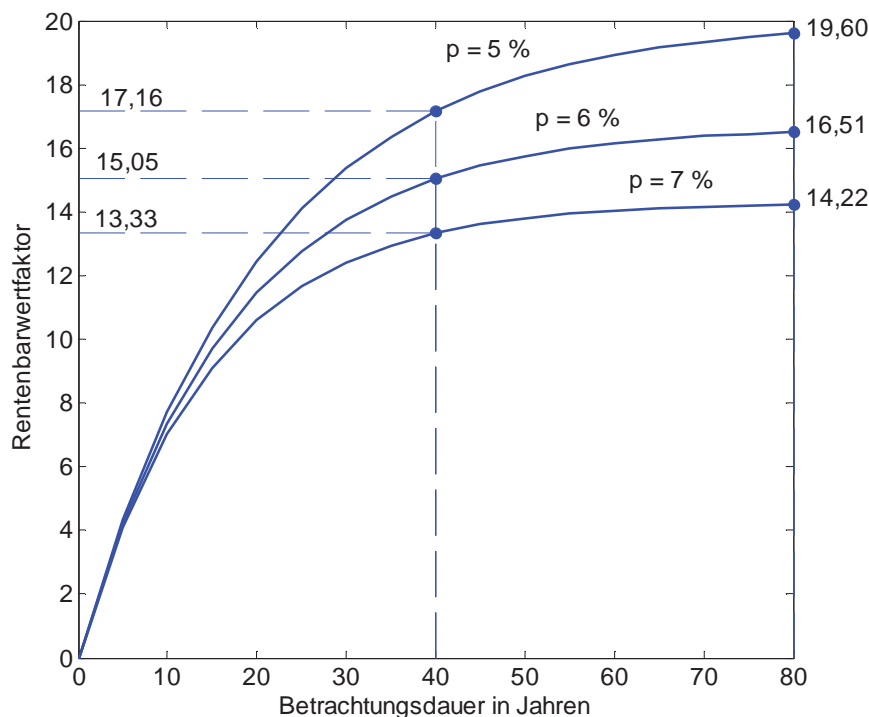


Bild 5.1 Rentenbarwertfaktor in Abhängigkeit von der Betrachtungsdauer und dem WACC-Zinssatz

5.2 Annahmen für die Kostenrechnung

Die Kostenrechnungen für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung basieren auf den Angaben in **Tabelle 5.1**.

Tabelle 5.1 Parameter für die Kostenrechnung

WACC-Zinssatz	5,9 %
spezifische Verlustkosten	62 €/MW
Jahresbelastungsgrad	0,47 ¹⁾
Arbeitsverlustfaktor	0,32 ¹⁾
Betrachtungsdauer	40 Jahre
Rentenbarwertfaktor	15,24
Kompensationsgrad	0,75
Spulengüte	99,85 %
maximale Leistung	2×1100 MW

¹⁾ Quelle: transpower stromübertragungs gmbh

Nicht berücksichtigt wurden die folgenden, teilweise schon erwähnten, weniger ausschlaggebenden oder schwer zu erfassenden Kostenfaktoren. Ihre Berücksichtigung würde sich in der Summe jedoch zu Ungunsten der Vollverkabelungs- und HGÜ-Varianten auswirken.

- Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Reparaturkosten

- Unterschiede in den Verlusten der Drehstrom- und Stromrichtertransformatoren in den 110-kV-Abgängen
- Konverterverluste in den 110-kV-Abgängen bei den HGÜ-Varianten
- durch die Ladeströme der Drehstromkabel verursachte Verlustanteile
- Investitionskosten für Temperaturmonitoringsysteme
- Kosten für die Wechsellspannungsprüfungen der Kabel
- erforderlicher Mehraufwand an Schaltfeldern bei den Vollverkabelungsvarianten VK2 aufgrund der gegenüber den Freileitungsvarianten größeren Anzahl an Systemen
- Kostenunterschiede zwischen 2×200-MW-Konverterstation und einer 400-MW-Konverterstation in den 110-kV-Abgängen
- Geländebeschaffenheit bei der Leitung Wahle-Mecklar könnte eher zu höheren Tiefbaukosten führen
- unterschiedlich große Risikofaktoren bei den Investitionskosten

5.3 Investitionskosten

Bild 5.2 zeigt den Vergleich der Investitionskosten für die zehn Freileitungsvarianten FL1A bis FL5B. Die kostengünstigste Freileitungsvariante ist mit 222 Mio. € naturgemäß die Variante FL1B mit der kürzesten Trassenlänge von 201 km.

Die Mehrkosten für die teuerste Variante FL4A (293 Mio. €) betragen 52 Mio. €, was einem Prozentsatz von ca. 22 % entspricht. Die Variante FL1B wird im Folgenden für den Vergleich mit den Vollverkabelungs- und den HGÜ-Varianten herangezogen.

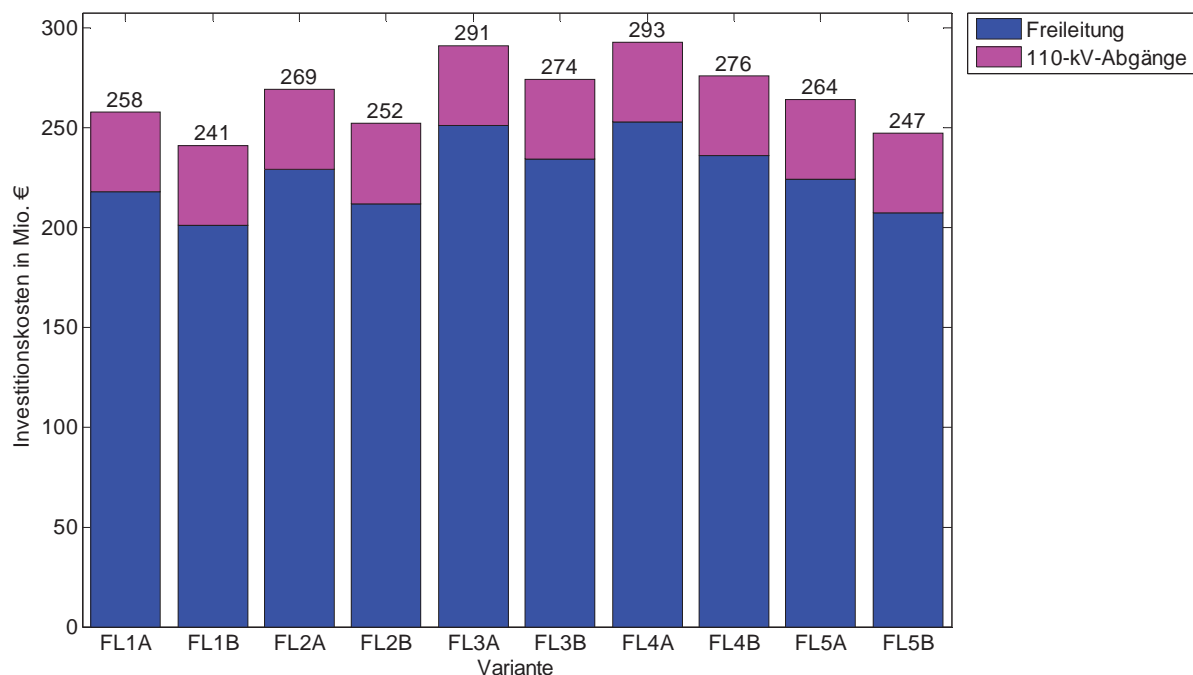


Bild 5.2 Investitionskosten (Werte gerundet) für alle Freileitungsvarianten (FL1A – FL5B)

Bild 5.3 und **Tabelle 5.2** stellen die Investitionskosten für die günstigste Freileitungsvariante mit denen für die Vollverkabelungsvarianten (VK1 und VK2) und denen für die HGÜ-Varianten¹⁾ gegenüber. Die folgenden Aussagen lassen sich ablesen:

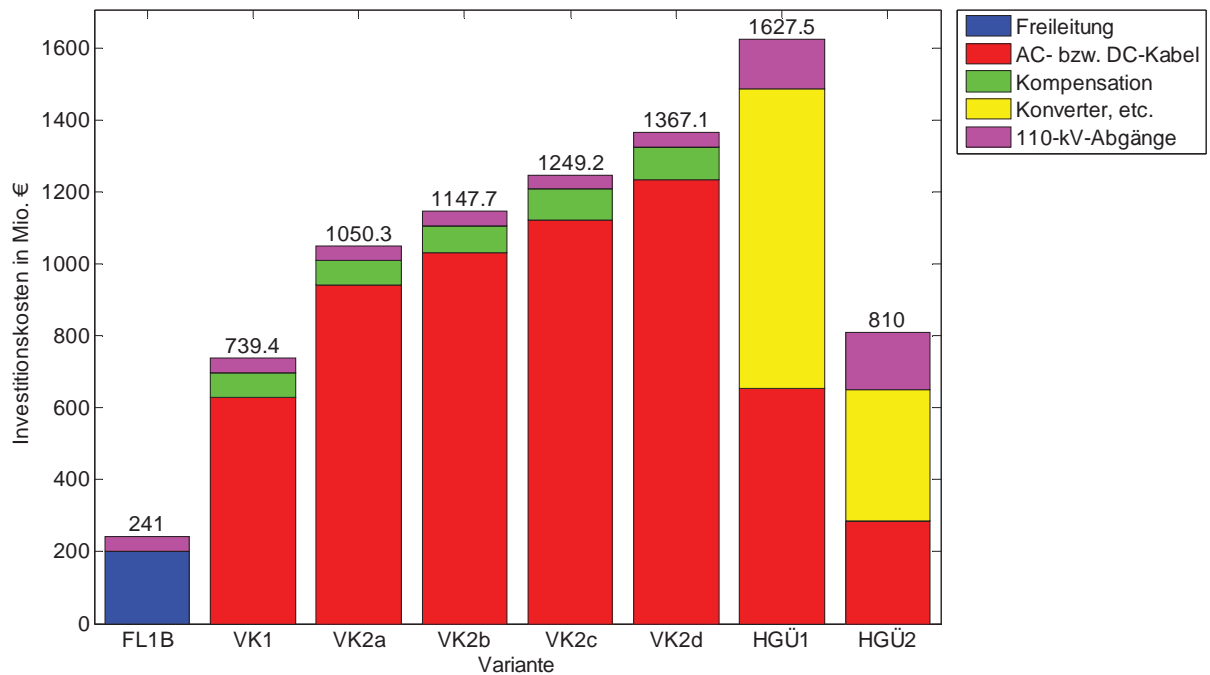


Bild 5.3 Investitionskosten (gerundet) für die günstigste Freileitungsvariante (FL1B), die fünf Kabelvarianten (VK1, VK2a bis VK2d) und die zwei VSC-HGÜ-Varianten (HGÜ1 und HGÜ2)

Tabelle 5.2 Verhältnisse der Investitionskosten

FL1B	VK1	VK2a	VK2d	HGÜ1	HGÜ2
1	3,07	4,36	5,67	6,75	3,36
	1	1,42	1,85	2,20	1,10
		1	1,30	1,55	0,77
			1	1,19	0,59
				1	0,50

- Die Investitionskosten für die günstigste Vollverkabelungsvariante VK1 sind mit 739,4 Mio. € um ca. den Faktor 3,07 höher als die der günstigsten Freileitungsvarianten FL1B (241,0 Mio. €).
- Die Vollverkabelungsvarianten VK2 sind mit Kosten zwischen 1050,3 Mio. € und 1367,1 Mio. € um ca. den Faktor 4,36 bis 5,67 höher als die der günstigsten Freileitungsvariante FL1B.
- Die Investitionskosten für die günstigste HGÜ-Variante HGÜ2 sind um das 3,36-fache höher als die der günstigsten Freileitungsvariante, während die teuerste HGÜ-Variante HGÜ1 sogar um das 6,75-fache höher sind als die der günstigsten Freileitungsvarianten FL1B.
- Die HGÜ-Variante HGÜ1 ist um den Faktor 2,20 teurer als die günstigste Vollverkabelungsvariante VK1 sowie um rund 55 % teurer als die günstigste Kabelvariante VK2a mit

¹⁾ Die Aufteilung der Kosten auf die HGÜ-Module und die Gleichstromkabel für die Variante HGÜ2 wurde, da nur Gesamtkosten für die HGÜ-Module und die Gleichstromkabel bekannt sind (s. Tabelle 4.7), auf Basis des entsprechenden Verhältnisses von 1,27 zu 1 für die HGÜ1 abgeschätzt.

- Leiterquerschnitten von 1200 mm^2 bzw. um 19 % teurer als die teuerste Kabelvariante VK2 mit Leiterquerschnitten von 2500 mm^2 .
- Die HGÜ-Variante HGÜ1 ist mit 1627,5 Mio. € mehr als doppelt so teuer wie die alternative HGÜ-Variante HGÜ2 mit 810 Mio. €.

5.4 Jährliche Verlustkosten

Bild 5.4 zeigt den Vergleich der jährlichen Verlustkosten für die zehn Freileitungsvarianten. Die Freileitungsvariante mit den geringsten jährlichen Verlustkosten von 8,6 Mio. € ist aufgrund der kürzesten Trassenlänge wieder die Variante FL1B. Der Unterschied in den jährlichen Verlustkosten zwischen den Varianten mit der kürzesten und der längsten Trassenlänge (Variante FL4A) beträgt ca. 26 % in Bezug auf die günstigste Freileitungsvariante.

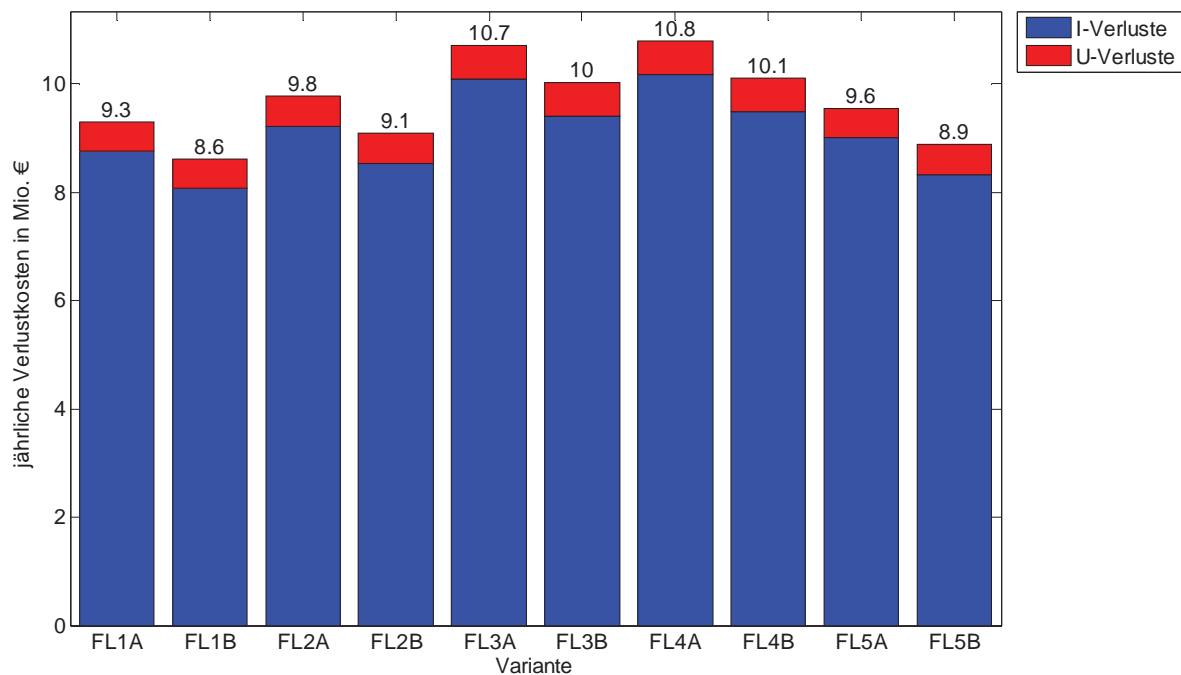


Bild 5.4 Jährliche Verlustkosten (gerundet) für alle Freileitungsvarianten (FL1A – FL5B)¹⁾

Bild 5.5 und **Tabelle 5.3** zeigen den Vergleich der jährlichen Verlustkosten für die günstigste Freileitungsvariante FL1B mit denen für die Vollverkabelungsvarianten und denen für die HGÜ-Varianten. Es ist ersichtlich, dass:

- die jährlichen Kosten für die Leitungsverluste ohne Berücksichtigung der Kompensationsverluste bei den Kabelvarianten für fast alle Varianten, mit Ausnahme der HGÜ-Varianten HGÜ2, etwa gleich groß sind
- sich für die Varianten VK2 mit steigendem Kabelquerschnitt sinkende stromabhängige aber auch gleichzeitig höhere spannungsabhängige Verluste und Kompensationsverluste ergeben, so dass die resultierenden jährlichen Verlustkosten der Vollverkabelungsvarianten VK2 annähernd gleich sind
- die gesamten jährlichen Verlustkosten der Vollverkabelungsvarianten VK2 aufgrund der zusätzlichen Kompensationsverluste um mindestens den Faktor 1,31 höher und die der Vollverkabelungsvarianten VK1 um den Faktor 1,11 höher als die der günstigsten Freileitungsvariante FL1B liegen

¹⁾ I-Verluste = stromabhängige Verluste, U-Verluste = spannungsabhängige Verluste, K-Verluste = Kompensationsverluste, SR-Verluste = Konverterverluste

- die gesamten jährlichen Verlustkosten für die HGÜ-Varianten, insbesondere aufgrund der hohen Konverterverluste mit 23,5 Mio. € bzw. 20,6 Mio. € mehr als doppelt so groß wie die der günstigsten Vollverkabelungsvariante VK1 und um das 2,73- bzw. 2,39-fache höher als die der günstigsten Freileitungsvariante sind

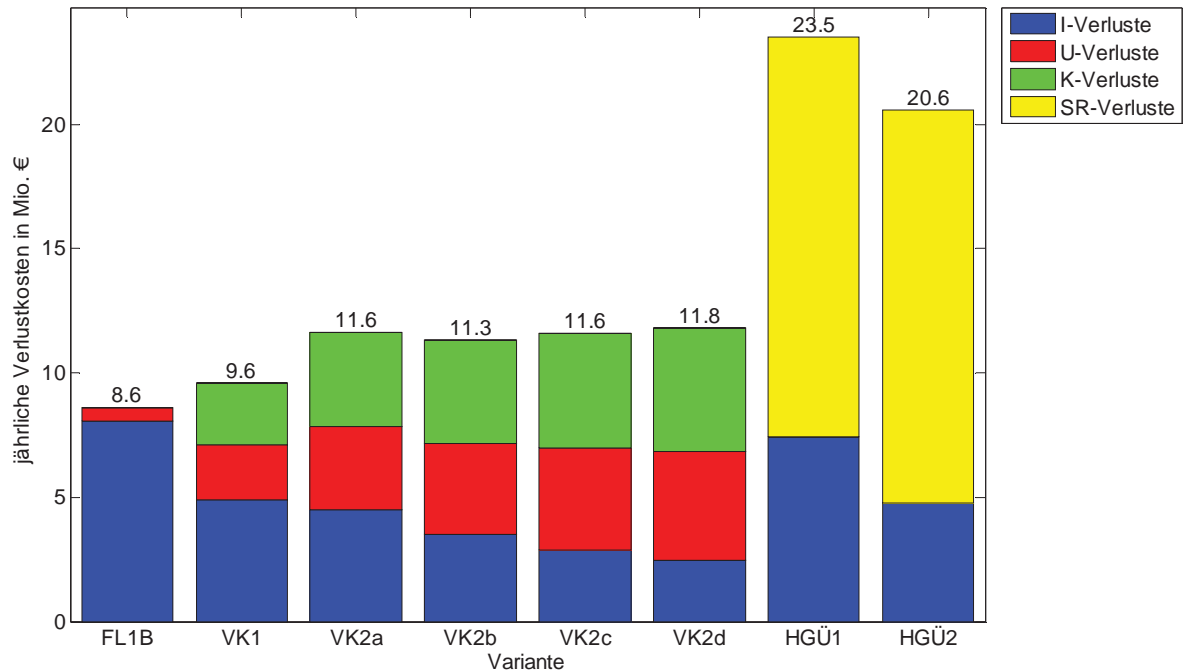


Bild 5.5 Jährliche Verlustkosten (gerundet) für die günstigste Freileitungsvariante (FL1B), die fünf Kabelvarianten (VK1, VK2a bis VK2d) und die zwei VSC-HGÜ-Varianten (HGÜ1 und HGÜ2)

Tabelle 5.3 Verhältnisse der jährlichen Verlustkosten

FL1B	VK1	VK2a	VK2d	HGÜ1	HGÜ2
1	1,11	1,35	1,37	2,73	2,39
	1	1,21	1,23	2,45	2,15
		1	1,02	2,02	1,77
			1	1,99	1,74
				1	0,87

5.5 Barwerte der Verlustkosten

Bild 5.6 zeigt den Vergleich der Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die zehn Freileitungsvarianten. Aufgrund der direkten Proportionalität zwischen den jährlichen Verlustkosten und deren Barwerten gelten für die Barwerte der jährlichen Verlustkosten die gleichen Verhältnisse wie für die jährlichen Verlustkosten (s. Abschnitt 5.4).

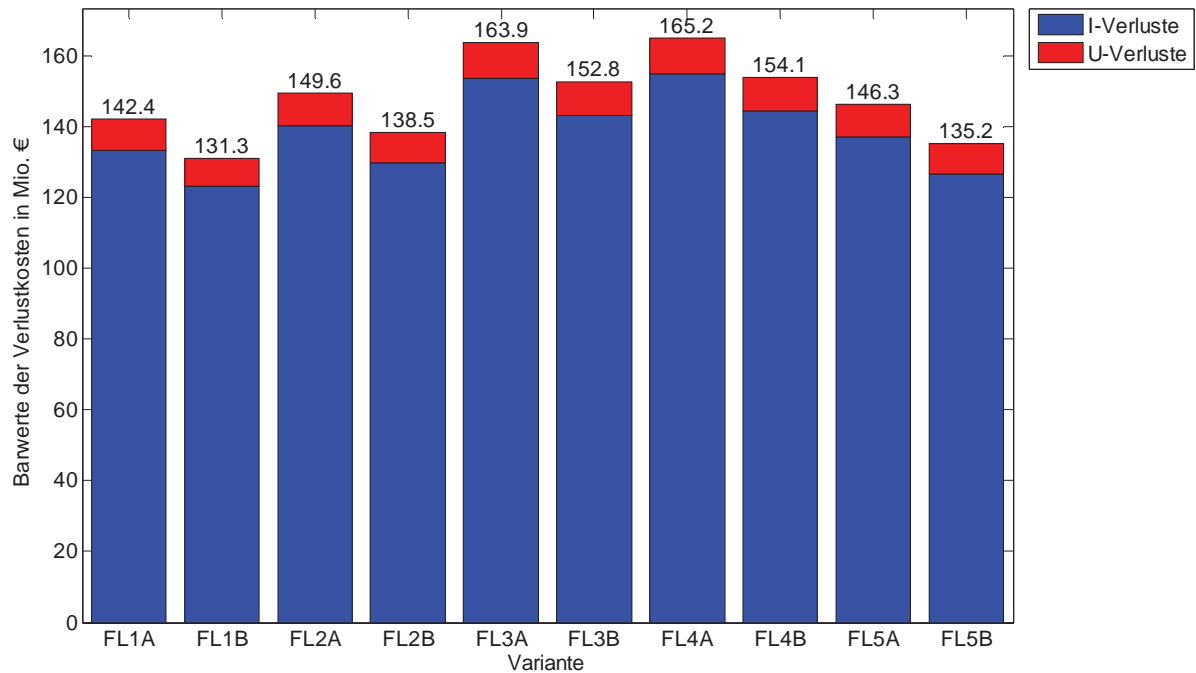


Bild 5.6 Barwerte der Verlustkosten (gerundet) für alle Freileitungsvarianten (FL1A – FL5B)

Bild 5.7 zeigt den entsprechenden Vergleich der Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die günstigste Freileitungsvariante mit denen für die Vollverkabelungsvarianten und denen für die HGÜ-Varianten. Auch hier können für die Barwerte der jährlichen Verlustkosten die Aussagen für die jährlichen Verlustkosten in Abschnitt 5.4 übernommen werden. Es gelten die selben Verhältnisse für die Barwerte der jährlichen Verlustkosten wie für die jährlichen Verlustkosten in Tabelle 5.3.

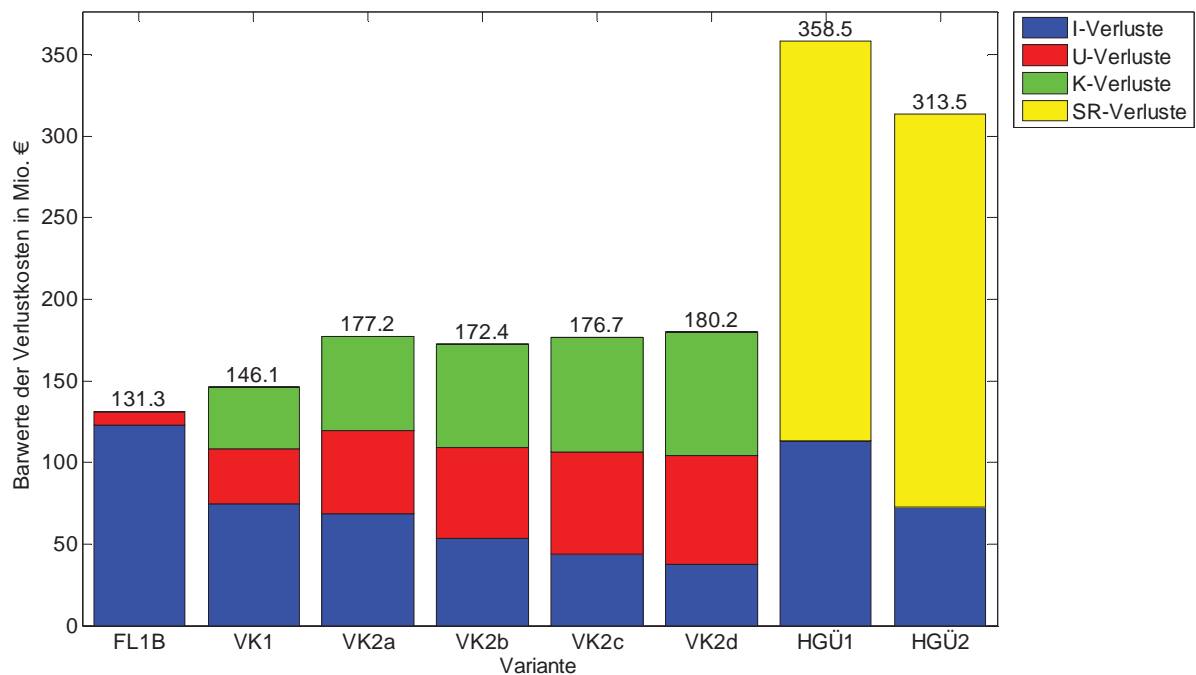


Bild 5.7 Barwerte der Verlustkosten (gerundet) für die günstigste Freileitungsvariante (FL1B), die fünf Kabelvarianten (VK1, VK2a bis VK2d) und die zwei VSC-HGÜ-Varianten (HGÜ1 und HGÜ2)

5.6 Barwerte der Gesamtkosten

Bild 5.8 zeigt den Vergleich der Gesamtkosten bestehend aus den Investitionskosten und den Barwerten für die jährlichen Verlustkosten für die zehn Freileitungsvarianten FL1A bis FL5B. Die günstigste Freileitungsvariante ist mit 372,3 Mio. € aufgrund der kürzesten Trassenlänge die Variante FL1B. Der Kostenunterschied zwischen der teuersten und der günstigsten Freileitungsvariante beträgt ca. 23 % in Bezug auf die günstigste Freileitungsvariante.

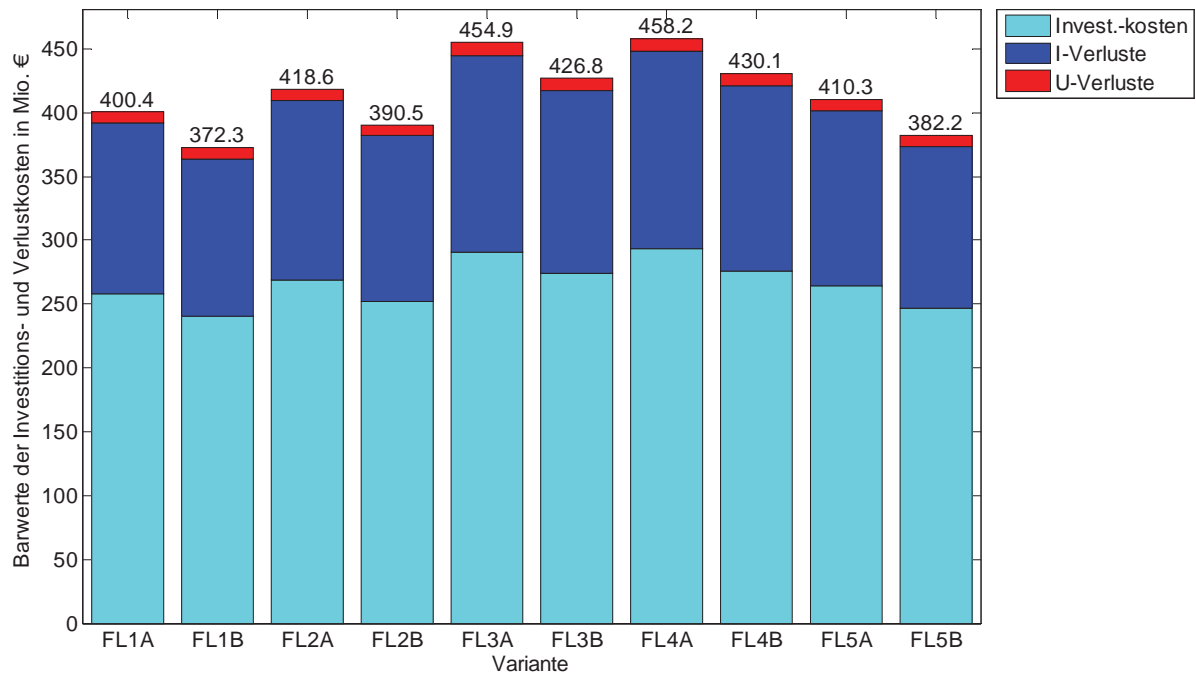


Bild 5.8 Barwerte der Gesamtkosten (gerundet) für alle Freileitungsvarianten (FL1A – FL5B)

Bild 5.9 stellt die Gesamtkosten für die günstigste Freileitungsvariante mit denen für die Vollverkabelungsvarianten und denen für die HGÜ-Varianten gegenüber. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- die günstigste Variante ist die Freileitungsvariante FL1B mit Gesamtkosten in Höhe von 372,3 Mio. €
- die günstigste Vollverkabelungsvariante VK1 ist mit 885,5 Mio. € um den Faktor 2,28 teurer als die günstigste Freileitungsvariante, während die günstigste Vollverkabelungsvariante mit vier Systemen VK2a mit 1227,6 Mio. € um den Faktor 3,30 teurer als die günstigste Freileitungsvariante ist
- die HGÜ-Variante HGÜ1 ist mit Gesamtkosten von 1986,0 Mio. € um den Faktor 5,33 teurer als die günstigste Freileitungsvariante, um mehr als das Doppelte teurer als die günstigste Kabelvariante VK1 und um mehr als 60 % teurer als die günstigste Kabelvariante mit vier Kabelsystemen VK2a sowie um fast 80 % teurer als die HGÜ-Variante HGÜ2
- die HGÜ-Variante HGÜ2 ist mit Gesamtkosten von 1123,5 Mio. € um den Faktor 3,03 teurer als die günstigste Freileitungsvariante, um 27 % teurer als die günstigste Kabelvariante VK1 aber um ca. 8 % günstiger als die günstigste Kabelvariante mit vier Kabelsystemen VK2a
- die teuerste Freileitungsvariante FL4A mit Gesamtkosten in Höhe von 458,2 Mio. € ist um den Faktor 1,93 bzw. 2,68 günstiger als die günstigsten Vollverkabelungsvarianten VK1 und VK2a. Im Vergleich zu den beiden HGÜ-Varianten ergibt sich ein Kostenvorteil um etwa den Faktor 4,33 bzw. 2,45

- die Gesamtkostenunterschiede zwischen den vier Vollverkabelungsvarianten VK2a bis VK2d sind im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Investitionskosten bedingt und betragen maximal ca. 26 % in Bezug auf die günstigste Vollverkabelungsvariante mit vier Kabelsystemen VK2a
- die Vollverkabelungsvariante VK1 ist mit Kosten in Höhe von 885,5 Mio. € um ca. 40 % bis 75 % günstiger als die Vollverkabelungsvarianten VK2a bis VK2d
- aufgrund der hohen Verlustkosten ist der Gesamtkostenunterschied zwischen der günstigsten HGÜ-Varianten HGÜ2 und der günstigsten Vollverkabelungsvariante VK1 in Höhe von 238,0 Mio. € um ca. das 3,4-fache größer gegenüber dem reinen Investitionskostenunterschied in Höhe von 70,6 Mio. €, so dass die HGÜ-Variante HGÜ2 um ca. 27 % teurer ist als die günstigste Vollverkabelungsvariante VK1 (vgl. Bild 5.3)

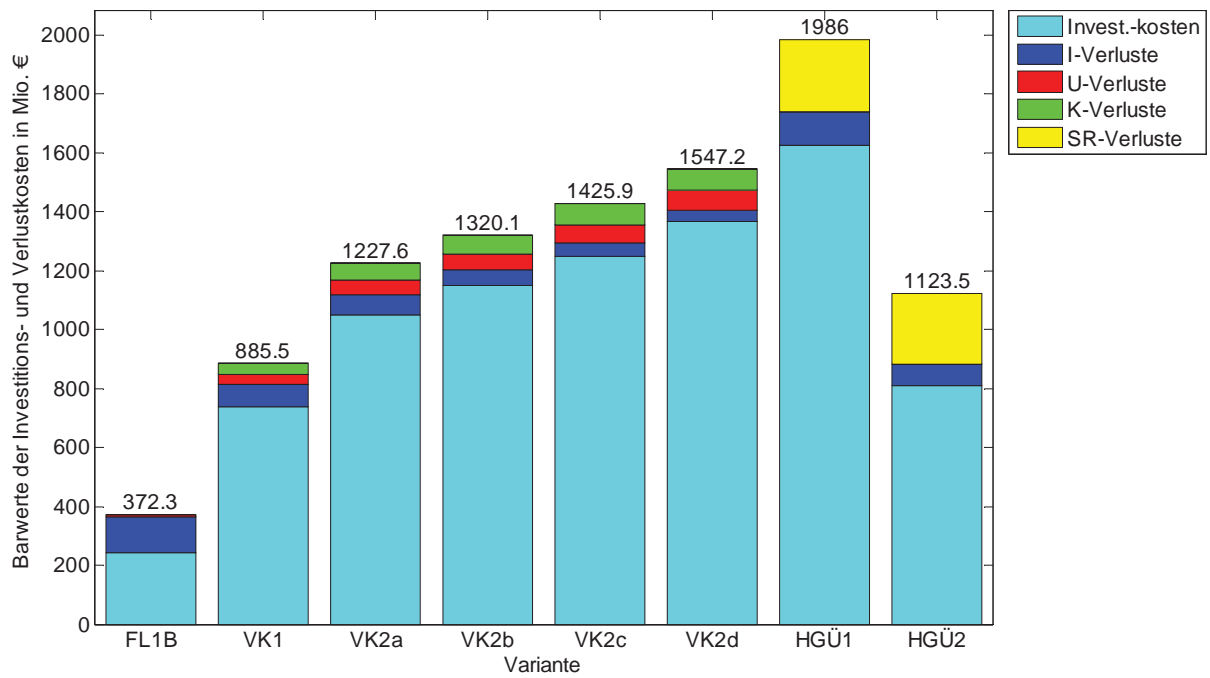


Bild 5.9 Barwerte der Gesamtkosten (gerundet) für die günstigste Freileitungsvariante (FL1B), die fünf Kabelvarianten (VK1, VK2a bis VK2d) und die zwei VSC-HGÜ-Varianten (HGÜ1 und HGÜ2)

Tabelle 5.4 Verhältnisse der Gesamtkosten

FL1B	VK1	VK2a	VK2d	HGÜ1	HGÜ2
1	2,28	3,30	4,16	5,33	3,02
	1	1,39	1,75	2,24	1,27
		1	1,26	1,62	0,92
			1	1,28	0,73
				1	0,57

6 Zusammenfassung

Laut Aufgabenstellung wurden die Gesamtkosten (Barwerte für die Investitions- und Betriebskosten) für die Ausführung der Leitung Wahle-Mecklar in Form

- einer 380-kV-Freileitung mit zwei Systemen (Doppelleitung) auf zehn verschiedenen Trassen (Varianten FL1A bis FL5B),
- von 380-kV-Drehstromkabeln bestehend aus zwei Systemen mit jeweils drei VPE-Einleiterkabeln mit Kupferleiterquerschnitten von 2500 mm² entlang der kürzesten Trasse (Variante VK1),
- von 380-kV-Drehstromkabeln bestehend aus vier Systemen mit jeweils drei VPE-Einleiterkabeln mit Kupferleiterquerschnitten von 1200, 1600, 2000 und 2500 mm² entlang der kürzesten Trasse (Varianten VK2a bis VK2d),
- einer VSC HGÜ, bestehend aus sechs Modulen von je 400 MW mit jeweils zwei 150-kV-Gleichstromkabeln entlang der kürzesten Trasse (Variante HGÜ1) und
- einer VSC HGÜ, bestehend aus zwei Modulen von je 1100 MW mit jeweils zwei 320-kV-Gleichstromkabeln entlang der kürzesten Trasse

untersucht. Die Trassenlängen der Freileitungsvarianten betragen zwischen 201 und 253 km, während die Trassenlänge für alle Vollverkabelungs- und HGÜ-Varianten einheitlich 182 km beträgt. In allen Varianten wurden die Kosten für zwei Abgänge zur Speisung unterlagerter 110-kV-Netze berücksichtigt. Die Gegenüberstellung der Gesamtkosten für die verschiedenen Leitungsvarianten zeigen **Bild 6.1** (wie Bild 5.9) und **Tabelle 6.1** (wie Tabelle 5.4).

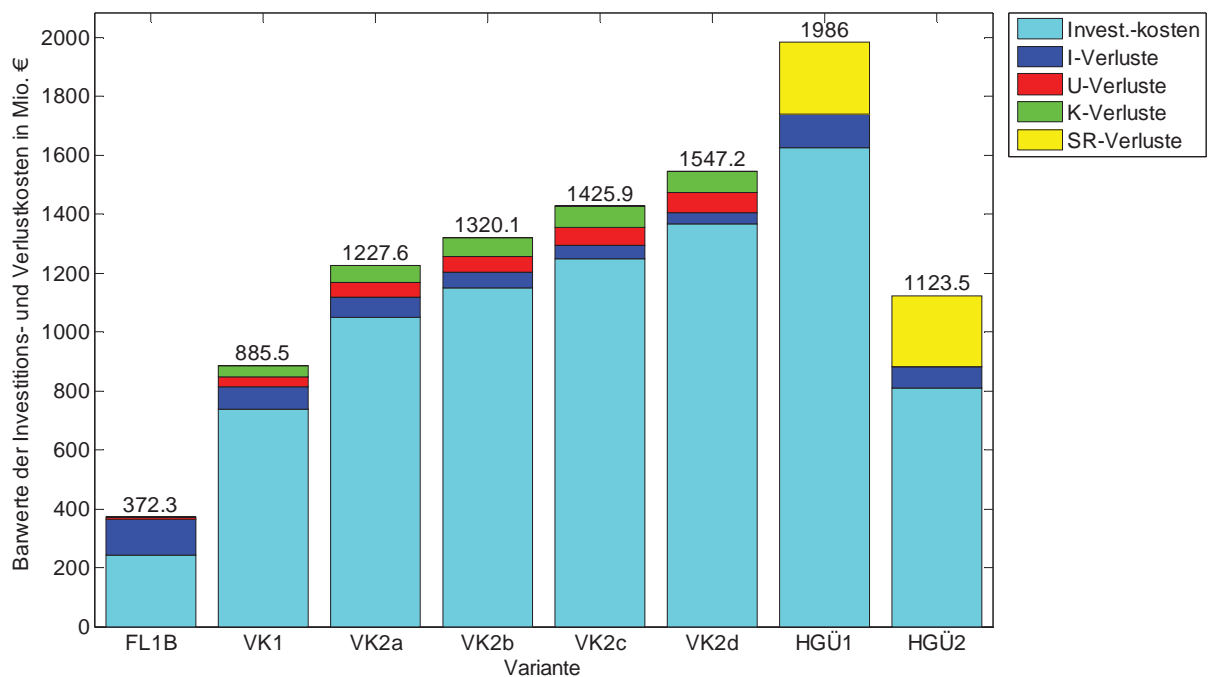


Bild 6.1 Barwerte der Gesamtkosten (gerundet) für die günstigste Freileitungsvariante (FL1B), die fünf Kabelvarianten (VK1, VK2a bis VK2d) und die zwei VSC-HGÜ-Varianten (HGÜ1 und HGÜ2)

Tabelle 6.1 Verhältnisse der Gesamtkosten

FL1B	VK1	VK2a	VK2d	HGÜ1	HGÜ2
1	2,28	3,30	4,16	5,33	3,02
	1	1,39	1,75	2,24	1,27
		1	1,26	1,62	0,92
			1	1,28	0,73
				1	0,57

Es ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- 1) Die Leitungsausführung als **Freileitung** ist von allen Varianten die Wirtschaftlichste. Je nach Trassenlänge liegen die Gesamtkosten zwischen 372 Mio. € für die günstigste Freileitungsvariante FL1B und 458 Mio. € für die teuerste Freileitungsvariante FL4A. Der Kostenunterschied zwischen der kürzesten und längsten Trasse beträgt demnach immerhin 86 Mio. €.
- 2) Die Leitungsausführung als **Kabel** mit zwei Kabelsystemen (Vollverkabelungsvariante VK1) verursacht Gesamtkosten von 886 Mio. €. Im Vergleich zur günstigsten und teuersten Freileitungsvariante liegen die Kosten um den Faktor 2,28 bzw. 1,93 höher. Dem entsprechen Mehrkosten von 514 Mio. € bzw. 428 Mio. €.
- 3) Die Leitungsausführung als **Kabel** mit vier Kabelsystemen (Vollverkabelungsvarianten VK2a bis VK2d) verursacht je nach Kabelquerschnitt Gesamtkosten zwischen 1228 Mio. € und 1547 Mio. €. Im Vergleich zur günstigsten und teuersten Freileitungsvariante liegen die Kosten für die günstigste Kabelvariante um den Faktor 3,30 bzw. 2,68 höher. Dem entsprechen Mehrkosten von 855 Mio. € bzw. 769 Mio. €. Im Vergleich der teuersten Kabelvariante VK2d zur günstigsten Freileitungsvariante ergibt sich sogar der Faktor 4,16, was Mehrkosten von 1175 Mio. € bedeuten würde.
- 4) Die Gesamtkosten für die Leitungsausführung als **400-MW-VSC-HGÜ** (Variante HGÜ1) liegen mit rund 1986 Mio. € nochmals um 28 % höher im Vergleich zur teuersten Kabelvariante und um das 2,24-fache als die Vollverkabelungsvariante VK1 mit zwei Kabelsystemen. Im Vergleich zur günstigsten Vollverkabelungsvarianten VK2a mit vier Kabelsystemen sind die Kosten um 62 % höher.
- 5) Die Gesamtkosten für die von den Herstellern angekündigte **1100-MW-VSC-HGÜ** (Variante HGÜ2) liegen mit rund 1124 Mio. € um 27 % höher im Vergleich zur günstigsten Kabelvarianten VK1 mit zwei Kabelsystemen. Im Vergleich zur günstigsten Kabelvarianten VK2a mit vier Kabelsystemen zeigt sich ein Gesamtkostenvorteil von 8 %.
- 6) Gegenüber den Freileitungsvarianten betragen die Mehrkosten der **beiden VSC HGÜ** das 3,02- bis 5,33-fache. Dies entspricht Mehrkosten zwischen 751 Mio. € und 1614 Mio. €.
- 7) Die **Gesamtkosten der Varianten HGÜ2** liegen um den Faktor 1,27 über denen der Vollverkabelungsvarianten VK1. Vergleicht man die Investitionskosten beider Varianten, so liegen die Kosten der Varianten HGÜ2 lediglich um etwa 10 % höher als die der Varianten VK1. Vergleicht man weiterhin die Investitionskosten beider Varianten ohne die Kosten für die 110-kV-Abgänge, so liegen die der Varianten HGÜ2 sogar um mehr als 49 Mio. € unter denen der Varianten VK1. Dieser **geringe Kostenunterschied** bzw. **Kostenvorteil** für die Variante HGÜ2 widerspricht in Anbetracht des deutlich höheren technischen Aufwands bei der Varianten HGÜ2 gegenüber dem für die Variante VK1 mit nur zwei Drehstromkabelsystemen jeder bisherigen Erfahrung und wird von den Gutachtern angezweifelt (siehe hierzu auch Abschnitt 4.5.1). Dieser **Zweifel** ist insofern berechtigt, als sich Anlagen dieser Leistungsklasse erst in der Entwicklung befinden und somit noch

nicht Stand der Technik sind. Demzufolge **fehlt** auch noch eine **realistische Kostenbasis**. Eine realistische Kostenbasis lässt sich erst nach Abschluss der Entwicklung und dem erstmaligen praktischen Einsatz angeben. Es ist auch nicht nachvollziehbar, dass die Variante HGÜ2 im Vergleich zur Varianten HGÜ1 bei nahezu gleicher Leistung nur noch die Hälfte kosten soll. Damit sind die Kostenberechnungen für die Variante HGÜ2 nach Meinung der Gutachter mit einer **erheblichen Unsicherheit** behaftet.

- 8) Neben den Kosten sind bei der Entscheidungsfindung über die Art der Leitungsausführung auch deren **technischen Eigenschaften** sowie die **Belange der Netzbetriebsführung** und umweltfachliche Kriterien zu berücksichtigen.
- 9) Von den im Gutachten untersuchten Varianten haben die **Freileitungsvarianten** neben den geringsten Kosten die **höchste Übertragungskapazität** und die **geringsten Verluste**, während die Varianten der HGÜ die geringste Übertragungskapazität bei den höchsten Verlusten aufweisen.
- 10) Bei den Freileitungsvarianten und den Kabelvarianten VK2a bis VK2d mit jeweils vier Kabelsystemen ist auch das **(n-1)-Kriterium** erfüllt. Fällt bei der Variante VK1 eines der beiden Kabelsysteme aus, so wird das verbleibende Kabelsystem bis an seine Grenzen oder sogar darüber hinaus belastet. Inwieweit das (n-1)-Kriterium auch für diese Variante erfüllt ist, muss eine **genaue Überprüfung der Belastbarkeit**, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht erbracht werden konnte, zeigen. Auf jeden Fall ist aber damit zu rechnen, dass die Reparatur des ausgefallenen Kabels mehrere Wochen in Anspruch nimmt und die Leitung während dieser Zeit nur eingeschränkt genutzt werden kann.