

Untersuchungen zum Einsatz von Höchstspannungskabeln großer Längen in der 400-kV-Ebene

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften
der Universität Duisburg-Essen

zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
genehmigte Dissertation

von

Diplom-Ingenieur Wolfgang Laures

aus

Prüm

Referent: Prof. em. Dr.-Ing. W. Rasquin
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. I. Erlich
Tag der mündlichen Prüfung: 23. April 2003

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand in den Jahren 1998 bis 2003 während meiner industriellen beruflichen Tätigkeit als Diplom-Ingenieur.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. em. Dr.-Ing. W. Rasquin (Universität Duisburg-Essen), dem ich für seine Anregungen zu dieser Arbeit, seiner stetigen Unterstützung und Diskussionsbereitschaft sowie für seine Bereitschaft zur Übernahme des Referats dankbar bin.

Herrn Prof. Dr.-Ing. I. habil. Erlich danke ich für die Übernahme des Korreferats, für die fruchtbaren Diskussionen zur Arbeit und für die Programme zur Berechnung von Lastflüssen, die er mir freundlicherweise zur Verfügung gestellt hat.

Ebenfalls danke ich den Mitarbeitern der entsprechenden Abteilungen von Siemens und ABB, die mir entweder in Telefongesprächen oder durch E-Mails weitergeholfen haben.

Wolfgang Laures
Köln, im April 2003

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Energieübertragung mit Höchstspannungskabeln.....	1
1.2	Stand der Forschung und Technik.....	4
1.3	Ziel der vorliegenden Untersuchungen	5
2	Energieübertragung bei großen Entfernungen	7
2.1	400-kV-VPE-Kabel.....	8
2.1.1	Aufbau von 400-kV-VPE-Kabeln.....	8
2.1.2	Auswahl des zu untersuchenden 400-kV-VPE-Kabels.....	11
2.1.3	Auswahl einer Kompensationseinrichtung	15
2.2	Auswahl der zu untersuchenden Freileitung und des Netzes	15
2.2.1	Auswahl der zu untersuchenden Freileitung.....	15
2.2.2	Auswahl des zu untersuchenden Netzes	16
2.3	Übertragungsverhalten des Kabels und der Freileitung.....	18
2.3.1	Stationärer Betrieb	18
2.3.2	Transiente Vorgänge.....	19
2.4	Versorgungszuverlässigkeit	25
2.5	Platzbedarf.....	27
2.6	Lebensdauer von 400-kV-Kabeln	28
2.7	Auswirkungen von Blitzeinschlägen	28
3	Untersuchung der Übertragungsverluste	32
3.1	Verluste des 400-kV-VPE-Kabels	32
3.1.1	Stromabhängige Übertragungsverluste.....	32
3.1.1.1	<i>Leiterverluste</i>	32

3.1.1.2	<i>Skineffektverluste</i>	33
3.1.1.3	<i>Proximityeffektverluste</i>	34
3.1.1.4	<i>Mantelverluste</i>	35
3.1.1.5	<i>Längs- und Wirbelstromverluste in den Bewehrungen</i>	36
3.1.2	Stromunabhängige Übertragungsverluste	36
3.2	Verluste einer 400-kV-Freileitung	37
3.2.1	Stromabhängige Verluste von Freileitungen	37
3.2.2	Stromunabhängige Verluste von Freileitungen	37
3.3	Abhängigkeiten der Verluste eines Kabels von der Netzfrequenz	39
3.4	Verluste von Frequenzumformern	42
4	Ergebnisse der Modellrechnungen anhand technischer Kriterien	44
4.1	Betrieb mit herabgesetzter Netzfrequenz in Netzteilbereichen	49
4.2	Betrieb einer Reihenschaltung 400-kV-Kabel und 400-kV-Freileitung... 51	
4.3	Betrieb des 400-kV-Kabels mit Kompensationseinrichtung in der Mitte des Kabels	53
5	Ökonomische Entscheidungskriterien der Energieübertragung	56
5.1	Netzverlustkosten	56
5.2	Betriebskosten	59
5.3	Investitionskosten.....	59
5.4	Gesamtkosten eines Übertragungsbetriebsmittels	61
5.5	Gesamtkostenvergleich zwischen Kabel und Freileitung	61
6	Zusammenfassung der Ergebnisse	67
7	Schriftumsverzeichnis.....	69

1 Einleitung

1.1 Energieübertragung mit Höchstspannungskabeln

Durch den wachsenden Energiebedarf der Industrieländer und durch die Liberalisierung des Stromhandels ist der Austausch an Energie innerhalb Europas in den letzten Jahren stetig angestiegen. So ist der Gesamtaustausch innerhalb der UCTE von ca. 70 TWh im Jahr 1980 auf 157 TWh im Jahr 1999 gewachsen. Für Deutschland wird erwartet, dass sich der Bedarf von derzeit 16 TWh pro Jahr auf rund 25 TWh pro Jahr im Jahr 2020 erhöhen wird. Hieraus ergeben sich neue Anforderungen an die Netzstruktur und neue Optimierungsmöglichkeiten insbesondere im 400-kV-Netz.

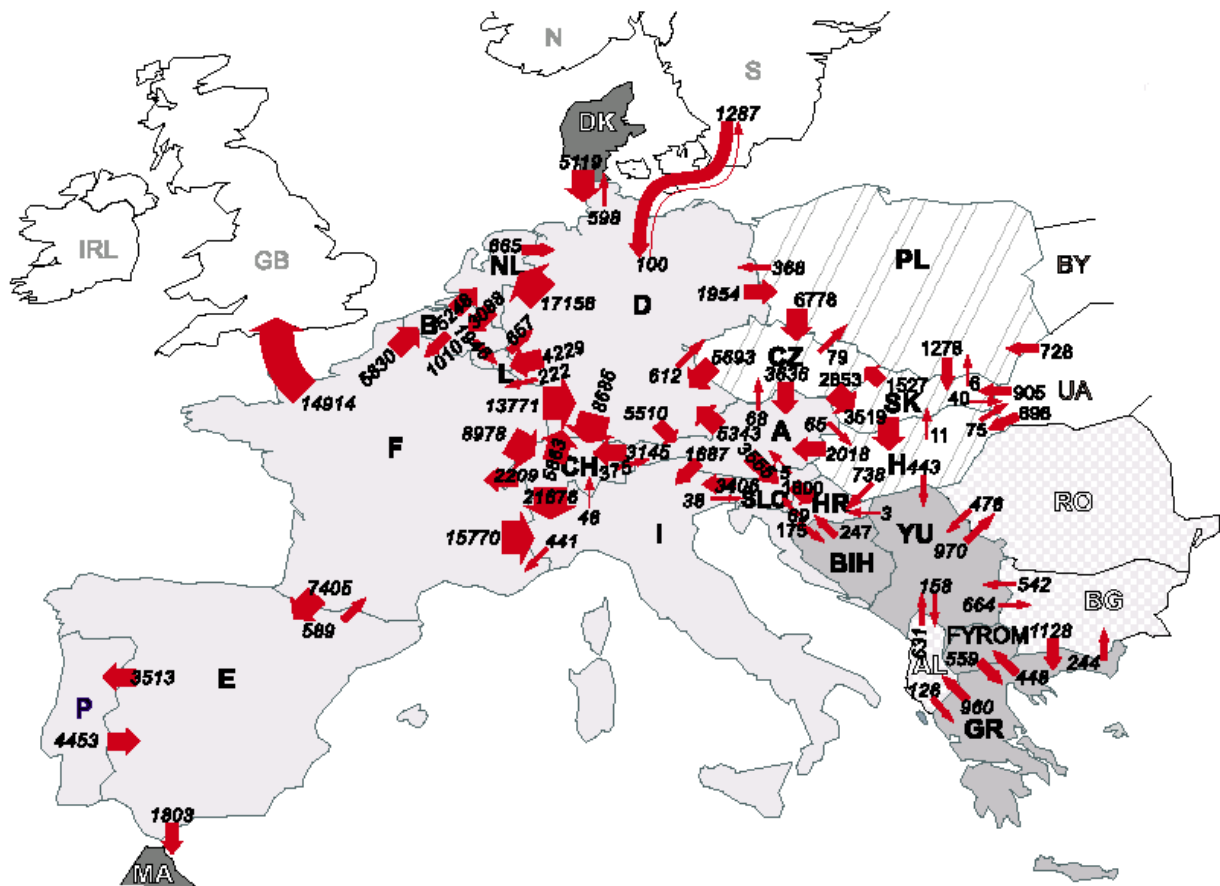


Bild 1.1: Physikalische Energieflüsse in GWh für das Jahr 1999 [47]

Bild 1.1 zeigt die Energieflüsse, die im Jahr 1999 zwischen den europäischen Ländern ausgetauscht wurden. Deutschland spielt hierbei eine zentrale Rolle innerhalb des europäischen Energietransportes und sollte daher für die noch wachsenden Aufgaben entsprechend vorbereitet werden.

Die Aufgabe eines Höchstspannungstransportnetzes ist die Fernübertragung der in Blockeinheiten erzeugten Energie hin zu regionalen Verbraucherschwerpunkten und die Verbundfunktion. Aus heutiger Sicht besteht in Deutschland auf der 400-kV-Ebene grundsätzlich kein großer Ausbaubedarf, jedoch sehr wohl im Hinblick auf den Ausbau von Ballungszentren und die Osterweiterung bzw. beim Ausbau des UCTE-Verbundes

mit seinen osteuropäischen Nachbarn. Die Zunahme von Windkraftanlagen kann ebenfalls zu einem Ausbaubedarf in bestimmten Regionen führen, wobei dies eher auf niedrigeren Spannungsebenen sein wird.

Höchstspannungskabel werden in Deutschland auf der 400-kV-Ebene bisher nur in Ausnahmefällen eingesetzt. Die BEWAG hat z.B. eine 6 km lange elektrische Verbindung der elektrischen Netze im Osten und Westen der Hauptstadt (zwei Kabel mit je 1200 MW Übertragungskapazität und 400 kV Spannung) in einem Tunnelbauwerk verlegt. Dafür musste sie inklusive aller Nebenkosten 400 Millionen DM investieren. Die Bedingungen zur Einbindung von Höchstspannungskabeln auf der 400-kV-Ebene werden günstiger, da die Höchstspannungskabel im Hinblick auf Stromtragfähigkeit und thermischer Grenzleistung stetig verbessert werden und die Übertragungsverluste gegenüber der Freileitung geringer sind.

Außerdem sind die Kabelpreise in den letzten Jahren stark gefallen. Bild 1.2 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten für 400-kV-VPE-Kabel (Vernetztes Poly-Ethylen). Die Kosten von VPE-Kabelsystemen werden in Zukunft wahrscheinlich noch weiter fallen [57]. Parallel zum Preisverfall stieg die Leistungsfähigkeit enorm an.

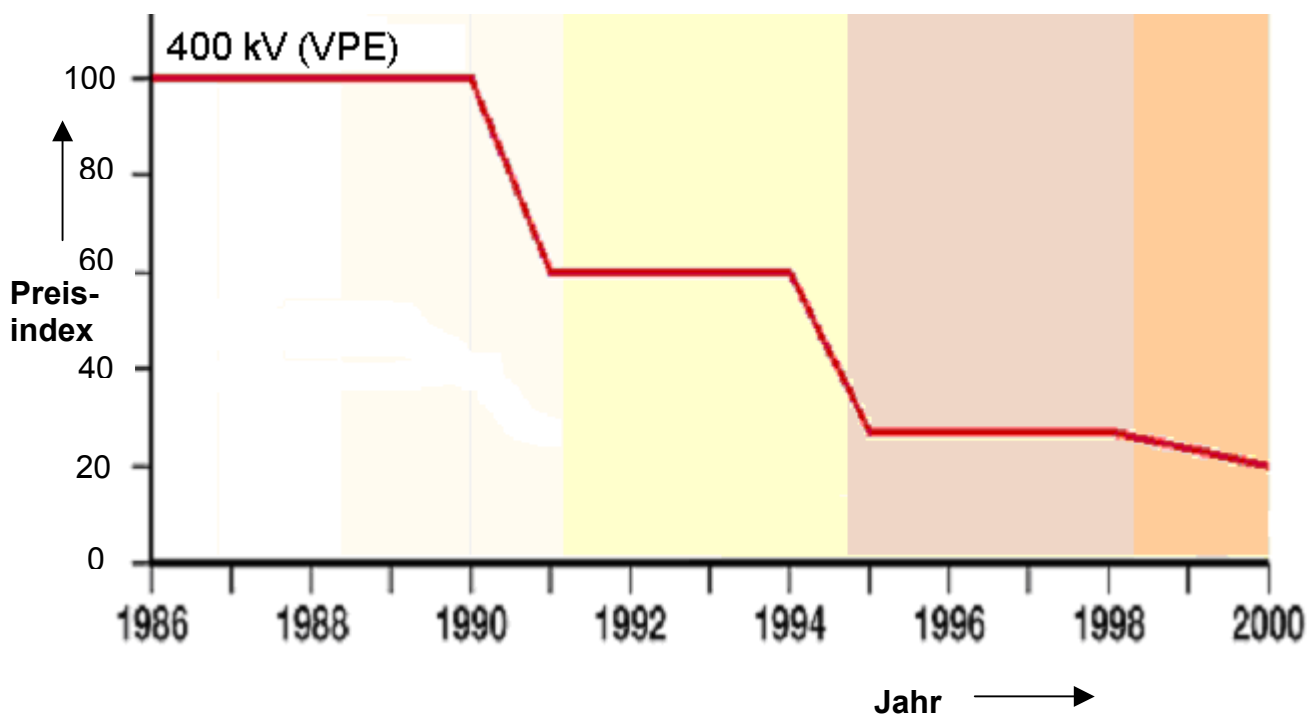


Bild 1.2: Entwicklung der Investitionspreise für 400-kV-VPE-Kabel [57]

Gleichzeitig zu dieser Entwicklung sind auch die Freileitungspreise geringer geworden. Insgesamt sind die Investitionskosten stark abhängig von den topografischen Gegebenheiten und der geforderten Übertragungsfähigkeit. Angaben in der Literatur und von Herstellern schwanken stark, so dass hier nur grobe Angaben gemacht werden können. Lagen die Investitionskosten zwischen Freileitung und Kabel bei vergleichbaren Übertragungsfähigkeiten bis zum Jahr 1990 noch im Verhältnis 1:10 zugunsten der Freileitung, so liegen sie heute bei rund 1:4 bis 1:6 je nach Topografie.

In Tabelle 1.1 sind die unterschiedlichen Investitionskosten aufgestellt. Diese Angaben werden in dem späterem Kapitel zur Untersuchung der ökonomischen Kriterien verwendet.

	Einheit	Stadtgebiet	Landgebiet
Kabel	€/km	3.300.000	2.250.000
Freileitung	€/km	550.000	450.000

Tabelle 1.1: Investitionskosten für Kabel und Freileitung bei 400-kV und 1400 A Stromtragfähigkeit [Eigene Umfrage, Literatur]

Die höheren Kabelpreise und die begrenzten Übertragungsfähigkeiten der Kabel haben dazu geführt, dass in den Höchstspannungsnetzen die Übertragungsbetriebsmittel zu rund 95 Prozent aus Freileitungen bestehen.

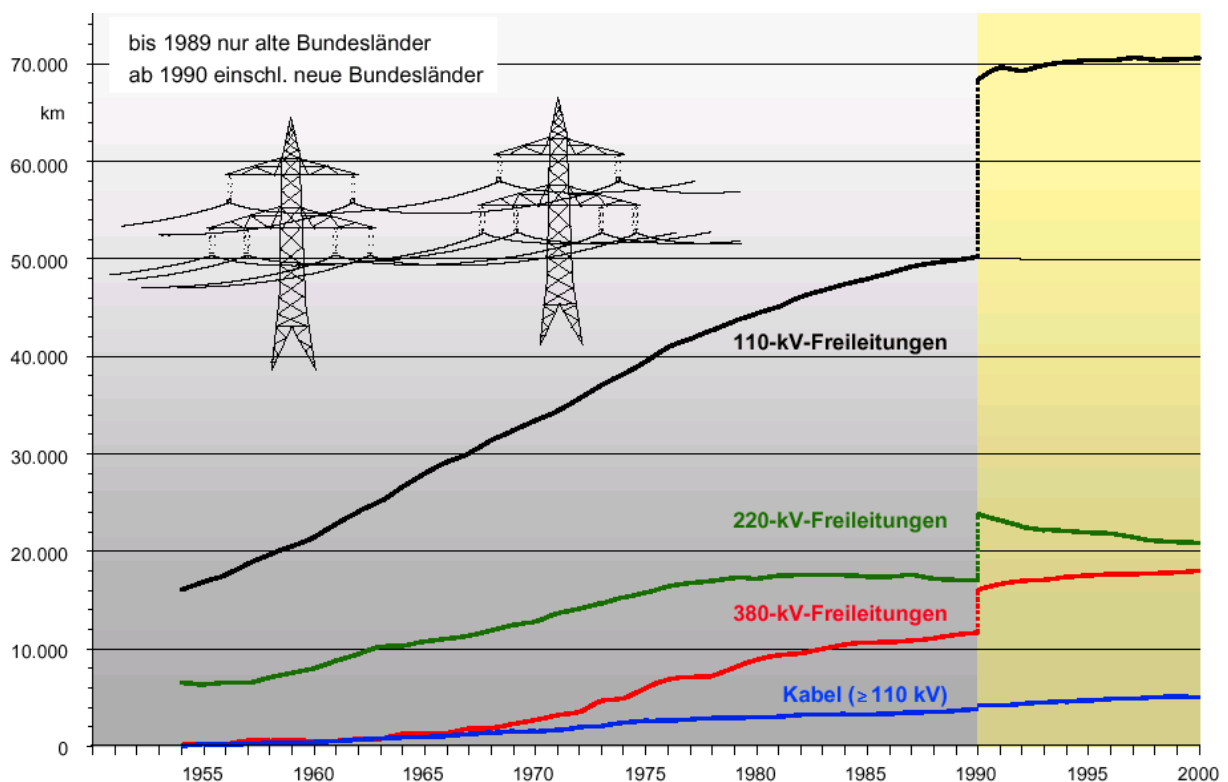


Bild 1.3: Systemlängen der Höchstspannungskabel und Freileitungen in den Netzen der BRD und Deutschland [48]

Bild 1.3 zeigt unter anderem die Systemlängen der Höchstspannungskabel, die in der BRD im Einsatz waren. Das Bild zeigt deutlich, dass der Anteil der 220-kV-Freileitungen sinkt und der Anteil von 110-kV-Freileitungen steigt. Dies liegt unter anderem auch daran, dass die 220-kV-Ebene komplett abgeschafft werden soll. Der Kabeleinsatz in

der 400-kV-Ebene ist bisher sehr gering und ist in den letzten Jahren nur durch Sonderprojekte in städtischen Gebieten angestiegen. Über alle Spannungsebenen gerechnet steigt der Kabelanteil aber stetig an.

1.2 Stand der Forschung und Technik

Oft basiert die Planung von 400-kV-Netzen auf langjährigen Erfahrungen der Planungsingenieure. Hierbei wird auf allgemeine Regeln zurückgegriffen, wobei das (n-1)-Kriterium eine wichtige Rolle spielt. Es besagt, dass ein Netz für jede beliebige, technisch mögliche und betrieblich sinnvolle Ausgangssituation den Ausfall eines Betriebsmittels ohne zulässige Einschränkung seiner Funktion überstehen soll.

Die in Frage kommenden Übertragungsbetriebsmittel sind in ihren technischen Eigenschaften detailliert untersucht worden. Erste Ergebnisse gibt es auch über transiente Vorgänge bei der gegenseitigen Beeinflussung von Kabel und Freileitung in einem Netz. Insbesondere sind 110-kV-Kabelstrecken und die Optimierung des Netzes auf der 110-kV-Ebene hinsichtlich Betriebskosten, Netzparameter und Übertragungsleistungen bereits untersucht worden [49].

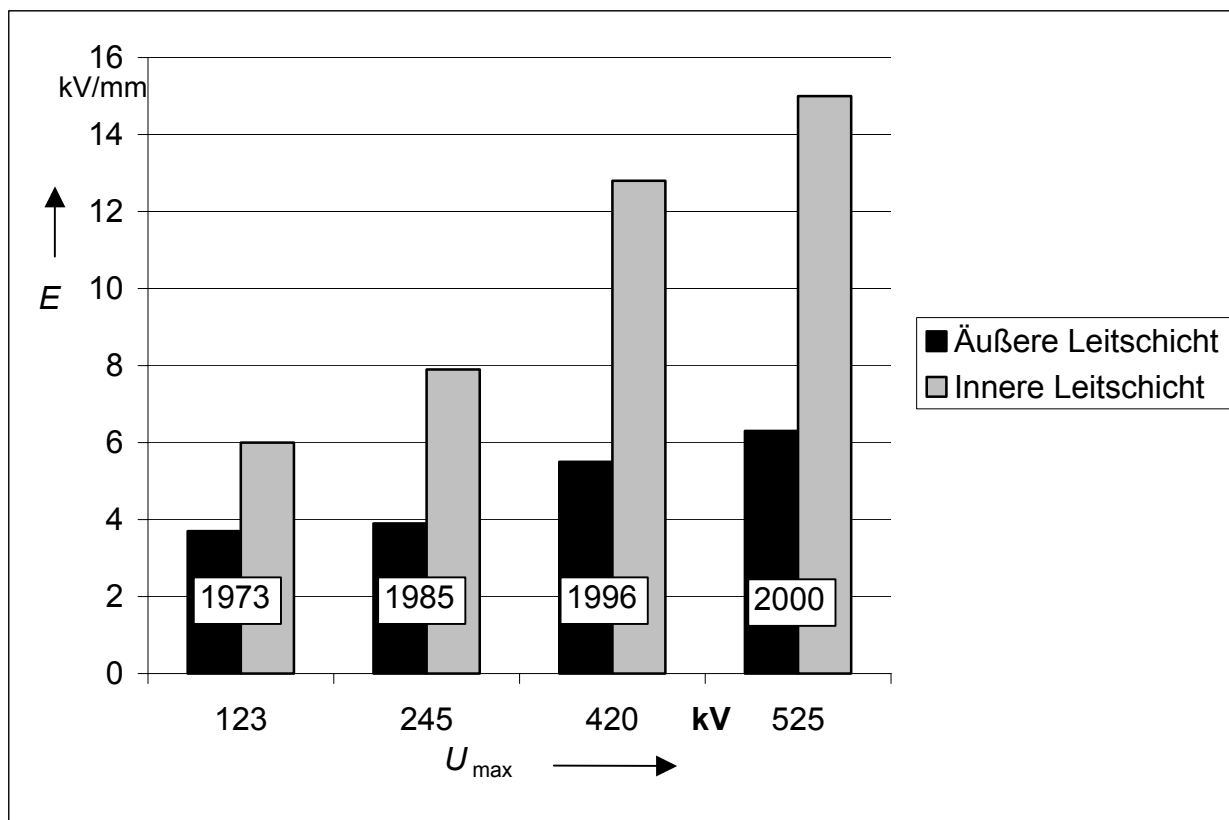


Bild 1.4: Auslegungsbeanspruchung von VPE-Kabeln [57]

Als Optimierungsmethode für die Netzoptimierung hat sich die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung bewährt. Die Optimierungsfragen beziehen sich bislang meistens auf die Ausbauplanung von Netzen und weniger auf den Ersatz bzw. den Neuaufbau von Netzstrukturen.

Die Auslegungsbeanspruchung der VPE-Kabel hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Dies ist vor allem durch die verbesserten Materialeigenschaften der Isolierstoffe und durch verbesserte Herstellungsverfahren möglich gewesen. Bild 1.4 zeigt die Entwicklung der Auslegungsbeanspruchung von VPE-Höchstspannungskabeln.

Als Alternative zu einem 400-kV-VPE-Kabel ist ein 400-kV-gas-insulated-line-(GIL)-Kabel entwickelt worden, welches auf Basis eines Gasgemisches aus N_2 und SF_6 isoliert wird. Hierdurch wird es kostengünstiger als bisherige gasisolierte Kabel. Es können Übertragungsleistungen von bis zu 3000 MW realisiert werden. Als Systemlängen werden vom Hersteller bis zu 100 km angegeben bei einer Bemessungsspannung von bis zu 800 kV und einer Bemessungs-Stehblitzstoßspannung von bis zu 1425 kV. Da wahrscheinlich das GIL-Kabel auch in Zukunft die Ausnahme bleiben wird, ist es nicht Gegenstand der Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit.

1.3 Ziel der vorliegenden Untersuchungen

Untersuchungen zum Einsatz von langen Energiekabeln und zur Reihenschaltung von Energiekabeln und Freileitungen in der 400-kV-Ebene sind bisher keine Schwerpunkte der Forschung gewesen. Dies liegt wahrscheinlich daran, dass sich die Einsatzmöglichkeiten von Kabeln in der 400-kV-Ebene aufgrund der technischen und preislichen Entwicklung erst in den letzten Jahren stark verbessert haben. Insbesondere die gesunkenen Kabelpreise haben sich positiv auf die ökonomischen Aspekte ausgewirkt.

Hinsichtlich der Optimierung der Gesamtkosten eines Übertragungsnetzes spielen viele Parameter eine Rolle. In dieser Arbeit ist die Auswahl von Kabeln oder Freileitungen oder Kombinationen dieser beiden Übertragungseinrichtungen, sowie deren Größen ein zentrales Untersuchungsziel. Die ökonomischen Aspekte werden bei der Untersuchung gesondert betrachtet.

Die technischen Aspekte sind während der Planungsphase von entscheidender Bedeutung. Im Hinblick auf die Übertragung von elektrischer Energie über große Entfernungen ist insbesondere die maximal zu übertragende Leistung eine Kernfrage bei der Auslegung von Übertragungsbetriebsmitteln und wird in der vorliegenden Arbeit untersucht.

Zusätzlich zu den herkömmlichen Einsatzmöglichkeiten von 400-kV-Kabeln werden Methoden untersucht, mit denen das Einsatzspektrum von 400-kV-Kabeln erweitert werden kann. Diese sind z.B. das Betreiben des Kabels mit verminderter Netzfrequenz oder der Einsatz von Kompensationsdrosselspulen an verschiedenen Punkten entlang des Höchstspannungskabels.

Zusammenfassend werden in der vorliegenden Arbeit folgende Schwerpunkte untersucht:

- welche Wechselwirkung hat die Reihenschaltung von Kabeln und Freileitungen auf das Transportnetz,

- welche Auswirkungen hat eine Verringerung der Netzfrequenz,
- welche Betriebsmittel liefern unter gleichen Randbedingungen die optimalen Netzverlustkosten und
- welche Leistung kann von einem Höchstspannungskabel (ohne und mit Kompensationseinrichtungen) bei einer gegebenen Übertragungslänge maximal übertragen werden?

Die Erkenntnisse aus dieser Arbeit können vor allem den Verbundunternehmen bei der Betrachtung von zukünftigen Investitionen dienen und sollen im Hinblick auf die Liberalisierung des Strommarktes Möglichkeiten zur Kostenoptimierung der Übertragung von Energie aufzeigen. Die Untersuchungen werden auf die 400-kV-Ebene beschränkt.

2 Energieübertragung bei großen Entfernungen

Die Energieübertragung über große Entfernungen ist notwendig, weil die Erzeugung elektrischer Energie meist zentral in Kraftwerken geschieht und die Verbraucher dezentral versorgt werden. Höchstspannungskabel und Freileitungen können hierbei unterschiedliche Übertragungsfähigkeiten aufweisen. Diese Übertragungsfähigkeiten sind unter anderem von der Länge der Übertragung abhängig. Auf der 110-kV-Ebene sind hierzu Untersuchungen durchgeführt worden, die in Bild 2.1 dargestellt sind.

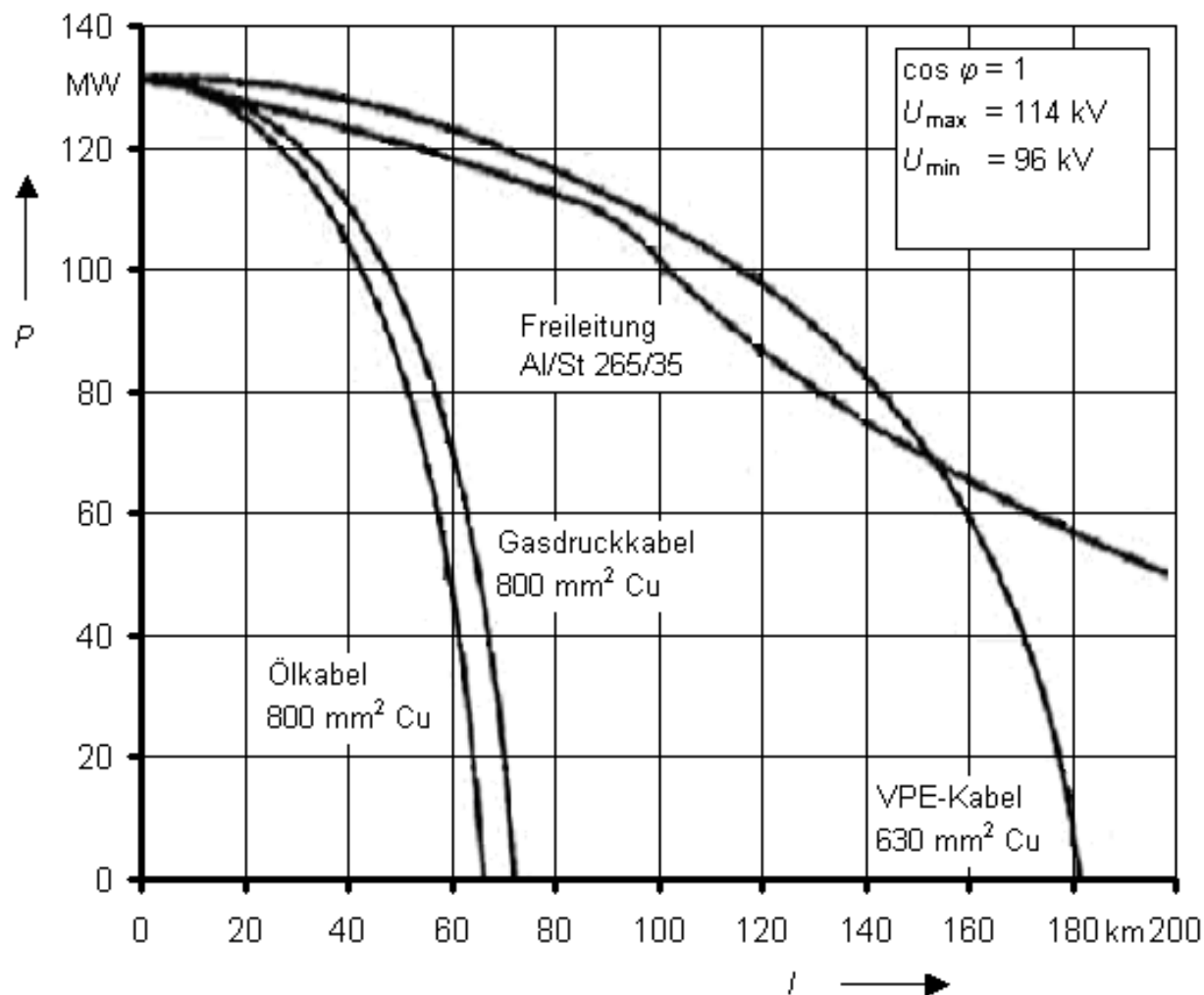


Bild 2.1: Übertragbare Leistung von Kabeln und Freileitungen bei 110-kV in Abhängigkeit von der Länge [68]

Die kapazitive Ladeleistung, die proportional mit der Länge ansteigt, überlagert sich bei Kabeln und Freileitungen mit der zu übertragenden Leistung. Ölkabel und Gasdruckkabel haben aufgrund ihrer großen Permittivitätszahl eine hohe Ladeleistung. Aus diesem Grund haben diese Kabel eine deutlich geringere Übertragungsfähigkeit bei einer bestimmten Länge als beispielsweise eine Freileitung oder ein VPE-Kabel. Da sich dies bei 400-kV-Kabeln genau so verhält, werden die Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit auf VPE-Kabel beschränkt.

Freileitungen sind aufgrund ihrer geringeren kapazitiven Ladeleistung ebenfalls in der Lage, hohe Leistungen über größere Entfernungen zu übertragen.

2.1 400-kV-VPE-Kabel

Im Gegensatz zu vielen anderen Kabeln in der Höchstspannungsebene besteht das VPE-Kabel aus einem einschichtigem Dielektrikum, das bis zu einer Isolierwanddicke von über 30 mm hergestellt werden kann. In Deutschland sind bisher 400-kV-Kabel mit einer Gesamtlänge von rund 100 km installiert. Nachfolgend wird der Aufbau der VPE-Kabel beschrieben.

2.1.1 Aufbau von 400-kV-VPE-Kabeln

Der grundsätzliche Aufbau eines 400-kV-VPE-Kabels ist in Bild 2.2 dargestellt. Das Leitermaterial kann entweder aus weichem Elektrolytkupfer oder aus reinem Aluminium bestehen. Zur Verringerung des Wechselstromwiderstandes, auf den später noch eingegangen wird, werden Leiter mit großen Querschnitten aus gegeneinander isolierten Teilleitern aufgebaut, die als Millikenleiter bezeichnet werden.

Die Entwicklung des Vordringens der VPE-Kabel in die höheren Spannungsebenen und die dabei gewählten Kabelaufbauten sind in Bild 2.3 dargestellt.

Ein wichtiges Kriterium ist die Vermeidung der Bodenaustrocknung bei der Auslegung des Kabels. Das Prinzip der dosierten Bodenaustrocknung ist in Bild 2.4 dargestellt.

Wie aus der Grafik zu erkennen ist, nimmt die Temperatur zum Kabel hin stetig zu. Im Erdboden unmittelbar um das Kabel herum findet aufgrund der hohen Temperatur eine Austrocknung des Erdbodens statt. Dieser Bereich endet bei der Grenztemperatur, unter der der Erdboden wieder feucht wird. Die Berandung des ausgetrockneten Bereichs wird über Apoloniuskreise beschrieben, wenn die Kabelgrabenfüllungen homogen sind.

Da die Feuchtigkeit wieder in Richtung trockener Boden und somit Richtung Kabel wandert, entsteht ein Feuchtigkeitskreislauf um das Kabel herum. Da der Bereich der Austrocknung auf eine bestimmte Größe limitiert bleibt, wird diese Methode auch dosierte Bodenaustrocknung genannt.



Leiter aus Kupfer mit 5 Segmenten

Innere Leitschicht

Isolierung aus VPE

Äußere Leitschicht

Innere Schutzhülle

Aluminium-Wellmantel

Korrosionsschutz

Außenmantel aus PVC

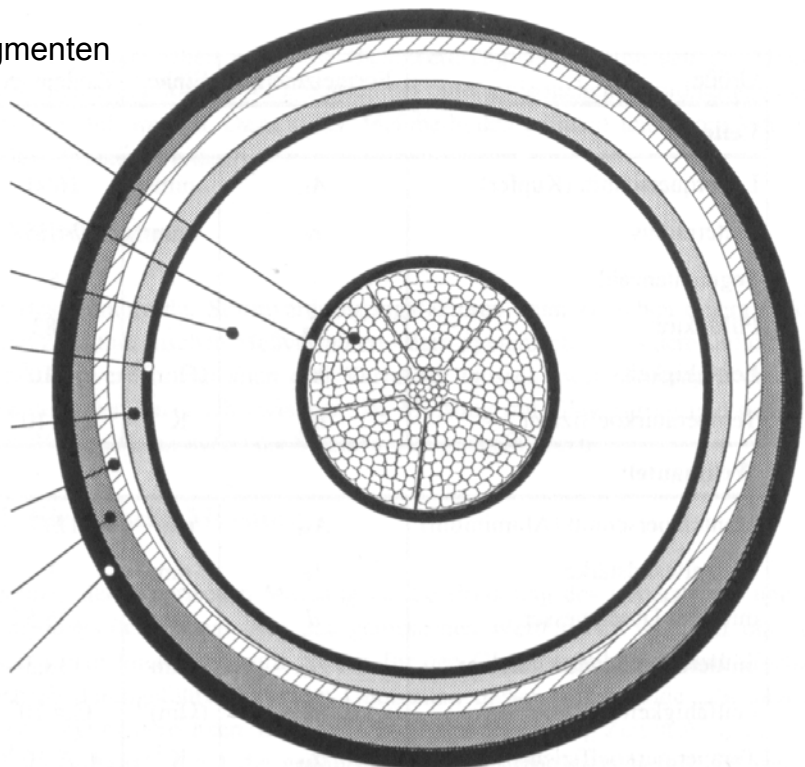


Bild 2.2: Aufbau einer VPE-Kabelader (Elektrische Isolierung aus vernetztem Poly-Ethylen)

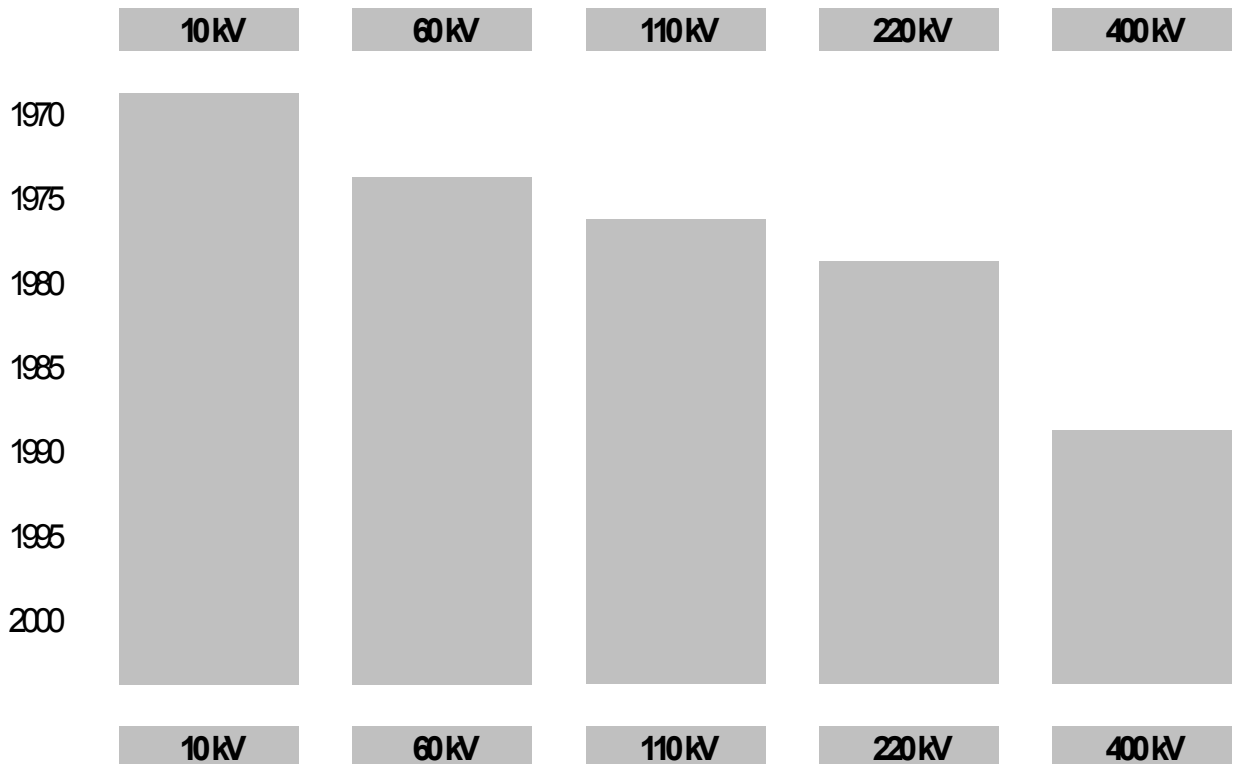
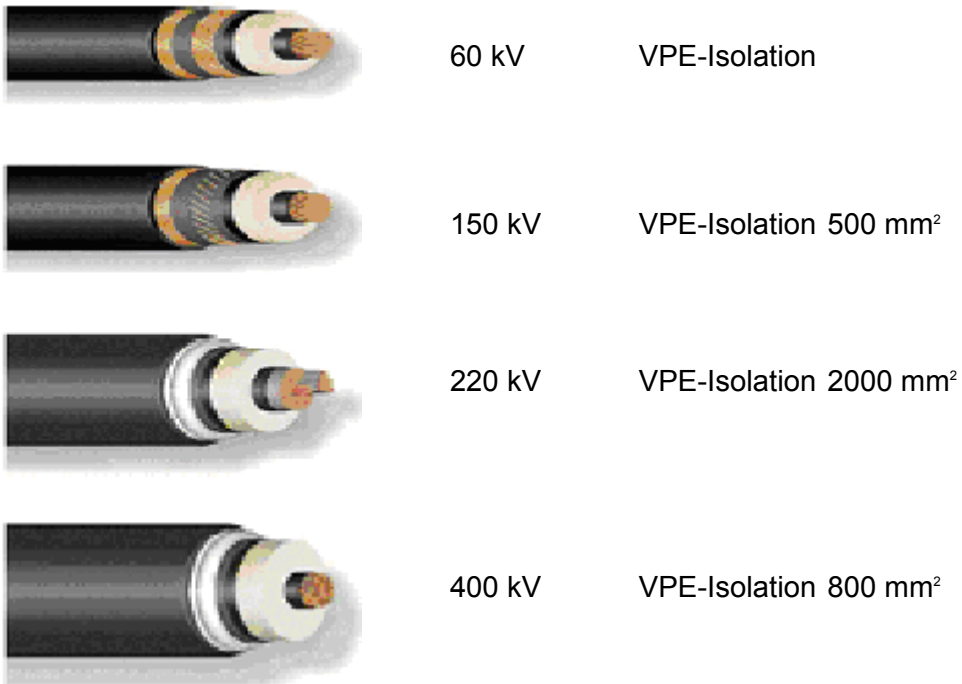


Bild 2.3: Aufbau von VPE-Kabeln und ihre Einführungszeitpunkte bei den verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland [51]

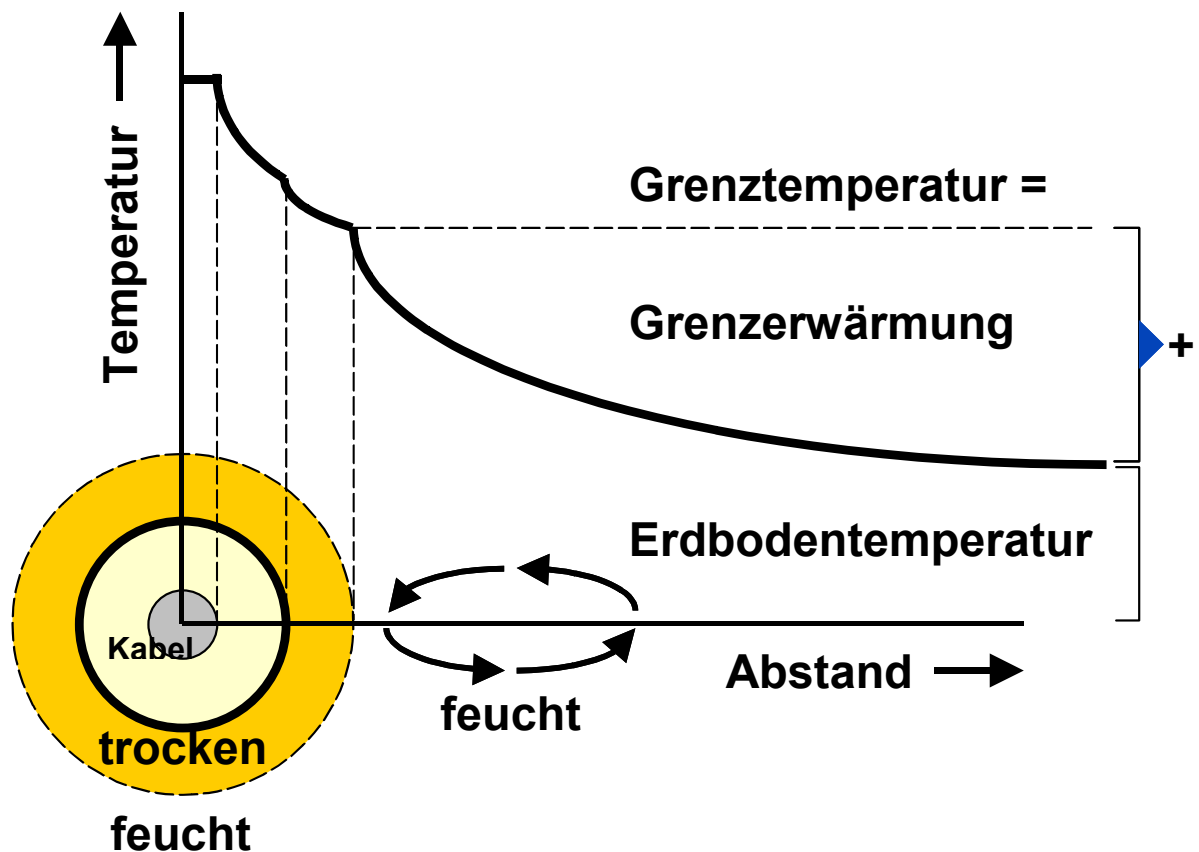


Bild 2.4: Dosierte Bodenaustrocknung [11]

Durch die technischen Gegebenheiten und durch die unterschiedlichen Materialien haben die Kabel unterschiedliche spezifische Wärmewiderstände, die für die Abgabe von Wärme an die Erdoberfläche entscheidend sind. Tabelle 2.1 zeigt eine Aufstellung der typischen Größen.

2.1.2 Auswahl des zu untersuchenden 400-kV-VPE-Kabels

Neben den technischen und ökonomischen Kriterien bei der Auswahl der optimalen Übertragungsbetriebsmittel sind die ökologischen Gesichtspunkte in den letzten Jahren immer mehr in den Mittelpunkt gerückt. Mittlerweile wird aufgrund verschiedener Gesetze (z.B. Bundes-Immissionsschutzgesetz) bei der Planung von Leitungstrassen neben dem Raumordnungsverfahren auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt [50]. Hieraus ergibt sich vor allem in Ballungsgebieten und in Bereichen um Ballungsgebiete herum eine starke Einschränkung bei der Planung von neuen Freileitungstrassen.

Material	Spezifischer Wärme- widerstand*	Höchstzulässige Temperatur am Leiter	
	K · m/W	Dauerbetrieb °C	Kurzschluss °C
Isoliermaterialien			
Papierisolierung in Massekabeln	6,0	60-80	140-180
Ölkabeln	5,0	85	140-160
Gasaussendruckkabeln	5,5	85	140-160
Gasinnendruckkabeln			
mit a) vorimprägniertem Papier (teilgetränkt)	6,5	85	140-160
b) vollimprägniertem Papier (vollgetränkt)	6,0	85	140-160
PVC	6,0	70	140-160
PE	3,5	70-80**	130-160**
VPE	3,5	90**	250**
EPR (Ethylen-Propylen-Rubber)	5,0	90**	250**
Äussere Schutzhüllen			
Getränkte Faserstoffe (z.B. Jute)	6,0		
PVC	6,0		
PE	3,5		
Erdboden			
(Spezifische Wärmewiderstände abhängig von Bodenzusammensetzung und Feuchtigkeitsgehalt)			
Sehr feucht	0,7		
Feucht (Durchschnittswert in Deutschland)	1,0		
Trocken	2,0		
Sehr trocken (prakt. ausgetrockneter Boden)	3,0		
		* nach IEC 287	
		** nach Dokument IEC 20 A (Sec) 122 Draft	

Tabelle 2.1: Spezifische Wärmewiderstände unterschiedlicher Materialien für Kabelanlagen und zulässige Leitertemperaturen von Isoliermaterialien [11]

Grundsätzlich beeinflusst jede Art der Installation von Übertragungsbetriebsmitteln die Umwelt, wie z.B. Lärmbelästigung, Veränderung des Landschaftsbildes und bei Kabelanlagen die Gefahr der Bodenaustrocknung in der Kabeltrasse.

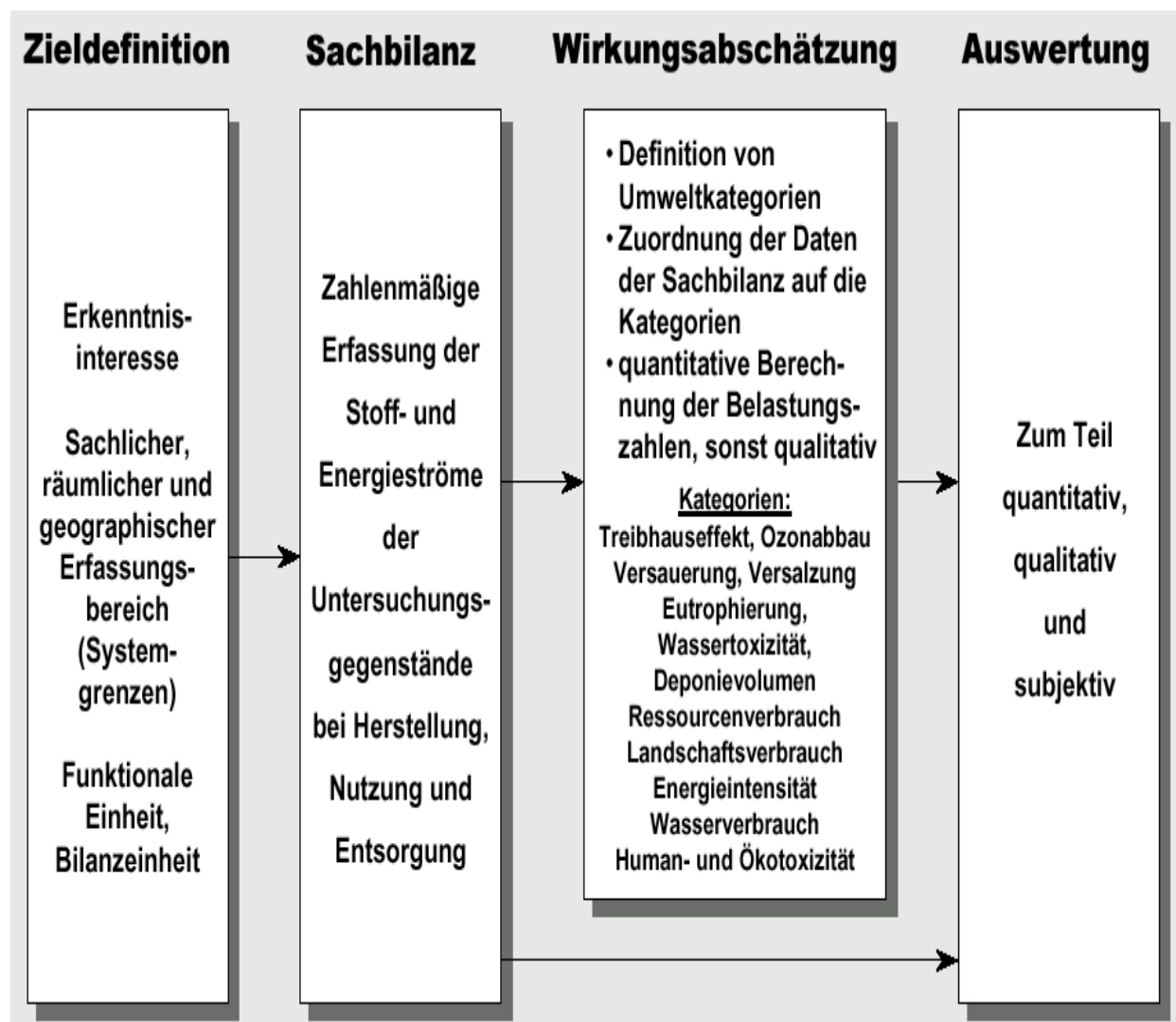


Bild 2.5: Aufbau einer Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 [63]

In der vorliegenden Arbeit werden die ökologischen Kriterien nicht quantifiziert. Die Tendenz zeigt in den letzten Jahren aber einen Wandel zu höheren Anforderungen an diese Kriterien, wodurch vermutlich der Anteil an Kabelanlagen in den nächsten Jahren gegenüber den Freileitungen stärker steigen wird. Bild 2.5 zeigt die Anforderungen der DIN EN ISO 14040, nach der eine Ökobilanz aufzubauen ist.

Die ökonomischen Kriterien werden durch die Investitionskosten, die Betriebskosten und die Netzverlustkosten bestimmt. Diese werden auf einen bestimmten Zeitpunkt auf- oder abverzinst, um die Gesamtkosten der Szenarien vergleichbar zu gestalten. Hierauf wird in Kapitel 5 näher eingegangen.

Die technischen Kriterien sind vor allem die erreichbare thermische Grenzleistung und die zulässige Kurzschlussleistung eines Übertragungsbetriebsmittels. Diese werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben. Eine wesentliche Voraussetzung für die technische Zuverlässigkeit eines Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, nach dem ein Netz in jeder Ausgangssituation den Ausfall eines Betriebsmittels ohne Einschränkung seiner Funktion überstehen soll.

Bei der Auswahl des zu untersuchenden Höchstspannungskabels werden Größen von Kabeln angesetzt, die bereits von Kabelherstellern produziert wurden. Dadurch können die technischen Randbedingungen berücksichtigt und untersucht werden. Aus diesen Randbedingungen wird für die Untersuchung ein Kabel ausgewählt, das die in Tabelle 2.2 dargestellten Größen besitzt. Bei Energieübertragung über lange Distanzen bietet sich ein VPE-Kabel mit einer hohen Übertragungsfähigkeit an.

Größen (Kabel VPE Cu 2000 mm ² , 400 kV)	Einheit	Wert
Leiterquerschnitt (Kupfer, Rundleiter)	mm ²	2000
Leitertglättung	mm	1,0
Dicke der elektrischen Isolierung	mm	28,00
Dicke der elektrischen Abschirmung	mm	0,5
Dicke des Metallmantels	mm	2,0
Dicke des Kunststoffmantels	mm	5,0
Verlegetiefe (Flachverlegung mit Crossbonding; ●●●)	m	1,70
Spezifischer thermischer Widerstand der el. Isolierung	m*K/W	3,50
Spezifischer thermischer Widerstand des Kunststoffmantels	m*K/W	6,00
Spezifischer thermischer Widerstand feuchter Boden	m*K/W	1,00
Spezifischer thermischer Widerstand trockener Boden	m*K/W	2,50
Temperatur des ungestörten Bodens	°C	20,00
Höchstzulässige Leitertemperatur	°C	90,00
Höchstzulässige Manteltemperatur	°C	90,00
Austrocknungstemperatur des Bodens	°C	35,00

Tabelle 2.2: Daten des untersuchten 400-kV-Kabels

Größe	Einheit	Wert
Widerstandsbelag R' (20°C)	Ω/km	0,0129587
Reaktanzbelag X_L' (bei $f = 50$ Hz; ●●●)	Ω/km	0,2067737
Kapazitätsbelag C'	μF/km	0,1860876
Dämpfungskonstante α	1/km	0,0001101
Phasenkonstante β	1/km	0,0034785
Wellenwiderstand Z_w	Ohm	59,5
Thermische Grenzleistung S_{th}	MVA	1300
Natürliche Leistung P_{nat}	MW	2689

Tabelle 2.3: Berechnete Daten des 400-kV-Kabels für die Netzmodellbildung (Mitsystem)

Aus den in Tabelle 2.2 aufgeführten Daten werden die Größen berechnet, die für das Netzmodell und die weiteren Untersuchungen erforderlich sind. Diese Größen sind in Tabelle 2.3 aufgeführt. Für das Nullsystem wird ein Erdschlussstrom von 12 A/km angenommen.

2.1.3 Auswahl einer Kompensationseinrichtung

Die hohen Ladeleistungen von Höchstspannungskabeln können durch geeignete Drosseln kompensiert werden. In den Drosseln entstehen Leiterverluste und Eisenverluste. Diese sind vom Strom abhängig, der wiederum von der Spannung abhängt. Die angelegte Spannung und der Strom sind in einer idealen Spule um 90° verschoben. Bei relativ kleinen Verlusten entsteht ein kleiner Verlustwinkel um den der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung kleiner als 90° ist.

Für die Leistungsflussrechnung wird eine Verlustleistung von 1,5 kW pro Mvar Kompensationsleistung angenommen.

2.2 Auswahl der zu untersuchenden Freileitung und des Netzes

2.2.1 Auswahl der zu untersuchenden Freileitung

Auch für die Freileitungen werden, wie für das Kabel, typische Werte für die entsprechenden Netzmodellgrößen angenommen. Für Freileitungen wird in Deutschland überwiegend das Donaumastbild verwendet. Die Leiterseile werden mittels entsprechender Isolatoren an den Masten befestigt. In der 400-kV-Ebene werden die Leiterseile meist als Viererbündel ausgeführt, wobei die Leiterseile aus mehreren Einzeldrähten aus Aluminium und einer Tragseele aus Stahl aufgebaut sind.

Die in der Arbeit verwendete Freileitungen sind Einfachleitungen mit einem Viererbündel Al/St 240/40. Der Abstand der einzelnen Leiterseile im Bündel beträgt 40 cm. Die elektrischen Größen für die weiter unten betrachtete Freileitung sind in Tabelle 2.4 aufgeführt. Für das Nullsystem wird ein Erdschlussstrom von 0,6 A/km angenommen.

Größe	Einheit	Wert
Widerstandsbelag R' (20°C)	Ω/km	0,03
Reaktanzbelag X_L' (bei $f = 50$ Hz)	Ω/km	0,229
Kapazitätsbelag C'	$\mu\text{F}/\text{km}$	0,0155
Dämpfungskonstante α	1/km	0,00010
Phasenkonstante β	1/km	0,00106
Wellenwiderstand Z_w	Ohm	217
Thermische Grenzleistung S_{th}	MVA	1700
Natürliche Leistung P_{nat}	MW	737

Tabelle 2.4: Größen der 400-kV-Freileitung für die Netzmodellbildung (Mitsystem)

Für die Modellbildung der Übertragungsbetriebsmittel Freileitung und Kabel wird das π -Ersatzschaltbild verwendet. Dieses ist beispielhaft in Bild 2.6 für die Verbindung L_{12} aus Bild 2.7 dargestellt:

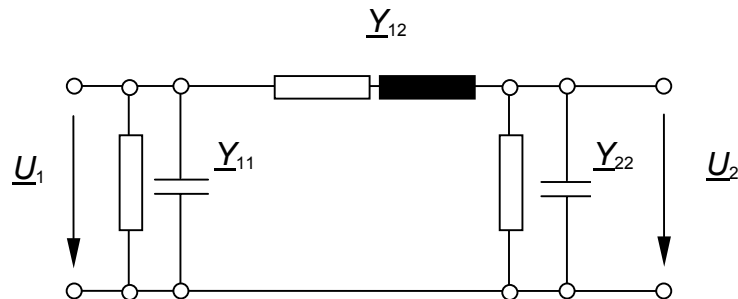


Bild 2.6: π -Ersatzschaltbild eines Übertragungsbetriebsmittels

2.2.2 Auswahl des zu untersuchenden Netzes

Bei der Auswahl des Beispielnetzes ist darauf geachtet worden, dass typische Betriebsmittel und Anlagenparameter der 400-kV-Ebene verwendet werden. Alle Untersuchungen werden anhand dieses Beispielnetzes durchgeführt. Der Aufbau des Netzes ist in Bild 2.7 zu sehen. Er lehnt sich an [73] an.

In den Untersuchungen wird die Strecke von S1 nach S2 mit unterschiedlichen Übertragungsbetriebsmitteln versehen, um so die Auswirkungen auf das Beispielnetz herauszustellen.

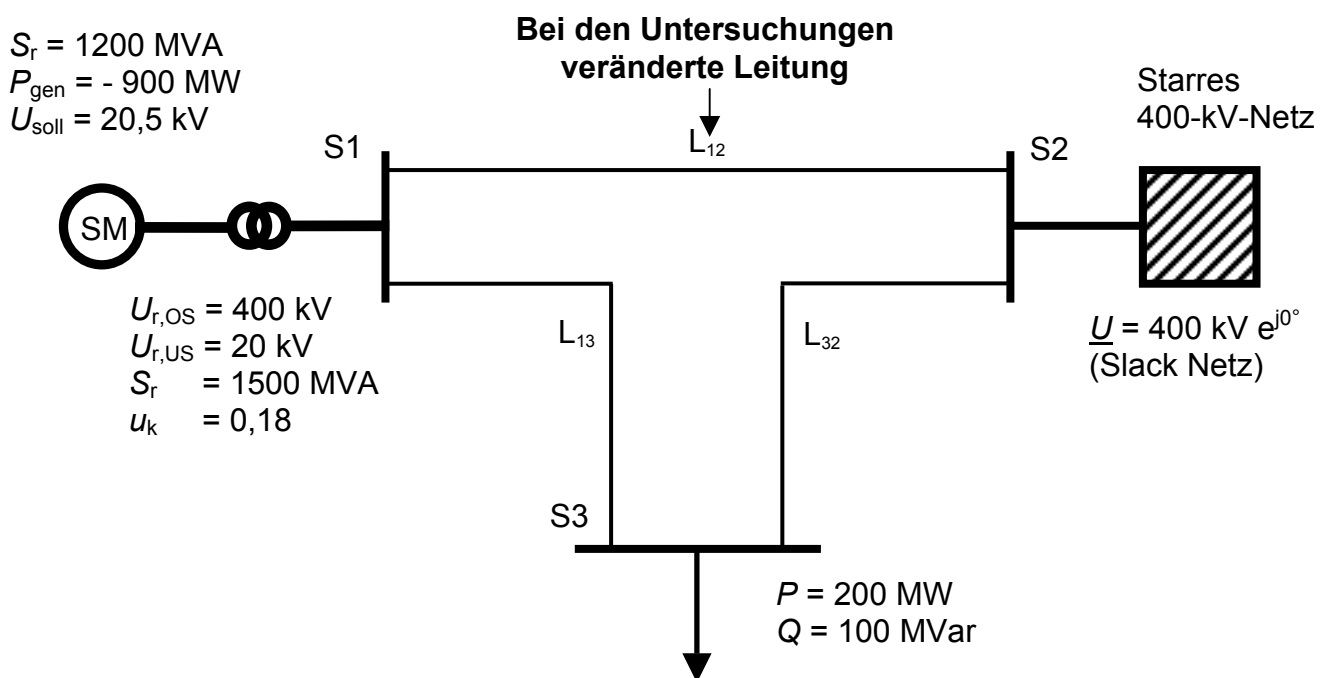


Bild 2.7: Aufbau des vermaschten Beispielnetzes

Das Netzschaltbild in Bild 2.7 wird nach dem Knotenpunktverfahren wie folgt beschrieben:

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdot & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdot & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \cdot \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdot \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

Dieses Gleichungssystem, das durch die Betrachtung der an einem Knoten hängenden Admittanzen und den Admittanzen zwischen zwei Knoten entsteht, kann sehr effektiv mit dem Gauss-Verfahren gelöst werden, wobei meistens Sparse-Techniken zur Speicherung der Admittanzen zur Anwendung kommen.

Um eine Lastflussrechnung und somit auch eine Leistungsflussberechnung durchführen zu können, werden Randbedingungen für das Modell festgelegt und verschiedenen Knotentypen zugeordnet. Hierbei werden die drei in Tabelle 2.5 aufgeführten verschiedenen Arten von Knotentypen zugrunde gelegt:

Knotenart	Vorgegebene Größen	Gesuchte Größen
Slack-Knoten	U, φ_U	P, Q
PQ-Knoten	P, Q	U, φ_U
PU-Knoten	P, U	Q, φ_U

Tabelle 2.5: Knotenarten in der Leistungsflussrechnung [32]

In der Tabelle 2.5 ist φ_U der Phasenverschiebungswinkel zwischen der Knotenspannung und einer Bezugsspannung, z.B. der Spannung am Slack-Knoten. P ist die Wirkleistung, Q die Blindleistung und U die Spannung an dem betreffenden Knotenpunkt.

Um die Knotenleistungen bestimmen zu können, bedarf es der Lösung eines komplexen nichtlinearen Gleichungssystems. Die Lösung wird mit dem Newton-Raphson Verfahren ermittelt, wobei zuvor die Vorgabe von Knotentypen notwendig ist.

Das Höchstspannungsnetz außerhalb der betrachteten Übertragungsbetriebsmittel wird zu einem starren Netz zusammengefasst. Dies erlaubt die Konzentrierung der vermaschten Netze zu einem Punkt und ist immer dann erlaubt, wenn nur die Randbedingungen in der Leistungsflussrechnung von Bedeutung sind. Das starre Netz wird im Netzmodell als Slack-Knoten definiert.

Als einspeisende Maschine wird eine Synchronmaschine verwendet, die eine konstante Wirkleistung von 900 MW in den Transformator und damit in das Hochspannungsnetz einspeist. Die Bemessungsleistung der Synchronmaschine liegt bei 1200 MVA. Ein Spannungsregler an der Synchronmaschine sorgt für eine konstante Einspeisespannung.

Bei dem Transformator hat die Längsimpedanz entscheidenden Einfluss auf das Kurzschlussleistungsniveau im Hochspannungsnetz. Die relative Kurzschlussspannung u_k liegt bei großen Transformatoren mit einer Bemessungsleistung S_r zwischen 1400 und 1800 MVA bei $u_k = 18 - 23 \%$. Als Verlustleistungen werden Leiterverluste in den Wicklungen und Eisenverluste berücksichtigt.

2.3 Übertragungsverhalten des Kabels und der Freileitung

Bei den Übertragungsbetriebsmitteln ist zwischen dem stationären und dem transienten Verhalten eines Betriebsmittels zu unterscheiden. Da in der Arbeit die Reihenschaltung von Kabel und Freileitung und die Kompensation von Höchstspannungskabeln an einem beliebigen Punkt zu untersuchen ist, soll in den folgenden Abschnitten gezeigt werden, dass diese Anordnungen keine technischen Probleme hinsichtlich ihres stationären und transienten Verhaltens darstellen. Die kritischen technischen Aspekte bei diesen Anordnungen sind das Einschalt- und das Blitzstoßspannungsverhalten der Übertragungsbetriebsmittel. Diese werden anschließend untersucht. Da das Kurzschluss- und Erdschlussverhalten keine weiteren Erkenntnisse geliefert haben, wird auf die Darstellung an dieser Stelle verzichtet.

2.3.1 Stationärer Betrieb

Um die Übertragungseigenschaften zu ermitteln, wird zunächst ein stationärer Zustand einer Leitung betrachtet, die nicht in ein vermaschtes Netz eingebunden ist und nur an eine Einspeisung und einen Verbraucher angeschlossen ist. Sie wird im allgemeinen auch als Stichleitung bezeichnet. Als Modell wurde das π -Ersatzschaltbild aus Bild 2.6 verwendet. Wenn die Einspeisung dieser Stichleitung eine Spannung von 400 kV e^{j0° besitzt und der Ausgang zum einen offen gelassen und zum anderen mit 800 MW belastet wird, dann stellen sich die folgenden Werte am Ausgang der offenen und der belasteten Stichleitung ein:

	Einheit	Freileitung	Kabel	Kabel mit Spule in der Mitte des Kabels $Q = 513 \text{ Mvar}$	Freileitung	Kabel mit einer Spule nach 60 km und nach 120 km mit je $Q = 513 \text{ Mvar}$
Länge	km	80	80	80	160	160
U_{Ausgang} im Leerlauf	kV	401,4	416,1	405,0	405,8	415,5
φ	Grad	0	-0,1	0	-0,1	-0,1
Verlustleistung P_v	MW	0,02	0,98	0,13	0,12	0,62
U_{Ausgang} bei $P = 800 \text{ MW}$	kV	394,8	412,6	401,5	388,3	409,2
φ	Grad	-5,3	-4,7	-4,8	-10,9	-7,1
Verlustleistung P_v	MW	9,9	4,9	4,3	20,5	6,5

Tabelle 2.6: Spannungen am Ausgang einer offenen und einer belasteten Stichleitung

Das Kabel wurde einmal ohne und einmal mit Parallelkompensation betrieben. Die Verlustleistung bei einer Entfernung von 80 km ist bei dem Kabel deutlich geringer als bei der Freileitung. Die Netzverlustkosten sind daher für den Betrieb einer Energieübertragung mit Kabel ebenfalls geringer als bei einer Freileitung.

2.3.2 Transiente Vorgänge

Um die transienten Übertragungseigenschaften zu untersuchen, wird ein Einschaltvorgang auf ein Übertragungsbetriebsmittel betrachtet.

Die Freileitung und das Kabel sind charakterisiert durch den Wellenwiderstand Z_w und die Wellenlaufzeit τ . Die Wellenlaufzeit wird normalerweise auf die Länge bezogen, so dass mit der bezogenen Wellenlaufzeit τ' gerechnet wird.

	Einheit	Freileitung	Kabel
Wellenwiderstand Z_w	Ω	217	60
Bezogene Wellenlaufzeit τ'	$\mu\text{s}/\text{km}$	3,333	5,055

Tabelle 2.7: Wellenwiderstand und bezogene Wellenlaufzeit von Kabel und Freileitung

Ersatzschaltung:

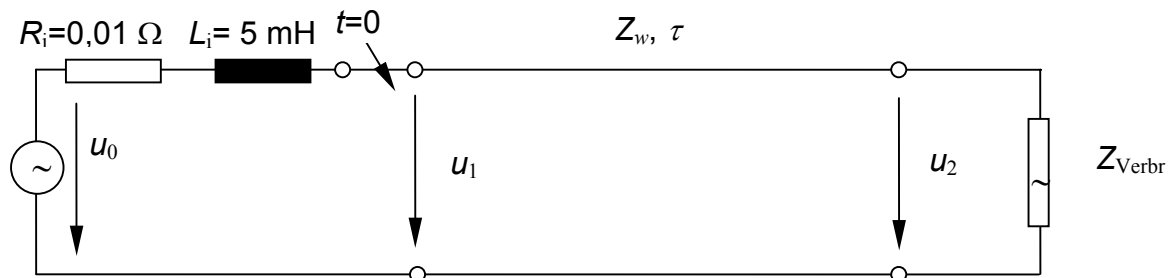


Bild 2.8: Untersuchung von transienten Vorgängen beim Einschalten

U	S_{Verbr}	φ_{Verbr}	P_{Verbr}	Q_{Verbr}	
kV	MVA	Grad	MW	Mvar	
$400/\sqrt{3}$	0		0	0	Leerlauf
$400/\sqrt{3}$	800	-15	773	207	kapazitiv
$400/\sqrt{3}$	800	0	800	0	
$400/\sqrt{3}$	800	15	773	207	induktiv
$400/\sqrt{3}$	800	30	693	400	induktiv

Tabelle 2.8: Größen für die Untersuchung von Wanderwellen

Es sollen 800 MVA bei $u_0 = 400/\sqrt{3}$ kV und verschiedenen Verbraucherphasenwinkeln übertragen werden. Bild 2.8 zeigt die Ersatzschaltung, mit der die Wanderwellen unter-

sucht werden. In der Tabelle 2.8 sind die Werte für die untersuchten Verbraucher angegeben.

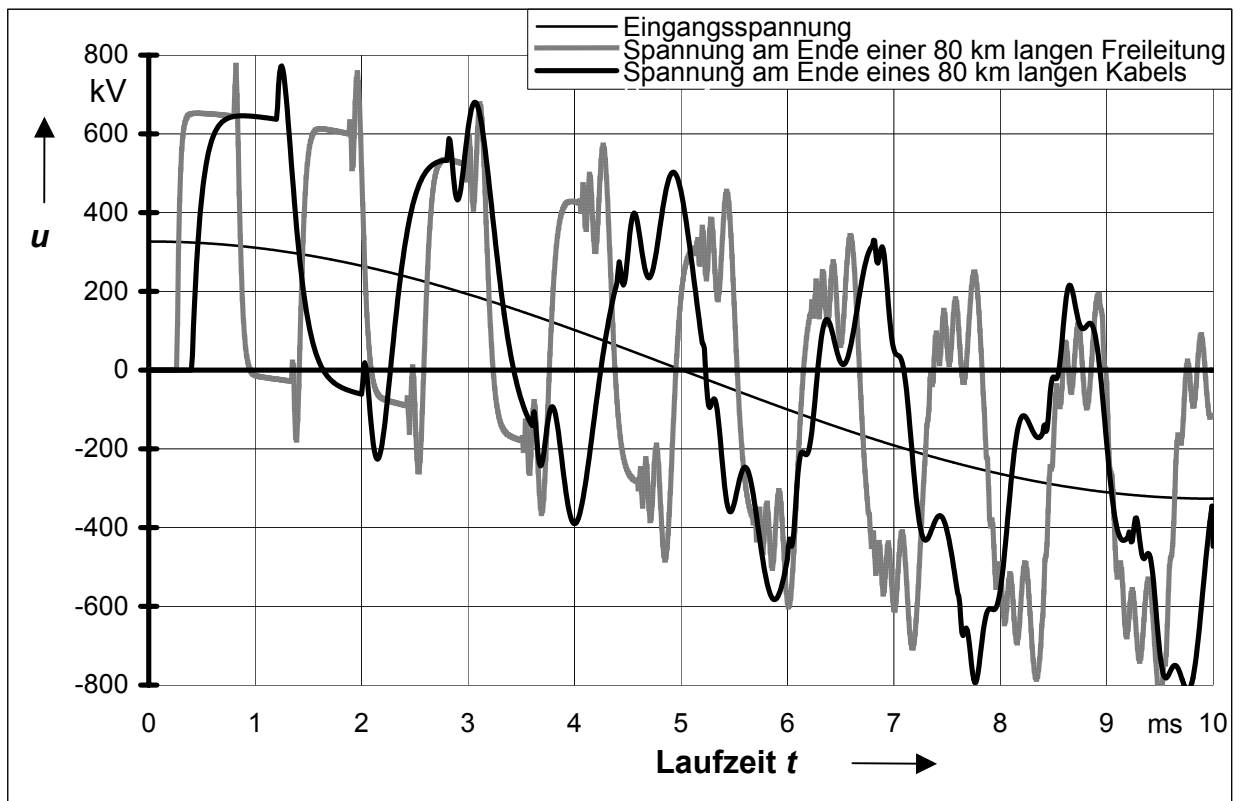


Bild 2.9: Einschaltvorgang bei Leerlauf von Kabel und Freileitung

Bild 2.9 zeigt den Verlauf der Ein- und Ausgangsspannung von einer Freileitung und einem Kabel während der ersten 10 ms. Die Spannungsquelle wurde bei $t = 0$ im Scheitelwert eingeschaltet und das Leitungsende ist offen. Die Spannungen klingen nach einigen Perioden aufgrund der Dämpfung ab und nehmen den sinusförmigen Verlauf der Eingangsspannung an.

Die Verläufe zeigen wie zu erwarten, dass auf den Übertragungssystemen vor- und rücklaufende Wanderwellen entstehen, die je nach Reflexionsfaktor mehr oder weniger stark reflektiert werden. Die Laufzeiten der Energiekabel sind länger als die der Freileitungen. Dies führt zu einem länger andauernden Einschwingen der Spannung.

In den Bildern 2.10 bis 2.13 sind weitere Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Belastungen nach Tabelle 2.8 aufgetragen. Die Überspannungen sind bei dem Kabel höher als bei der Freileitung, sind aber wie erwartet nicht höher als die zulässige maximale Spannung. Diese darf nach IEC 71 bei Schaltspannungen einen Pegel von 1050 kV nicht überschreiten.

In den nachfolgenden Beispielen soll untersucht werden, ob die maximale Spannung auch bei einer Reihenschaltung von Freileitung und Kabel bzw. bei Kabel mit Drosseln nicht überschritten werden (Bilder 2.14 bis 2.18).

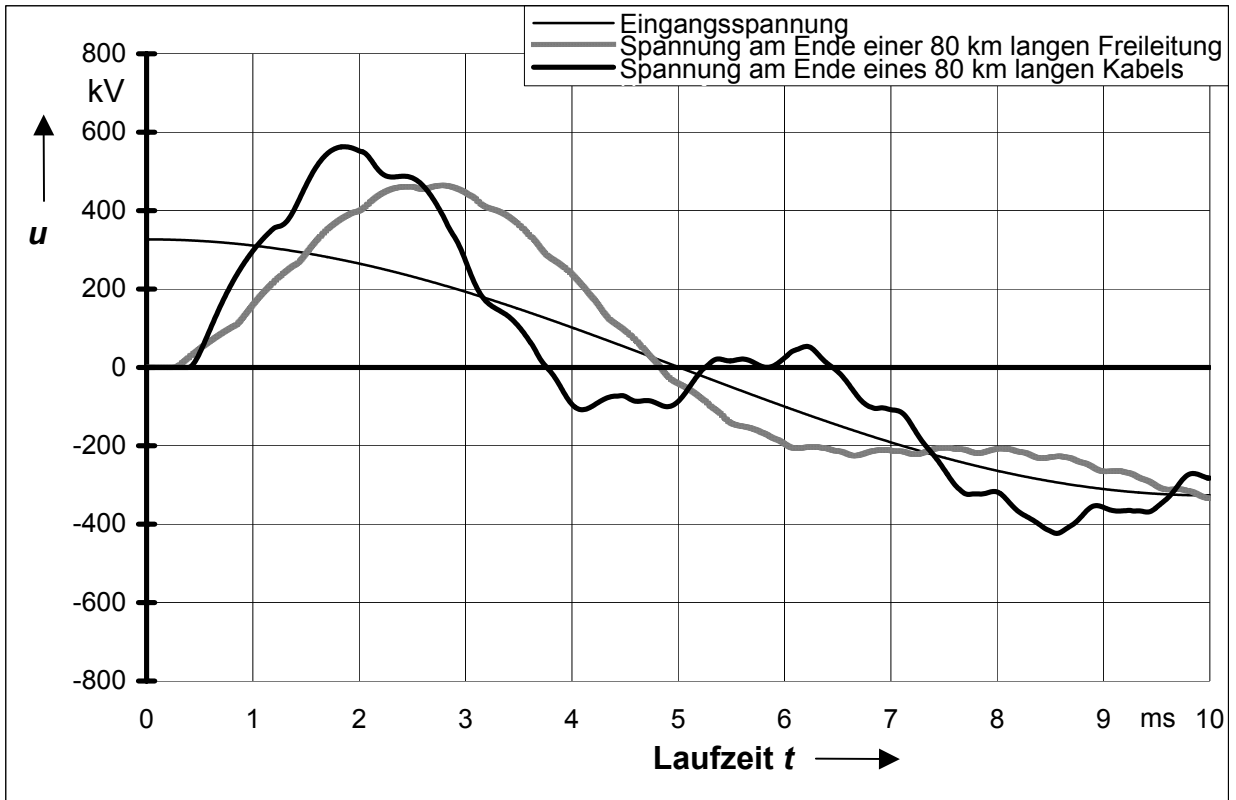


Bild 2.10: Einschaltvorgang eines Kabels mit ohmsch-kapazitiver Last ($\varphi = -15^\circ$)

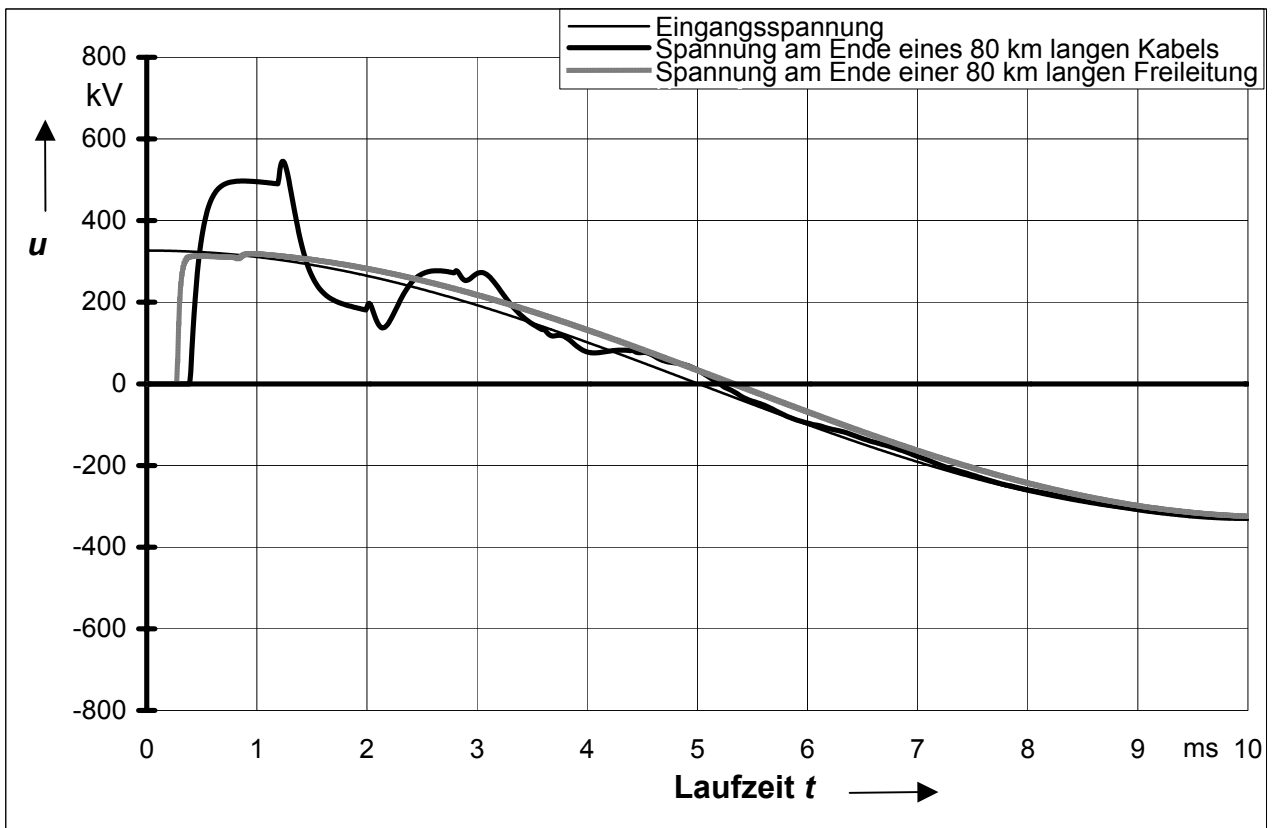


Bild 2.11: Einschaltvorgang eines Kabels mit ohmscher Last ($\varphi = 0^\circ$)

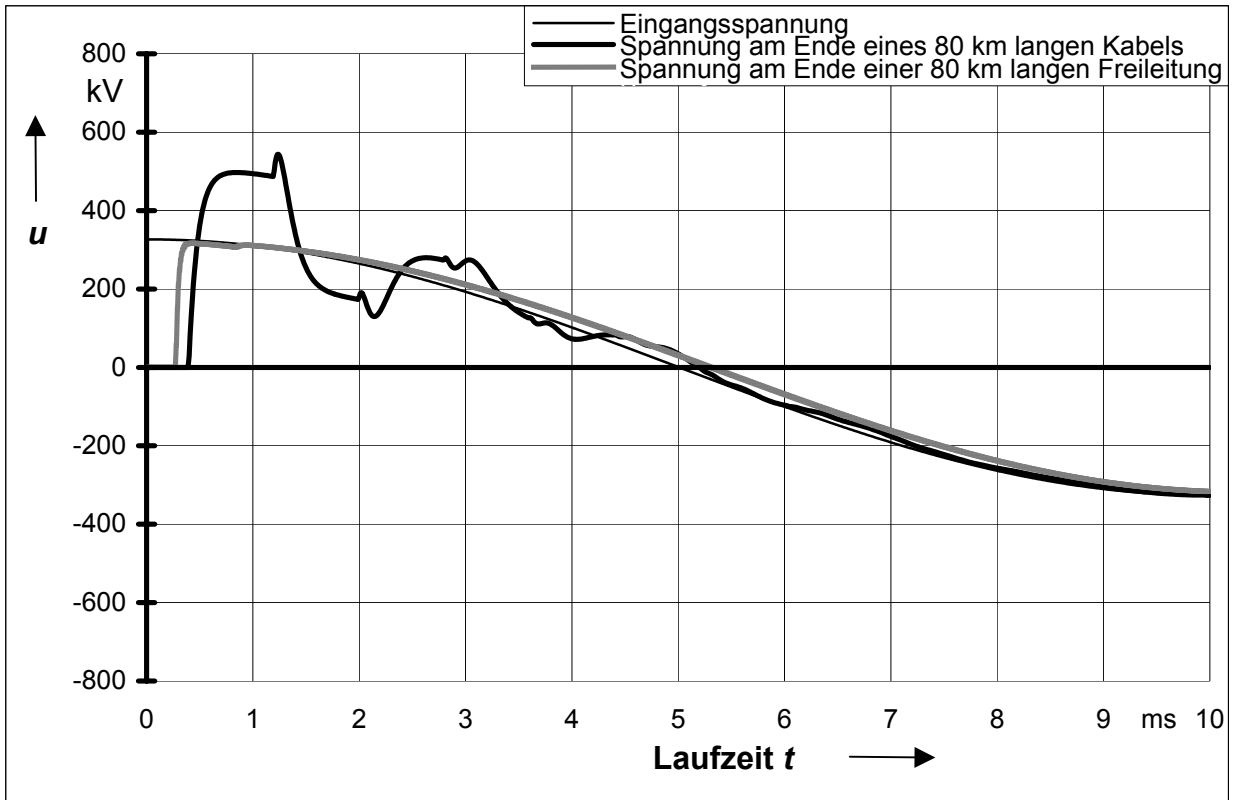


Bild 2.12: Einschaltvorgang eines Kabels mit ohmsch-induktiver Last ($\varphi = 15^\circ$)

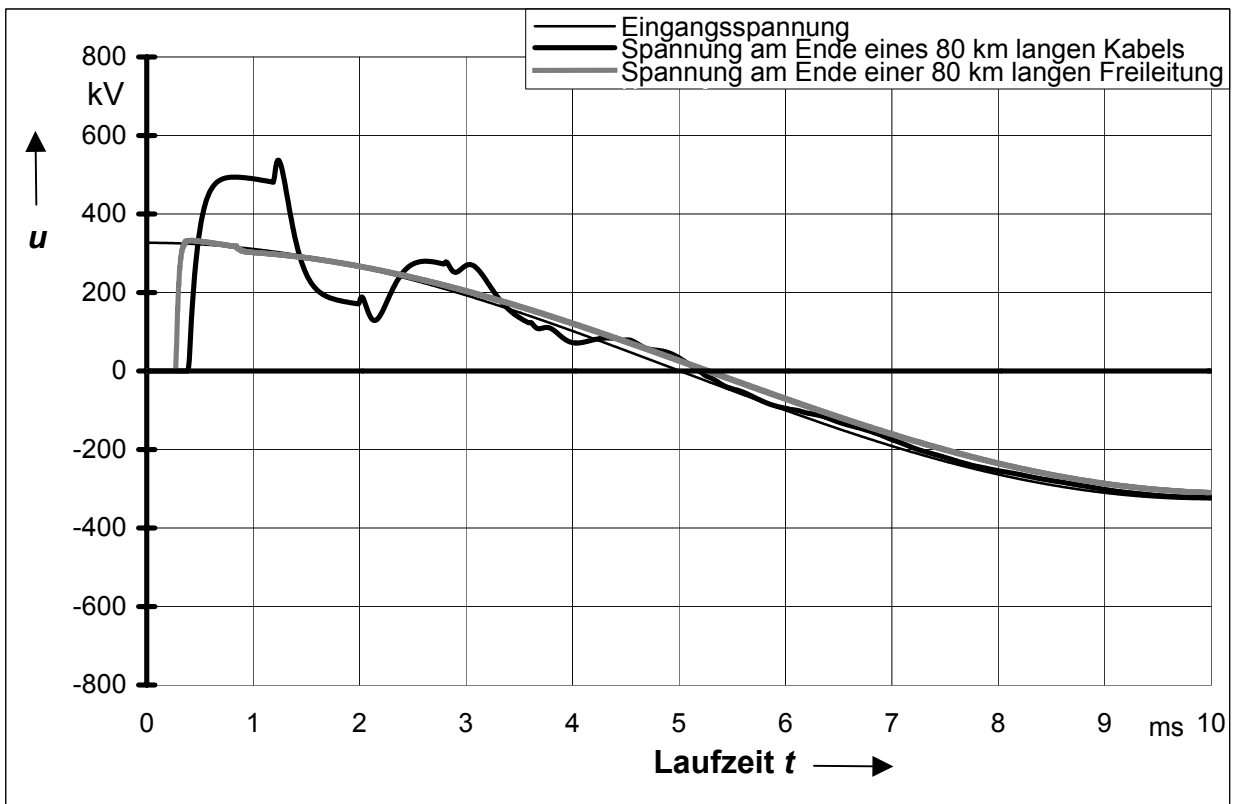


Bild 2.13: Einschaltvorgang eines Kabels mit ohmsch-induktiver Last ($\varphi = 30^\circ$)

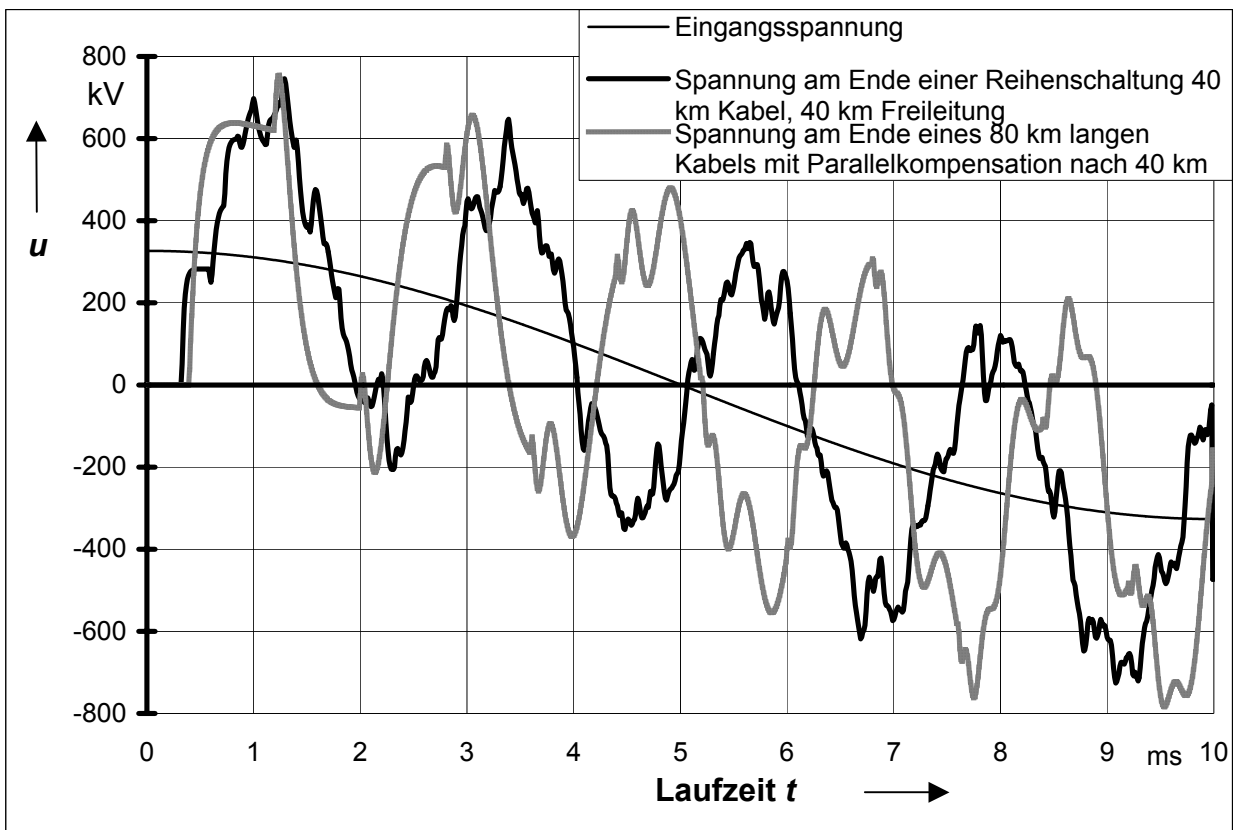


Bild 2.14: Einschaltvorgänge von Übertragungsbetriebsmitteln bei Leerlauf

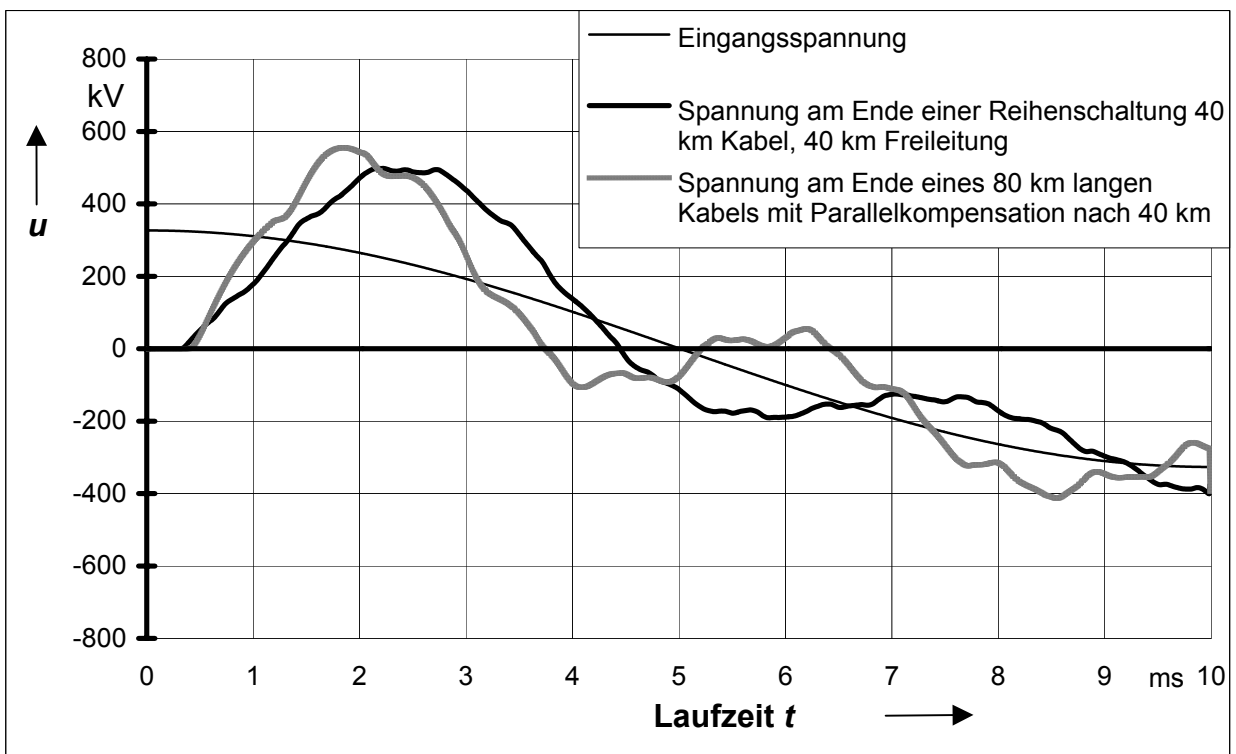


Bild 2.15: Einschaltvorgänge von Übertragungsbetriebsmitteln mit ohmsch-kapazitiver Last ($\varphi = -15^\circ$)

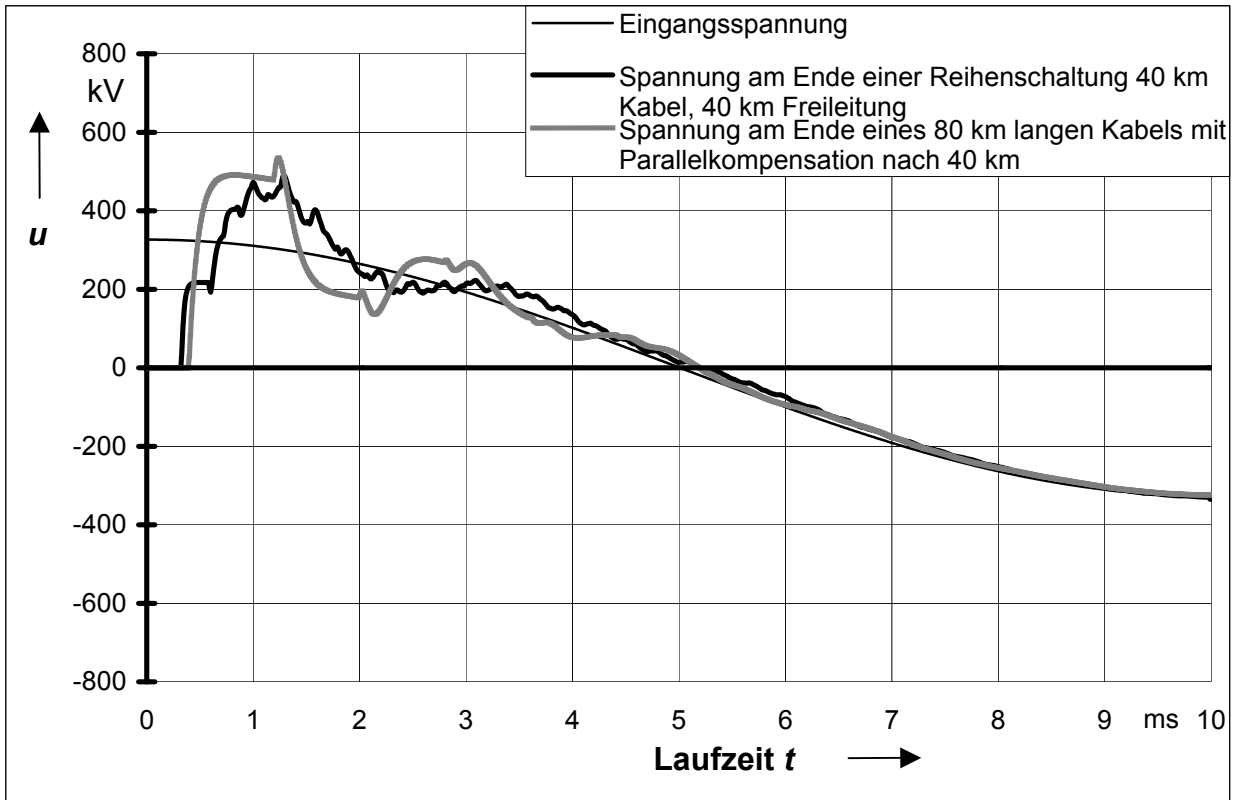


Bild 2.16: Einschaltvorgänge von Übertragungsbetriebsmitteln mit ohmscher Last

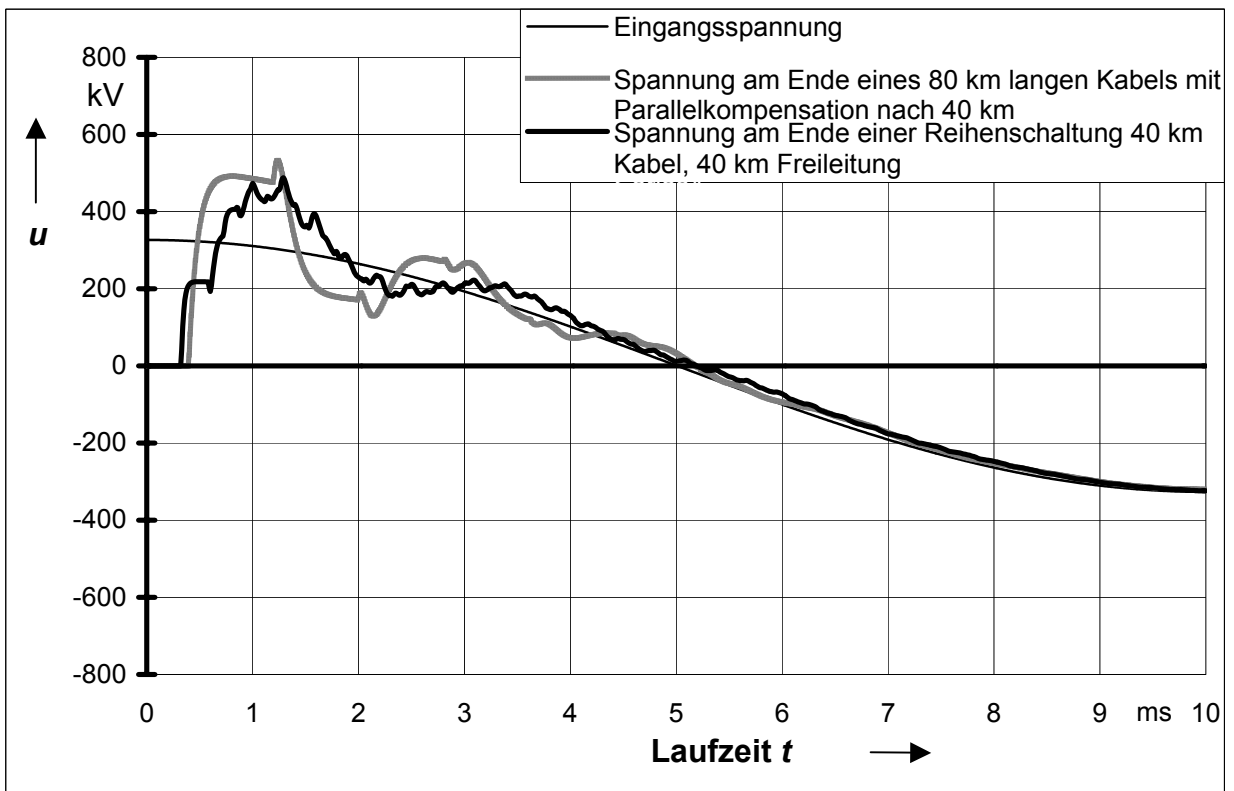


Bild 2.17: Einschaltvorgänge von Übertragungsbetriebsmitteln mit ohmsch-induktiver Last ($\varphi = 15^\circ$)

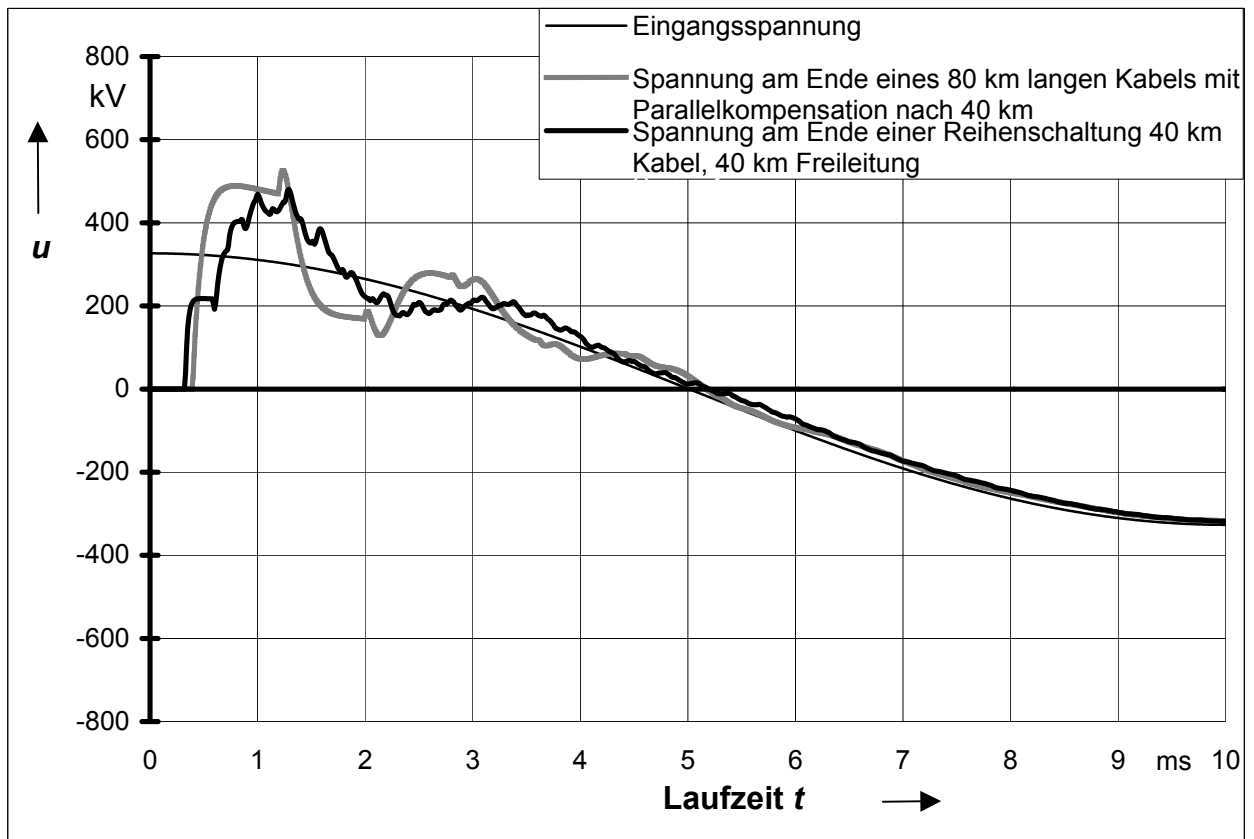


Bild 2.18: Einschaltvorgänge von Übertragungsbetriebsmitteln mit ohmsch-induktiver Last ($\varphi = 30^\circ$)

Wie auch bei Kabel und Freileitung dauern die Einschwingvorgänge bei leerlaufenden Übertragungsbetriebsmitteln am längsten an (Bild 2.14). Zum Überschreiten von kritischen Spannungen in den Kabeln oder in der Freileitung kommt es nicht. Dies bedeutet, dass die technischen Randbedingungen beim Einschalten eines Übertragungsbetriebsmittels eingehalten werden.

Da bei Untersuchungen über Kurzschluss- und Erdschlussverhalten ähnliche Ergebnisse erzielt worden sind, wird auf die Darstellung der Untersuchungsergebnisse an dieser Stelle verzichtet. Die Komponenten müssen wie auch bei derzeitigen Ausführungen entsprechend ausgelegt bzw. geschützt werden.

2.4 Versorgungszuverlässigkeit

Die Kenngrößen zur Messung der Versorgungszuverlässigkeit basieren auf probabilistischen Werten für stochastische Ausfälle und geplante Abschaltungen für Wartungen bzw. Instandhaltungen. Für das Ausfallverhalten werden oft die allgemein verwendeten Größen MTBF (Mean Time Between Failure) und MTTR (Mean Time To Repair) benutzt, die die mittlere Dauer ohne Ausfall bzw. die mittlere Dauer von Ausfällen angeben.

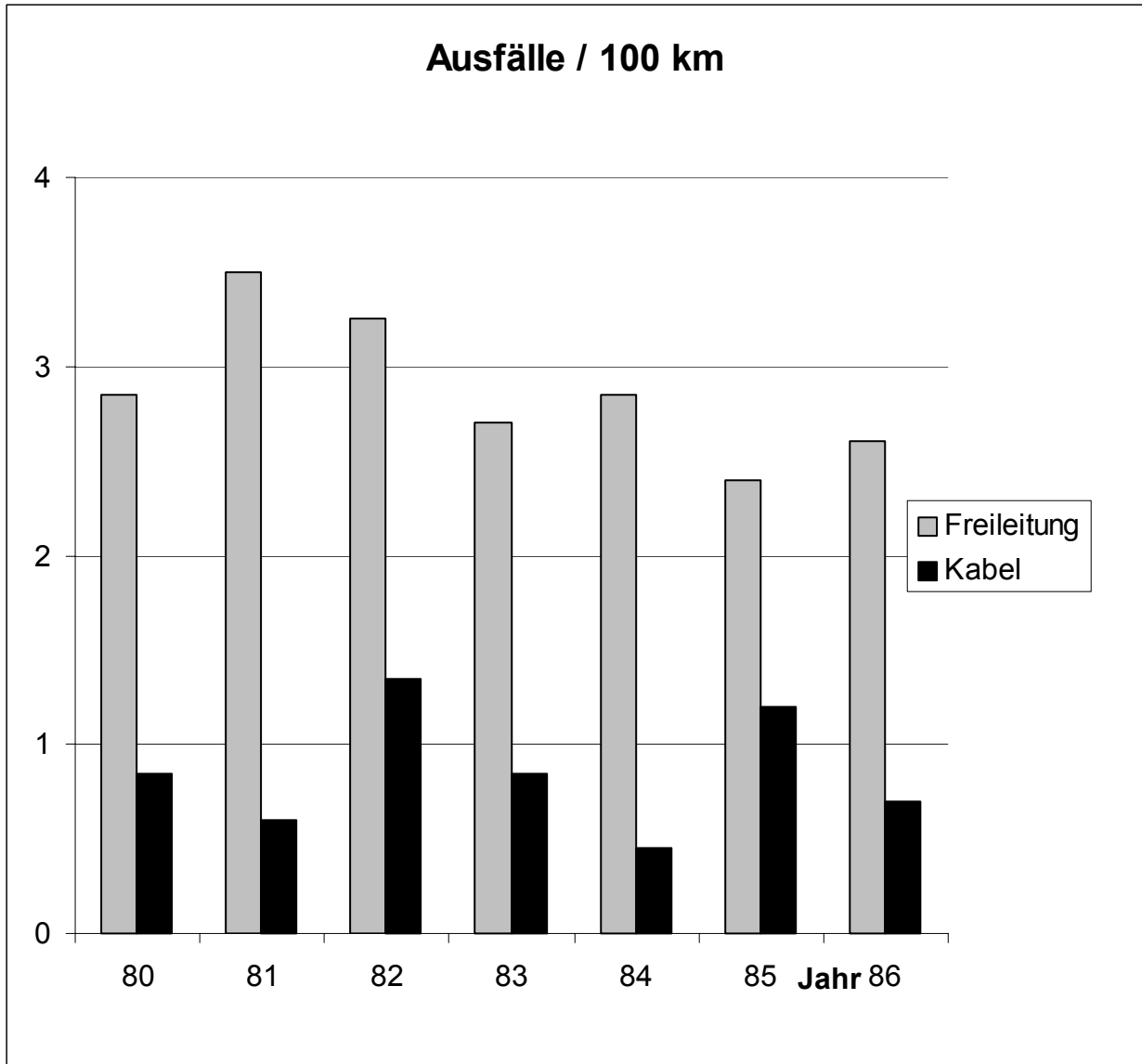


Bild 2.19: Auswertung der Ausfallraten von 110-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabel aus der VDEW-Schadens- und Störungsstatistik (westdeutsches Netz)

Hinsichtlich der Ausfallraten von 400-kV-Kabel kann bisher noch keine zuverlässige Aussage getroffen werden. Die Datenbasis ist für solche Untersuchungen noch zu klein und es gibt insbesondere nur wenige 400-kV-Kabel größerer Länge und höheren Alters. Bild 2.19 zeigt die Ausfallraten auf der 110-kV-Ebene. Zuverlässige Analogien auf die 400-kV-Ebene können aber hierdurch nicht unmittelbar gezogen werden.

Bei Freileitungen kommt es vor, dass die beiden auf einem Mast geführten Stromkreise gleichzeitig ausfallen (Doppelleitungsausfälle), da bei einer zu hohen mechanischen Belastung des Mastes die Tragfähigkeit meistens für beide Systeme nicht mehr gegeben ist. Bei einem Kabel fällt bei einer mechanischen Belastung nur das jeweilige Kabel aus. Eventuell vorhandene Nachbarkabel werden hierdurch nicht beeinflusst. Die mittlere Dauer der Ausfälle bei Freileitungen ist kürzer als bei Kabeln. Bei Freileitungen sind die wartungsbedingten Abschaltungen zwingend notwendig. Dies ist bei Kabeln nicht notwendig [60].

2.5 Platzbedarf

Eine platzsparende Ausführung von Einspeisungsanlagen kann durch eine Verlegung von 400-kV-Kabeln hin zu den Lastschwerpunkten ermöglicht werden. Dies würde zu einer höheren Versorgungssicherheit und zu einer verlustärmeren Verteilung der Energie führen. Bild 2.20 zeigt den unterschiedlichen Platzbedarf für eine Freileitung und ein Kabel.

Aus ökologischen Gesichtspunkten wird in Zukunft der Bedarf an einer geschlossenen Form der Betriebsmittel (Kabel) in der 400-kV-Ebene immer größer werden. Der Lösungsfreiraum an offenen Anlagen wird aufgrund der Verschiebung zu den Lastschwerpunkten immer enger, da gerade in der Nähe der Lastschwerpunkte wenig Platz vorhanden ist.

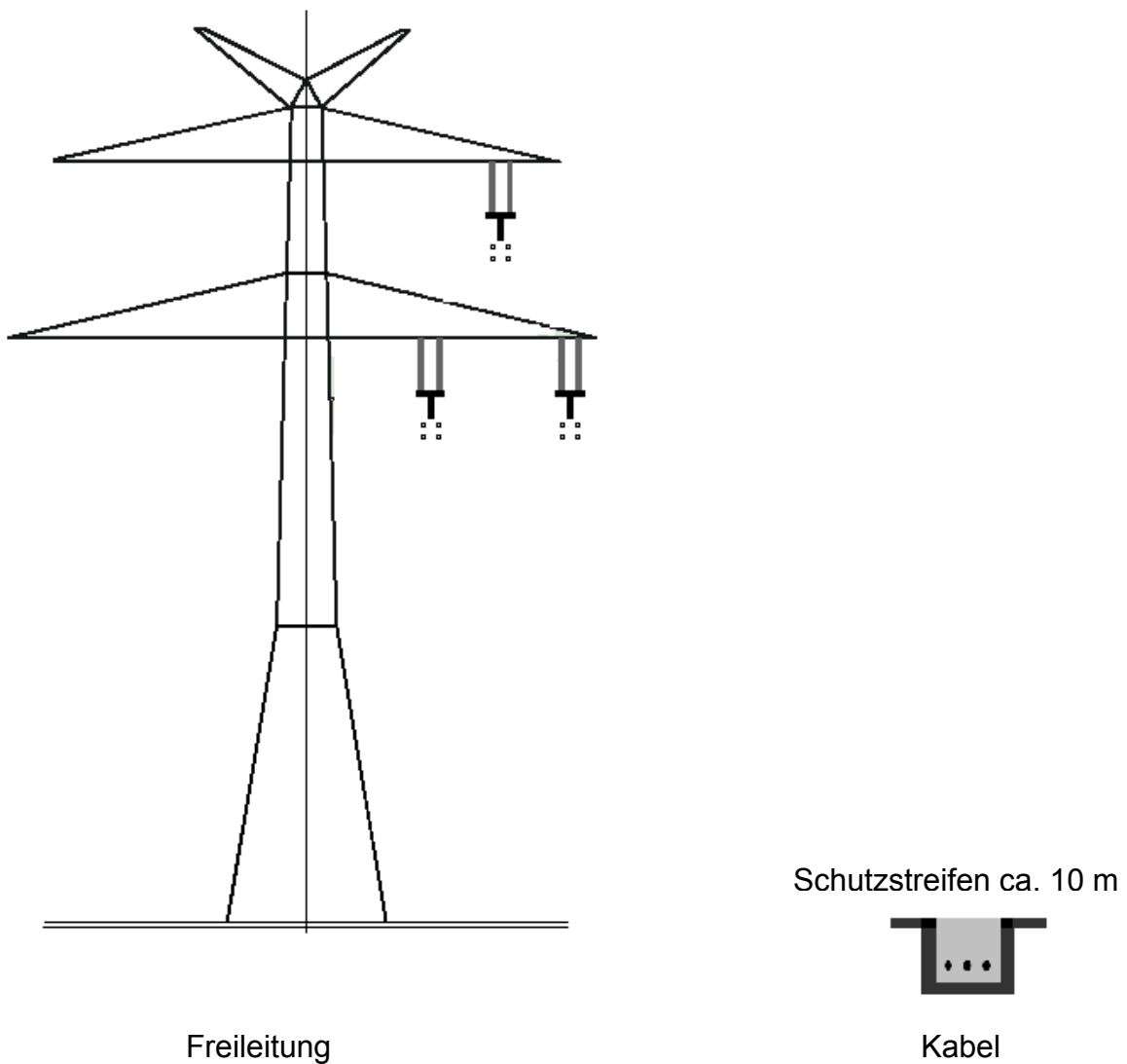


Bild 2.20: Platzbedarf von 400-kV-Kabeln und Freileitungen (Einfachsystem)

2.6 Lebensdauer von 400-kV-Kabeln

Bei Freileitungen und Kabel verschlechtern sich die mechanischen, insbesondere aber auch die elektrischen Eigenschaften der Isolierstoffe im Laufe der Betriebsdauer. Bei Freileitungen werden aufgrund der mechanischen Konstruktion regelmäßige Wartungen der Leitungen und Masten durchgeführt.

Die Lebensdauerkennlinie eines Kabels kann im Labor durch die Messung der Mittelwerte der Feldstärke an der Leiteroberfläche kurz vor dem Durchschlag und der Beanspruchungsdauer bis zum Durchschlag bestimmt werden. Aufgrund des unterschiedlichen Aufbaus der Kabel und der unterschiedlichen Materialien ergeben sich jeweils andere Lebensdauerkennlinien, die in der Literatur beschrieben sind [11]. Für die Untersuchung in dieser Arbeit wird für Kabel und Freileitungen jeweils die gleiche Lebensdauer von etwa 40 Jahren angenommen.

Um die Lebensdauer mathematisch beschreiben zu können, wird oft eine Weibullverteilung angegeben. Diese Verteilung basiert auf einer statistischen Aussage und deren Parameter müssen daher mit realen Daten belegt werden. Dies ist, wie auch bei der Versorgungszuverlässigkeit schwierig, da nur sehr wenige 400-kV-Kabel größerer Länge über einen längeren Zeitraum in Betrieb gewesen sind.

2.7 Auswirkungen von Blitzeinschlägen

Eine der häufigsten Ursachen für Spannungsschwankungen oder Ausfälle im Hochspannungsnetz sind Einschläge von Blitzen. Diese bewirken eine Stoßspannung im Netz, die ihrerseits wiederum eine Wanderwelle hervorruft.

Blitzstoßspannungen unterscheiden sich unter anderem in der Zeit, die bis zum Erreichen des ersten Scheitels vergeht. Typischerweise erreichen sie diesen innerhalb der ersten 30 μs [21].

Im Allgemeinen wird für die Nachbildung eines Blitzstoßes eine Stirnzeit von $T_S = 1,2 \mu\text{s}$ ($\pm 30\%$) und eine Rückenhalbwertzeit von $T_R = 50 \mu\text{s}$ ($\pm 20\%$) angenommen. Diese wird auch für die Modellbildung angewandt, indem diese Stoßspannung jeweils an die Übertragungsbetriebsmittel angelegt wird. Entscheidend für die Auswirkungen ist der Scheitelwert der Blitzstoßspannung. Für die Modelluntersuchung wird angenommen, dass der Stromscheitelwert des Blitzes $\hat{i}_B = 10 \text{ kA}$ beträgt. Dieser Blitz trifft auf die Wellenwiderstände der Übertragungsbetriebsmittel und ruft dort eine Überspannung \hat{u}_B hervor, die sich ergibt zu:

$$\hat{u}_B = \frac{1}{2} Z_w \hat{i}_B. \quad (2.2)$$

Hierdurch ergibt sich bei direktem Einschlag ins Phasenseil für die Freileitung ein Blitzstoßscheitelwert von 1085 kV ($0,5 * 217 \text{ Ohm} * 10 \text{ kA}$), unter Verwendung der in Tabelle 2.7 beschriebenen Wellenwiderstände.

Schlägt der Blitz in der Mitte eines Höchstspannungskabels an der Drossel ein, ergeben sich 300 kV ($0,5 * 60 \text{ Ohm} * 10 \text{ kA}$). Schlägt der Blitz direkt am Endverschluss ein, würde unter Berücksichtigung aller anderen Wellenwiderstände die volle Spannungswelle in das Höchstspannungskabel einlaufen.

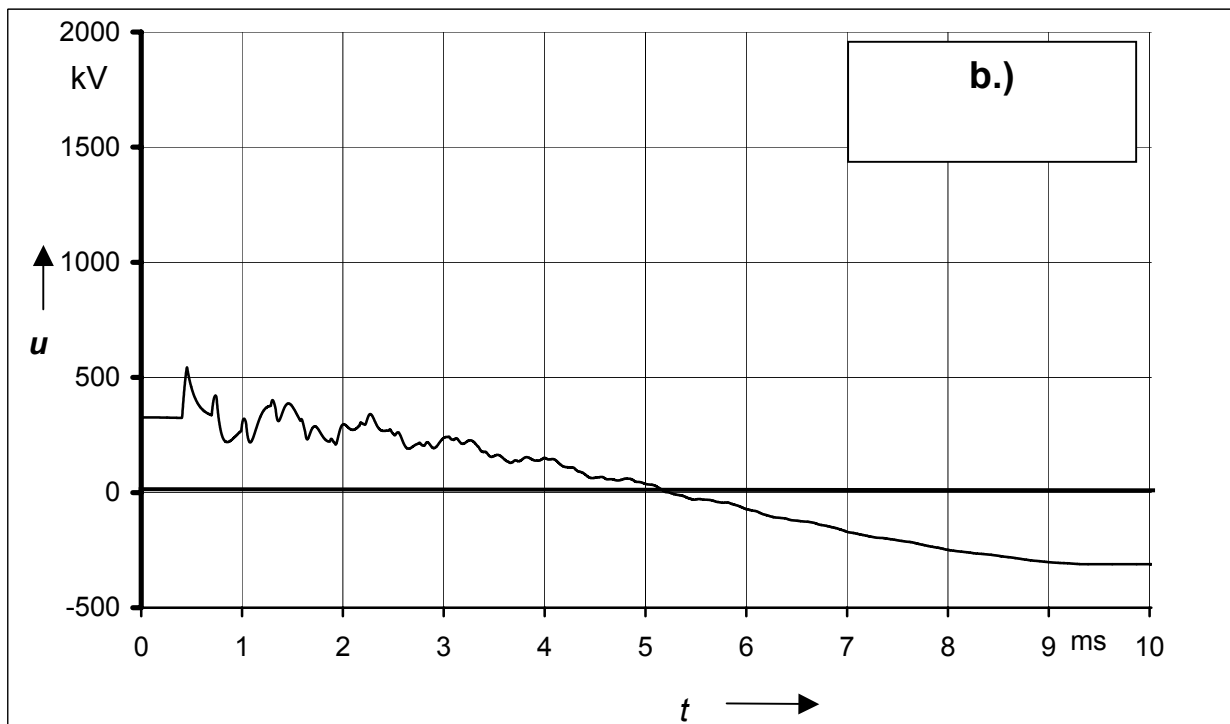
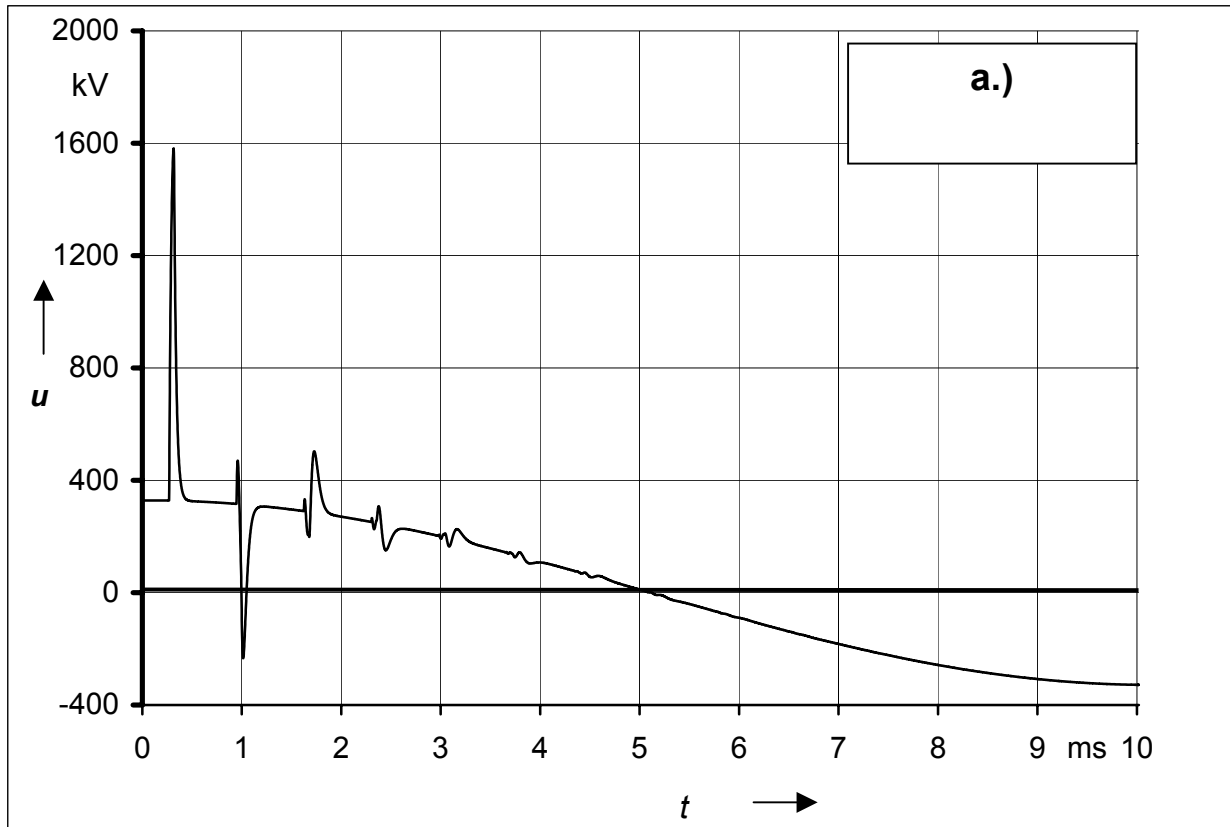


Bild 2.21: Verläufe der Spannungen am Ende der Übertragungsbetriebsmittel bei einem Blitzschlag am Anfang der Strecke auf dem Scheitelpunkt der Eingangsspannung (offenes Ende)

- a.) Verlauf am Ende der 80 km langen Freileitung am leerlaufenden Ende
- b.) Verlauf am Ende eines 80 km langen Kabels mit einer Drossel nach 40 km bei Einschlag in den Endverschluss am Anfang des Kabels

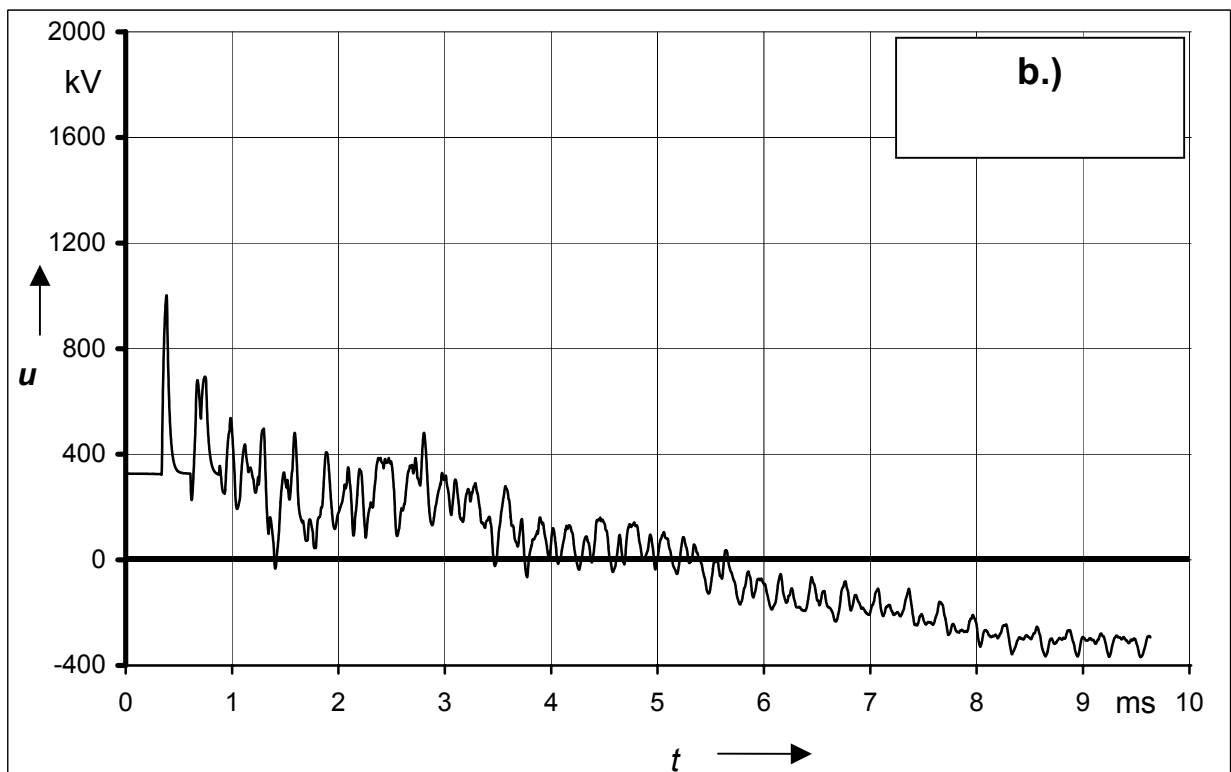
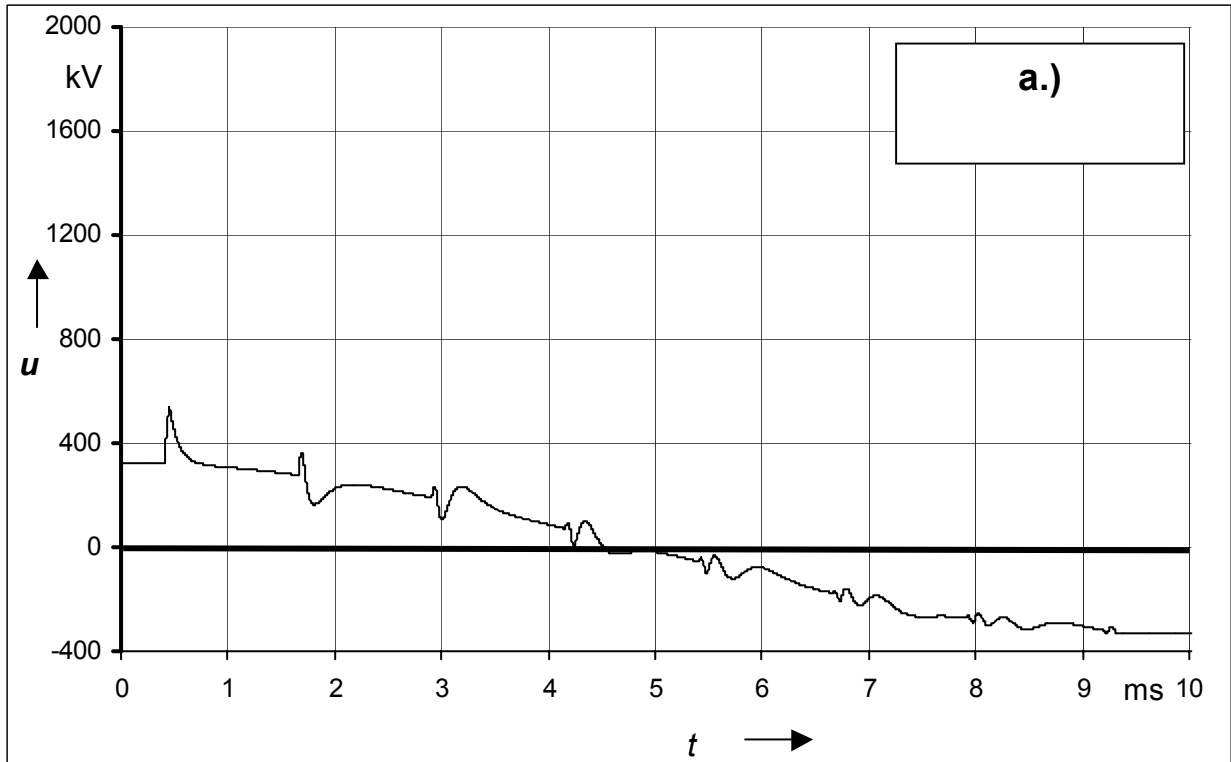


Bild 2.22: Verläufe der Spannungen am Ende der Übertragungsbetriebsmittel bei einem Blitzeinschlag am Anfang der Strecke auf dem Scheitelpunkt der Eingangsspannung (offenes Ende)

- a.) Verlauf am Ende des 80 km langen Kabels
- b.) Verlauf am Ende einer Reihenschaltung 40 km Kabel und 40 km Freileitung

Schlimmstenfalls schlägt ein Blitz genau zu dem Zeitpunkt ein, an dem der lokale Momentanwert der Spannung bei gleicher Polarität den Scheitelwert besitzt. Dieser Fall wird für die Modellbildung angenommen, um die höchst möglichen Spannungsspitzen zu untersuchen.

Die Bilder 2.21 und 2.22 zeigen die Verläufe der Spannungen am Ende der Übertragungsbetriebsmittel. Zum Zeitpunkt $t = 0 \mu\text{s}$ schlägt ein Blitzstoß 1,2 / 50 ms mit den oben genannten Scheitelwerten direkt in ein Phasenseil am Anfang der Übertragungsstrecke ein. Die Verläufe zeigen jeweils die Spannungen am Ende der Übertragungsstrecken.

Die zuvor vorgestellten Untersuchungen basierten auf der Annahme, dass der Blitz direkt ins Phasenseil einschlägt. Der maximale Blitzstoßstrom darf nach den Untersuchungen an der Reihenschaltung Kabel-Freileitung bei direktem Einschlag in das Phasenseil nur rund $\hat{i}_B = 20 \text{ kA}$ betragen. Deshalb sind Schutzmassnahmen durch Erdseile auf den Freileitungen zu treffen, um den direkten Einschlag zu verhindern.

Einen weiteren Schutz bieten funkenstreckenlose Ableiter aus ZnO-Elementen oder normale Ventilableiter aus SiC an den Kopfstationen [4, 5].

3 Untersuchung der Übertragungsverluste

3.1 Verluste des 400-kV-VPE-Kabels

Da sich die Verluste eines Kabels in stromabhängige und stromunabhängige Verluste unterteilen lassen, werden die folgenden Betrachtungen nach diesen Verlustarten aufgeteilt.

3.1.1 Stromabhängige Übertragungsverluste

Zu den stromabhängigen Übertragungsverlusten gehören die Leiterverluste, die Mantel- oder Schirmverluste aufgrund von Wirbelströmen und evtl. Längsströmen sowie Verluste durch Wirbelstrom, Längsstrom und Magnetisierung in den Bewehrungen und in metallenen Rohren.

3.1.1.1 Leiterverluste

Zunächst werden die Leiterverluste betrachtet. Hierzu ist die Kenntnis des Gleichstrom-Widerstandsbelages R'_G und der Zusatzwiderstände notwendig. Der Gleichstromwiderstandsbelag hängt von dem Leiterquerschnitt, der elektrischen Leitfähigkeit und von der Leitertemperatur ab. Die Verluste eines Kabels sind daher unter gleichen Randbedingungen bei niedrigeren Temperaturen (z.B. im Winter) geringer als bei hohen.

Zusätzliche Wechselstromverluste entstehen durch inhomogene Stromdichteverteilungen aufgrund der Verdrängung des Stromes zur Leiteroberfläche (Skin-Effekt) und durch gegenseitige Beeinflussung der Leiter (Proximity-Effekt).

Es gilt folgender Zusammenhang:

$$R' = R'_G (1 + Y_s + Y_p). \quad (3.1)$$

In der Gleichung (4.1) bedeuten die Formelzeichen:

R'	Wechselstrom-Widerstandsbelag je Längenelement,
R'_G	Gleichstrom-Widerstandsbelag je Längenelement,
Y_s	Skineffektfaktor und
Y_p	Proximityeffektfaktor.

Die Leiterverluste bestimmen sich zu:

$$P'_v = 3 R'_G I^2 (1 + Y_s + Y_p). \quad (3.2)$$

In dieser Gleichung bedeuten:

P_v' Leiterverlustleistung und
 I Strom.

3.1.1.2 Skineffektverluste

Durch das magnetische Eigenfeld werden in dem Leiter Wirbelströme induziert. Diese Wirbelströme verursachen eine Verdrängung des Stromes zur Oberfläche des Leiters. Die Stromdichte ist durch diesen Effekt im Mittelpunkt des Leiters niedriger als am Rand des Leiters.

Der effektive Leiterquerschnitt für den Transport des Stromes nimmt durch diesen Effekt ab und die Leiterverluste nehmen nach Gleichung 3.2 um den Faktor Y_s zu. Dieser Faktor ist in Bild 3.1 dargestellt.

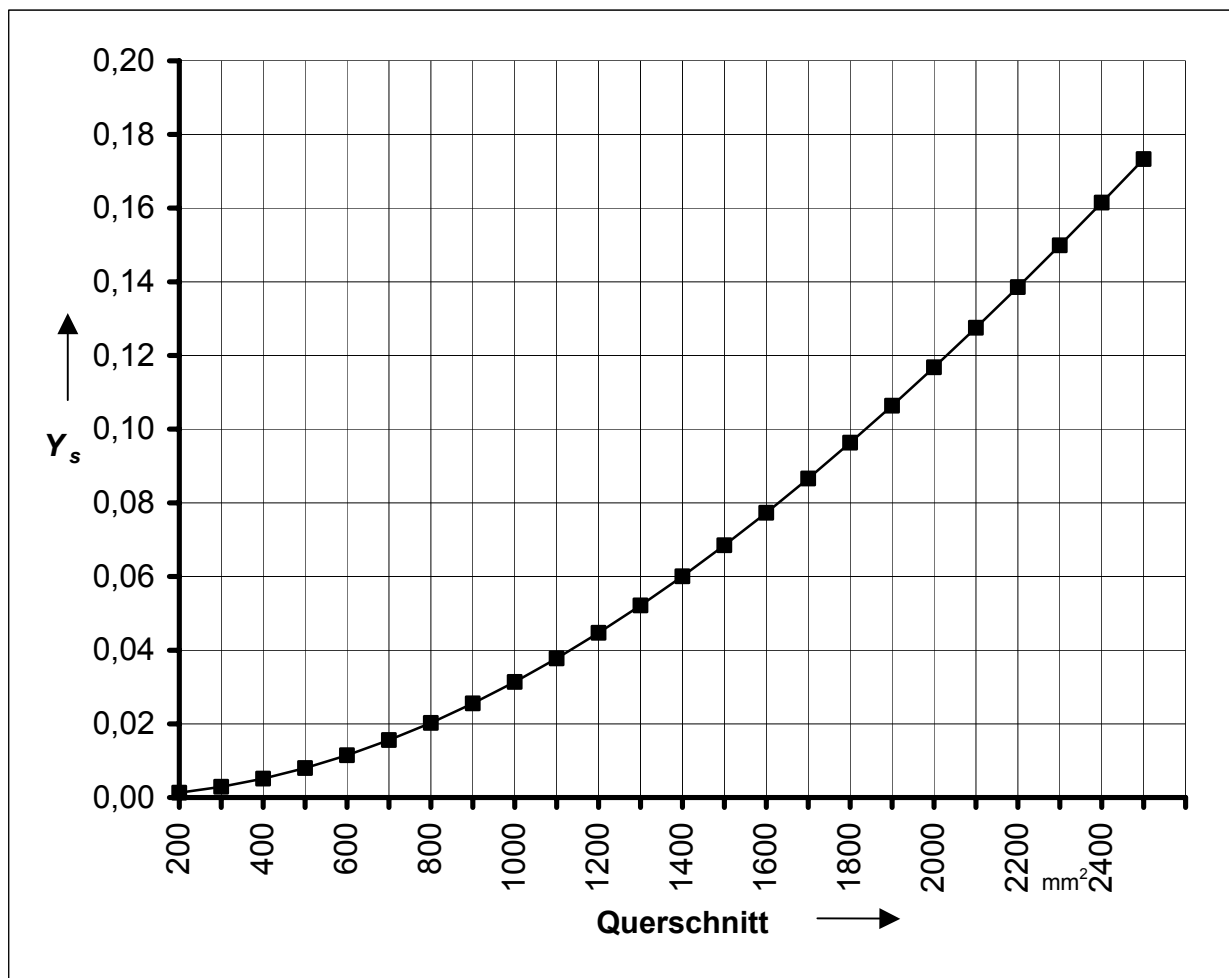


Bild 3.1: Widerstandserhöhung infolge des Skineffektfaktors

Die Berechnungsvorschriften wurden in einem international anerkannten Standardwerk veröffentlicht, der IEC Publication 287 [69]. Hiernach berechnet sich Y_s zu

$$Y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} \quad (3.3)$$

mit

$$x_s^2 = \frac{\omega \mu_0}{\pi R_G'} k_s . \quad (3.4)$$

In Gleichung 3.4 sind

ω Kreisfrequenz,
 μ_0 Permeabilitätskonstante,

und $k_s = 0,435$ für runde Segmentleiter, die in der Arbeit verwendet wurden. Die Berechnungsvorschriften gelten für einen Leiterquerschnitt bis zu 1500 mm^2 . In der Arbeit wird ein Querschnitt von 2000 mm^2 verwendet. Die Abweichungen zur Berechnungsformel bei diesem Querschnitt sind bereits untersucht worden [70] mit dem Ergebnis, dass sie von geringer Größenordnung sind und für die vorliegenden Betrachtungen vernachlässigbar sind.

3.1.1.3 Proximityeffektverluste

Wie beim Skineneffektfaktor bereits erwähnt, kommt es zu Stromverdrängungseffekten, wenn magnetische Eigenfelder Ströme im Leiter induzieren. Geschieht dies durch benachbarte Leiter, so wird dieser Effekt Proximityeffekt genannt. Die Höhe dieses Effektes ist unter anderem vom Abstand und von der Anordnung der Leiter abhängig. Verlaufen mehrere Kabel im gleichen Graben oder kreuzen sich Kabel in einem Graben, so kann es zu zusätzlichen Verdrängungseffekten kommen.

Der Proximityeffektfaktor wird nach der IEC 287 durch die Gleichung

$$Y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 x_p^4} \cdot \frac{d_c^2}{s^2} \left[0,312 \frac{d_c^2}{s^2} + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 x_p^4} + 0,27} \right] \quad (3.5)$$

mit

$$x_p^2 = \frac{\omega \mu_0}{\pi R_G'} k_p \quad (3.6)$$

und

$k_p = 0,37$ für runde Segmentleiter bestimmt. d_c ist hierbei der Leiterdurchmesser und s der Achsabstand.

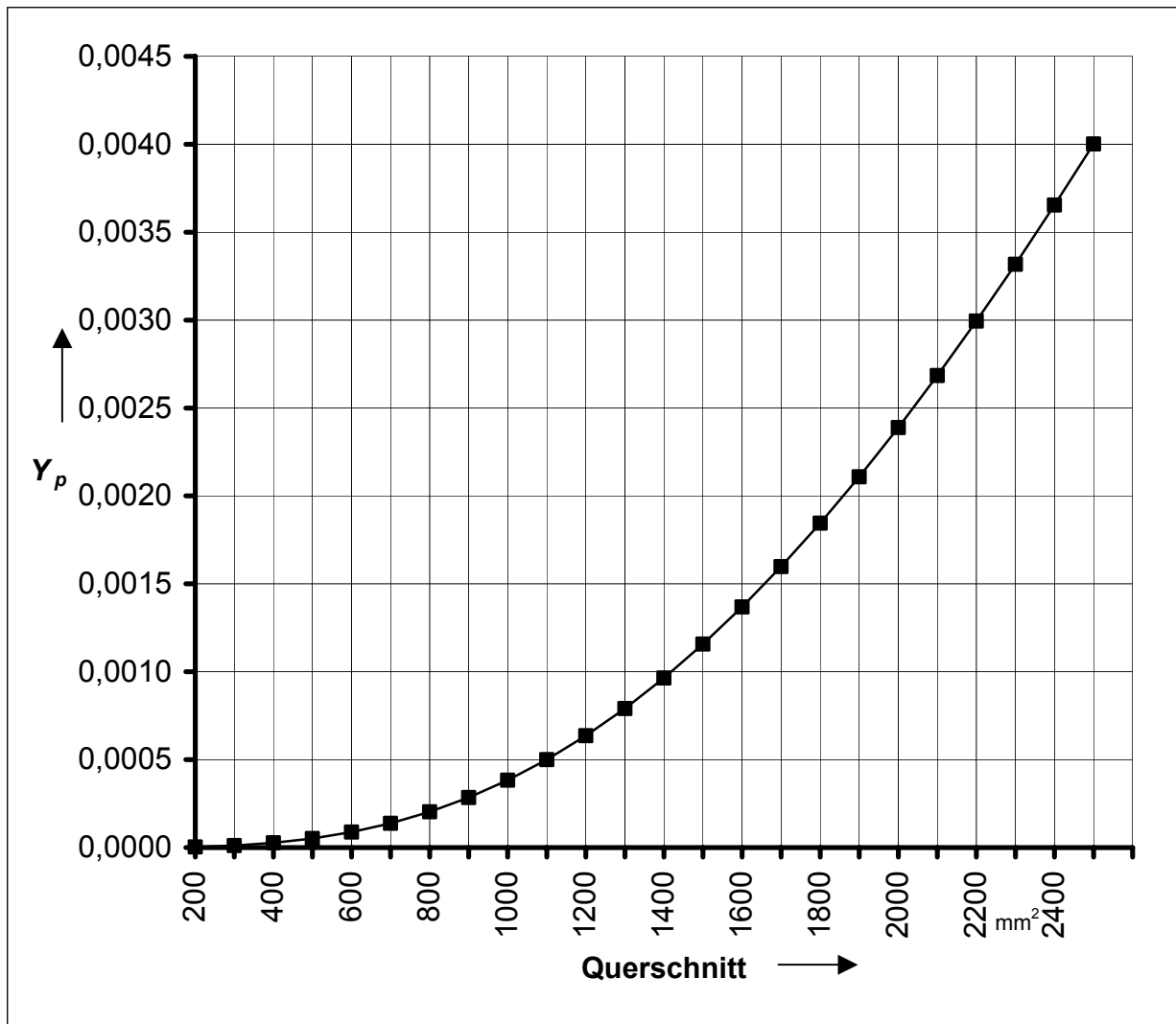


Bild 3.2: Widerstandserhöhung infolge des Proximityeffekt factors bei 60 cm Achsabstand bei Flachverlegung

Der Einfluss des Proximityeffekts ist bei den 3 Phasen des Kabels unterschiedlich hoch und ab einem Aderachsabstand von mehr als 10 cm nur noch sehr gering. Bei 60 cm Aderachsabstand bleibt selbst bei sehr großen Querschnitten Y_p unter 1%, wie aus Bild 3.2 hervorgeht.

3.1.1.4 Mantelverluste

Die Mantelverluste werden durch einen Mantelverlustfaktor λ_1 beschrieben. Der Mantelverlustfaktor setzt sich dabei aus den Anteilen λ'_1 (Längsstromverlustfaktor) und λ''_1 (Wirbelstromverlustfaktor) zusammen. Es gilt:

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 . \quad (3.7)$$

Es werden zwei unterschiedliche Kabelbeschaltungen betrachtet. Zum einen ein Einleiterkabel mit einseitiger Erdung oder Cross-Bonding der Mäntel und zum anderen ein Kabel mit beidseitiger Erdung.

Auf die Herleitung der Formeln wird an dieser Stelle verzichtet und auf die von der IEC 287 [69] veröffentlichten Formeln verwiesen.

3.1.1.5 Längs- und Wirbelstromverluste in den Bewehrungen

Die Verluste in den Bewehrungen und Stahlrohren werden wieder auf die Leiterverluste bezogen und aufgeteilt in Längsstromverluste und Wirbelstromverluste. Zusätzlich verursachen die Verschiebungsströme, die sich über die Leiter und Erdungen schließen, dort entsprechende Stromwärmeverluste.

Die Längsstromverluste und Wirbelstromverluste werden berechnet zu:

$$\lambda_2 = \lambda'_2 + \lambda''_2 . \quad (3.8)$$

In der Gleichung (3.8) bedeuten die Formelzeichen:

λ'_2 Längsstromverlustfaktor und
 λ''_2 Wirbelstromverlustfaktor.

Für die genaue Beschreibung dieser Größen wird an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen [69].

3.1.2 Stromunabhängige Übertragungsverluste

Zu den stromunabhängigen Übertragungsverlusten gehören die Verluste im Dielektrikum. Diese sind im wesentlichen die dielektrischen Verluste, welche nachfolgend beschrieben werden.

Die dielektrischen Verluste entstehen in der VPE-Isolierung des Kabels und sie sind im wesentlichen vom dielektrischen Verlustfaktor abhängig. Die Verluste lassen sich wie folgt beschreiben:

$$P_{VD} = U^2 \omega C_b \tan \delta . \quad (3.9)$$

In der Gleichung (3.9) bedeuten die Formelzeichen:

P_{VD}	Dielektrische Verlustleistung,
U	Nennspannung,
ω	Kreisfrequenz,
C_b	Betriebskapazität und
$\tan \delta$	Verlustfaktor.

Hierbei sind die Betriebskapazität C_b und der Verlustfaktor $\tan \delta$ Größen, die von der Bauart und vom Material abhängig sind.

3.2 Verluste einer 400-kV-Freileitung

Die Verluste einer Freileitung lassen sich ebenfalls in stromabhängige und stromunabhängige Verluste einteilen.

3.2.1 Stromabhängige Verluste von Freileitungen

Die stromabhängigen Verluste sind die Wirkverluste der Leiterseile und lassen sich wie bei dem Kabel analog zu Gleichung 3.2 wie folgt berechnen:

$$P_v' = 3 R_1' I_1^2. \quad (3.10)$$

R_1' ist hierbei der Wirkwiderstand des Freileitungsseiles je Längenelement.

3.2.2 Stromunabhängige Verluste von Freileitungen

Zu den stromunabhängigen Verlusten von Freileitungen gehören die Koronaverluste und die Verluste durch Ableitströme. Beide lassen sich meist nur abschätzen und sind von der Witterung abhängig. Laut Untersuchungen liegen die Koronaverluste im Jahresmittel bei 2 bis 3 kW pro km 400-kV-Systemlänge. Die Ableitverluste sind gegenüber den Wirkverlusten zu vernachlässigen.

Die Verluste sind auch bei der Freileitung von der Netzfrequenz abhängig. Daher wird auch bei den Freileitungen die Forschung in Richtung verminderter Netzfrequenz bzw. Gleichstrombetrieb vorangetrieben. So kann die Übertragungsleistung einer Freileitung erheblich gesteigert werden, wenn sie mit Gleichstrom betrieben wird. Tabelle 3.1 zeigt einen Vergleich zwischen einer Drehstrom Freileitung mit 330 kV und einer Gleichstrom Freileitung mit ± 500 kV.

Ein besonderer Vorteil dieser Methode ist, dass die Leitung bei Ausfall eines Leiterseiles mit der halben Übertragungsleistung weiter betrieben werden kann. Dies geschieht, indem als Rückleiter das Erdreich verwendet wird.

Die Übertragungsverluste bei der Gegenüberstellung in der Tabelle 3.1 sind in der gleichen Größenordnung.

System	Drehstrom	Gleichstrom
Spannung	330 kV	500 kV
Art	1 System	1 Bipol
Beseilung	3x2xACSR 'BISON'	2x3xACSR 'BISON'
Randfeldstärke in kV/cm	15,4	28,7
Leiteseilanhebung in m	0 bzw. 4	0 bzw. 2
Max. elektr. Feldstärke am Erdboden in kV/m ohne/mit Traversenerhöhung	8,96/4,6	24,2/17,6
Max. magn. Feldstärke am Erdboden in μT	56,0/29,6	72,0/55,1
Übertragungsleistung bei ca. 1 A/mm^2	437 MVA	1145 MW
Thermische Grenzleistung	892 MVA	2340 MW
Verluste bei ca. 1 A/mm^2 auf 300 km	21,6 MW	20,9 MW
Verluste/therm. Grenzleistung in %	2,42%	0,89%

Tabelle 3.1: Gegenüberstellung der elektrischen Daten beim Umbau von 330-kV-Drehstromleitungen zu Gleichstromleitungen mit $\pm 500 \text{ kV}$ [59]

3.3 Abhängigkeiten der Verluste eines Kabels von der Netzfrequenz

Wie in voran gegangenen Kapiteln gezeigt, sind die Verluste eines Kabels unter anderem vom Leiterquerschnitt abhängig. Aus ökonomischen Gesichtspunkten wird dieser aber möglichst klein gehalten, um die Investitionskosten zu verringern. Aus diesem Grund wird versucht, die Verluste durch andere Einflussfaktoren zu verringern. Eine Möglichkeit besteht in der Verringerung der Netzfrequenz. Diese Abhängigkeiten werden anschließend anhand des untersuchten 400-kV-VPE-Kabels mit den Werten aus Tabelle 2.2 dargestellt.

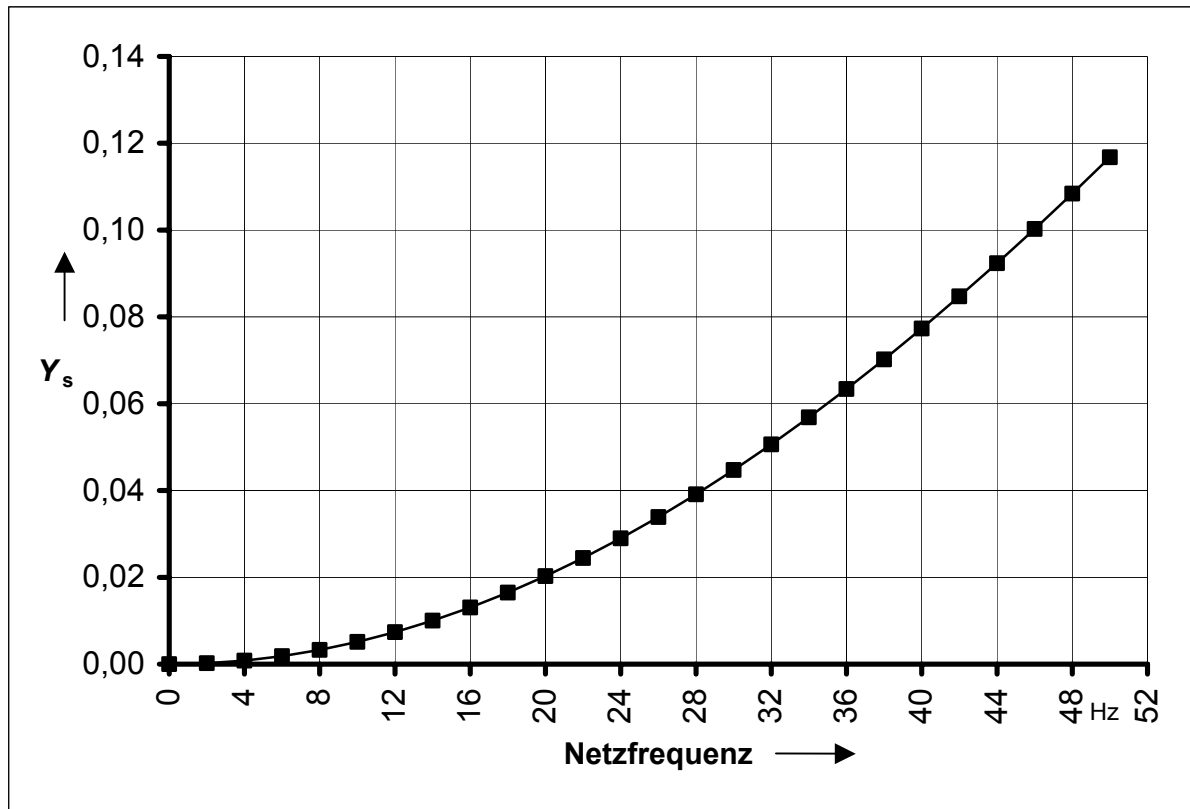


Bild 3.3: Skineffektfaktor des Kupferleiters mit 2000 mm² Querschnitt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz

Derzeitiger Stand der Forschung ist, dass ein 400-kV-VPE-Höchstspannungskabel nicht mit Gleichspannung betrieben werden kann. Dies kann sich aber aufgrund von verbesserten Materialeigenschaften ändern.

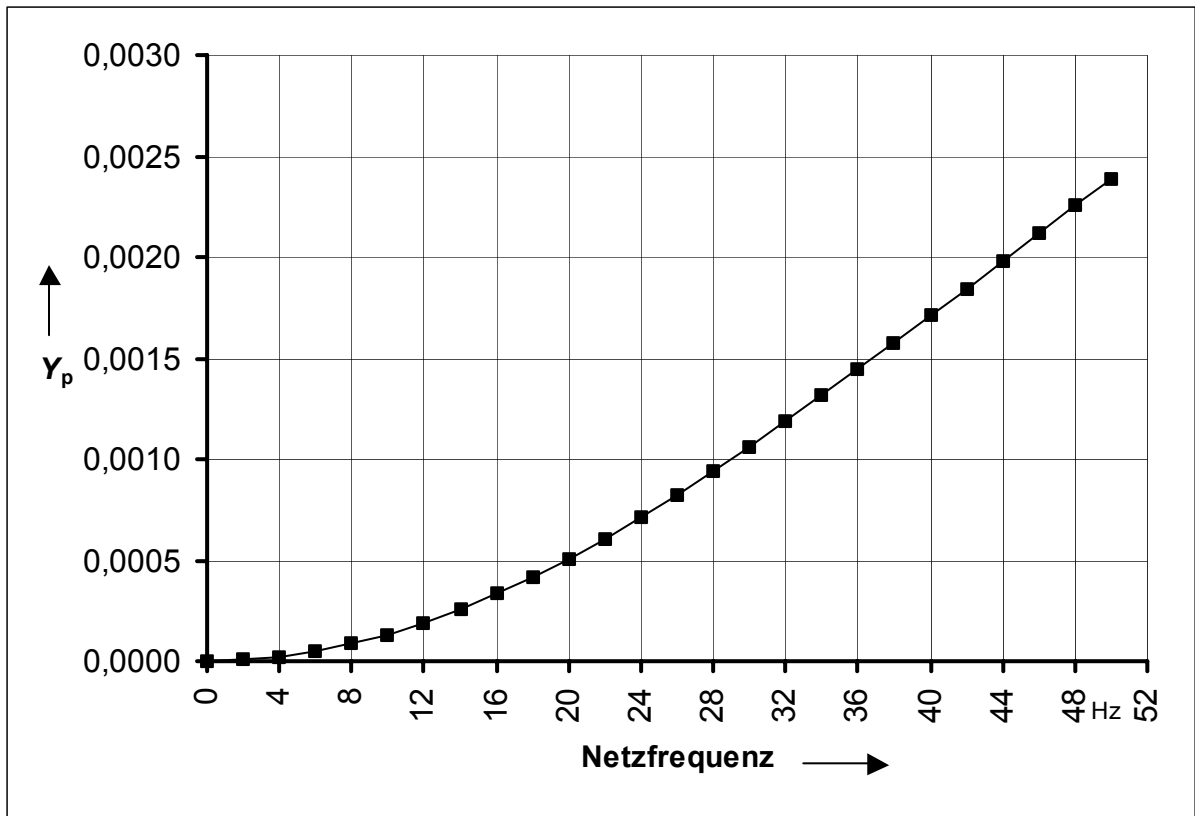


Bild 3.4: Proximityeffektfaktor des mittleren Kupferleiters mit 2000 mm² Querschnitt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz

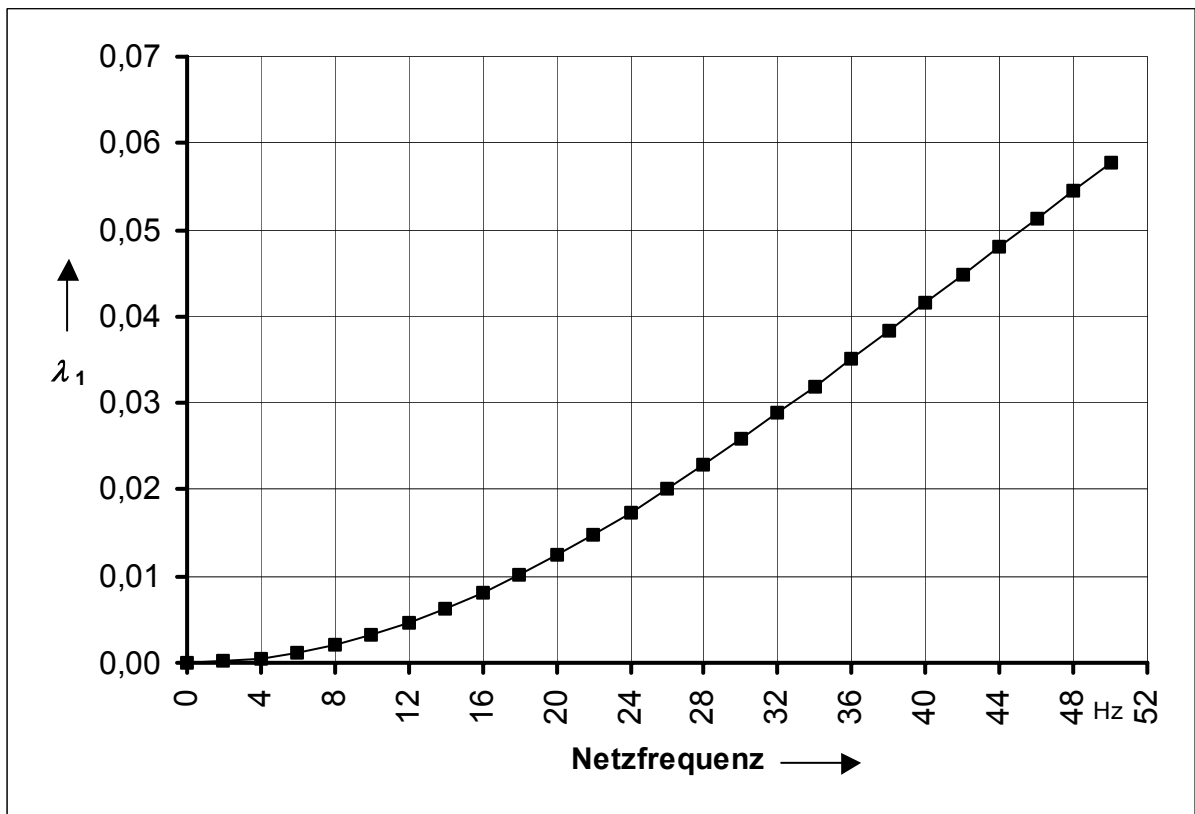


Bild 3.5: Mantelverlustfaktor des Kupferleiters mit 2000 mm² Querschnitt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz

Die Bilder 3.3 bis 3.5 zeigen die Abhängigkeiten der einzelnen Verlustarten von der Netzfrequenz. Es wird deutlich, dass bei sehr niedrigen Frequenzen die Skin effektverluste, die Proximityeffektverluste und die Mantelverluste nahezu verschwinden. Dies bedeutet, dass bei niedrigen Frequenzen höher Stromtragfähigkeiten und somit auch höhere thermische Grenzleistungen bei einem Höchstspannungskabel möglich sind.

Die Bilder 3.6 und 3.7 zeigen den Verlauf von der Stromtragfähigkeit I_T und der Kabelgrenzleistung S_T des Kabels in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Dieses Verfahren kann auch auf anderen Spannungsebenen eingesetzt werden [65, 67].

Eine Reduzierung der Netzbetriebsfrequenz kann auch zur Verlängerung der Lebensdauer, zur Reduzierung der thermischen Belastung oder zur Verringerung der Betriebsverluste eingesetzt werden [66].

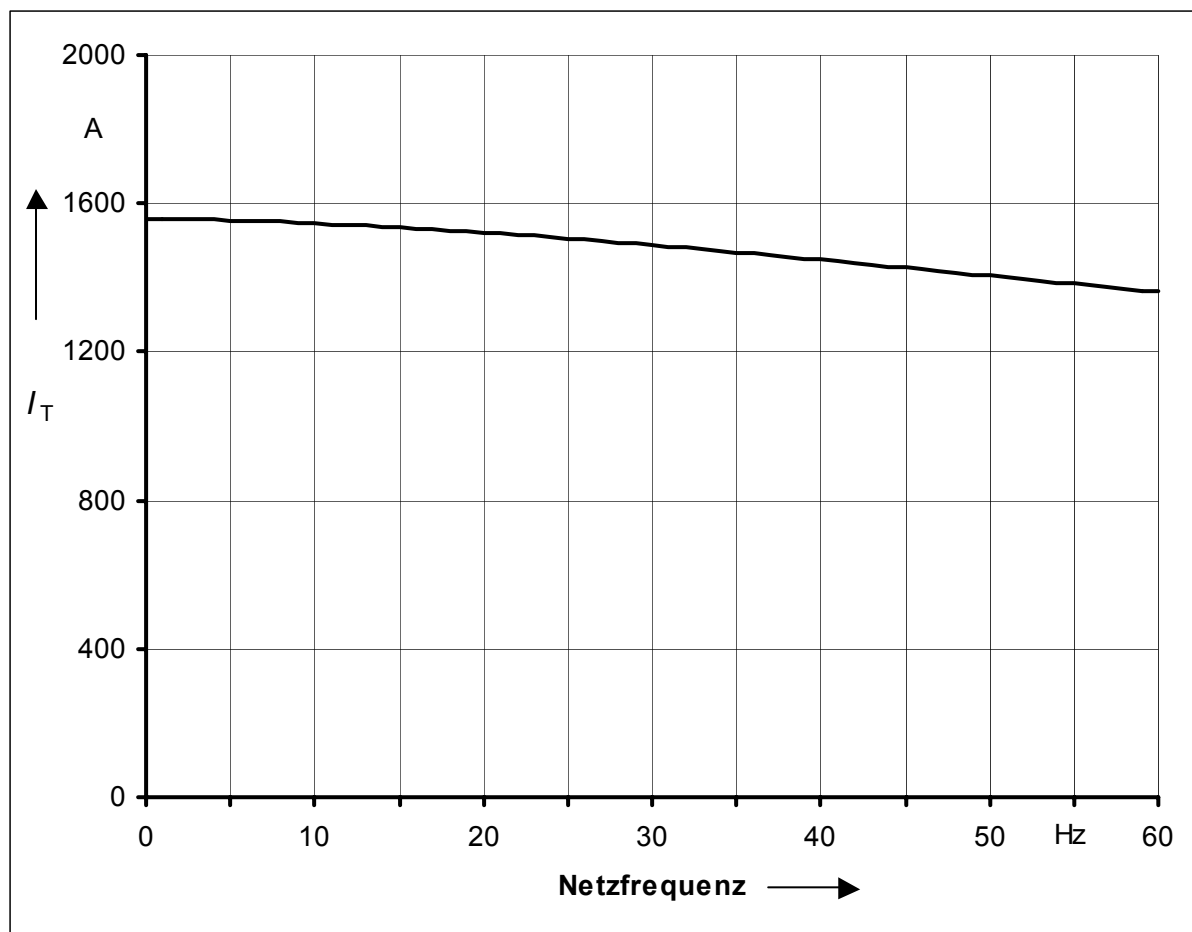


Bild 3.6: Stromtragfähigkeit I_T eines 50 km langen 400-kV-VPE Kabels mit einem 2000 mm^2 Kupferleiter in Abhängigkeit von der Netzfrequenz

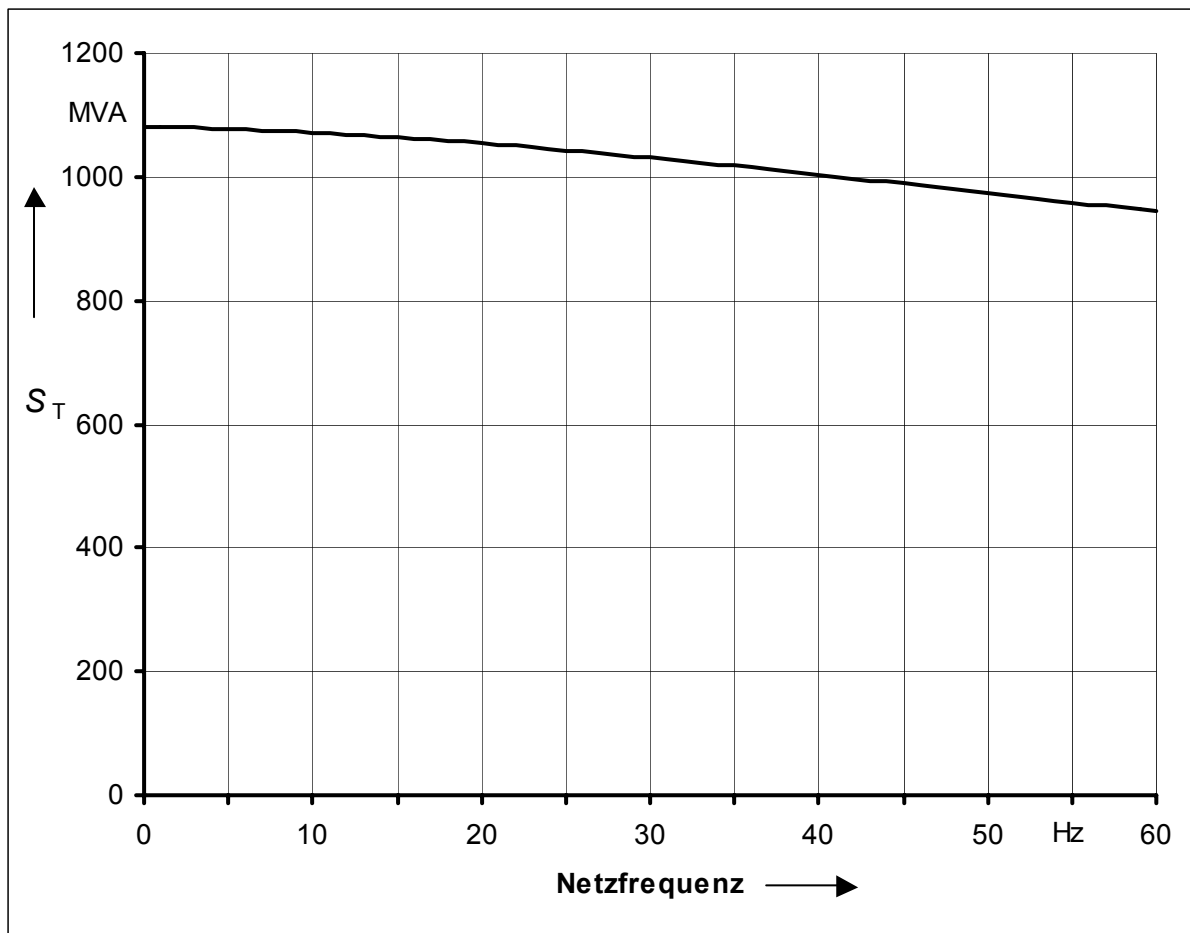


Bild 3.7: Kabelgrenzleistung S_T eines 50 km langen 400-kV-VPE Kabels mit einem 2000 mm² Kupferleiter in Abhängigkeit von der Netzfrequenz

3.4 Verluste von Frequenzumformern

Eine Netzfrequenzänderung in Teilbereichen des Übertragungsnetzes könnte zu einer erheblichen Verringerung der Übertragungsverluste führen. Um diese Netzfrequenzänderung zu erreichen, muss ein Frequenzumformer am Anfang und am Ende des Teilbereiches eingesetzt werden. Die Frequenzumformer führen ihrerseits zu Verlusten, die im folgenden betrachtet werden sollen. Die Verluste in Frequenzumformern entstehen vor allem durch Stromwärmeverluste in den Ventilen und Transformatoren und durch Schaltverluste. Die Schaltverluste betragen zur Zeit rund 5%-10% der stationären Stromwärmeverluste pro Schaltung. Die Stromwärmeverluste lassen sich für jedes einzelne Ventil wie folgt berechnen [9]:

$$P_V = U_{(TO)} I_{VAV} + r_V I_{VRMS}^2 \quad (3.11)$$

Hierbei bedeuten:

- $U_{(TO)}$ Schleusenspannung,
- I_{VAV} Mittelwert eines sinusförmigen Stromes mit einer halben Periodendauer
- r_V Durchlassersatzwiderstand und

I_{VRMS}

Effektivwert einer sinusförmigen Stromhalbschwingung.

Da eine sehr hohe Übertragungsleistung gefordert wird, müssen mehrere Ventile parallel geschaltet werden. Hierbei addieren sich die Verlustleistungen eines jeden Ventils zur Gesamtventilverlustleistung. Die Durchlassverluste stellen bei Anwendungen im Netzfrequenzbereich den Hauptanteil dar. Zu den Ventilverlustleistungen addieren sich noch die Verlustleistungen der Stromrichtertransformatoren.

Typische Werte der Umrichterverluste liegen bei rund 0,6% der zu übertragenden Leistung [9]. Hinzu kommen die Verluste für die Stromrichtertransformatoren, die rund 0,1% der zu übertragenden Leistung ausmachen [46]. In dem untersuchten Modell betragen die Gesamtumrichtungsverluste für die beiden Umrichterstationen zusammen 1,4% der zu übertragenden Leistung. Bei einer zu übertragenden Leistung von $P = 800$ MW würden diese Verluste rund $P_v = 11,2$ MW sein.

Aufgrund dieser hohen Umrichterverluste entstehen im Vergleich zu einer Freileitung oder einem VPE-Kabel deutlich höhere Netzverlustkosten. Die Unterschiede der Gesamtverluste werden im nächsten Kapitel dargestellt.

4 Ergebnisse der Modellrechnungen anhand technischer Kriterien

Als technische Kriterien werden die maximal übertragbare Leistung über eine bestimmte Entfernung und die Gesamtverlustleistung bei den verschiedenen Übertragungsmodellen herangezogen. Diese Kriterien geben zum einen die Möglichkeit, die ökonomischen Auswirkungen zu vergleichen (Kapitel 5) und zum anderen geben sie einen Überblick über die Möglichkeiten der Übertragung von Energie über große Entfernungen.

Weitere technische Kriterien wären die Kurzschlussleistung und die Versorgungszuverlässigkeit. Wie in Kapitel 2.4 bereits angesprochen fällt die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit aufgrund der fehlenden Datenbasis schwer und wird deshalb nicht als Entscheidungskriterium untersucht. Da die Kurzschlussleistung in den Modellen nur unwesentlich beeinflusst wird, solange nicht ein erheblicher Anteil der Freileitungen gegen Kabel ausgetauscht werden, wird dieser Einfluss auch nicht als Entscheidungskriterium verwendet.

Desweiteren muss davon ausgegangen werden, dass ein erhöhter Platzbedarf durch eventuell verwendete Kompensationsanlagen oder Netzfrequenzumrichter entsteht. Dieser erhöhter Platzbedarf ist in Tabelle 4.1 abgeschätzt worden und könnte somit auch als ökologisches Kriterium verwendet werden. Da die Beurteilung von weiteren ökologischen Aspekten nicht objektiv durchgeführt werden kann wird hierauf, wie schon erwähnt, an dieser Stelle verzichtet.

Betriebsmittel	benötigte Fläche
Kompensationsdrossel (500 Mvar)	100 m ²
B6-Umrichteranlage	100 m ²
Stromrichtertransformator	150 m ²
Betriebsgebäude mit Schaltanlage	200 m ²
Freiluftschaltfeld	2500 m ²

Tabelle 4.1: Platzbedarf von 400-kV-Betriebsmittel

Aus den in Kapitel 2 berechneten Größen für das ausgewählte Höchstspannungskabel und die Freileitung lassen sich Schlussfolgerungen auf das elektrische Übertragungsverhalten und auf die Grenzwerte der maximal zu übertragenden Scheinleistung ziehen. Hierzu zeigt Bild 4.1 einen Vergleich zwischen 400-kV-Kabel und 400-kV-Freileitung [71], analog zu den Untersuchungen in der 110-kV-Ebene (siehe Bild 2.1).

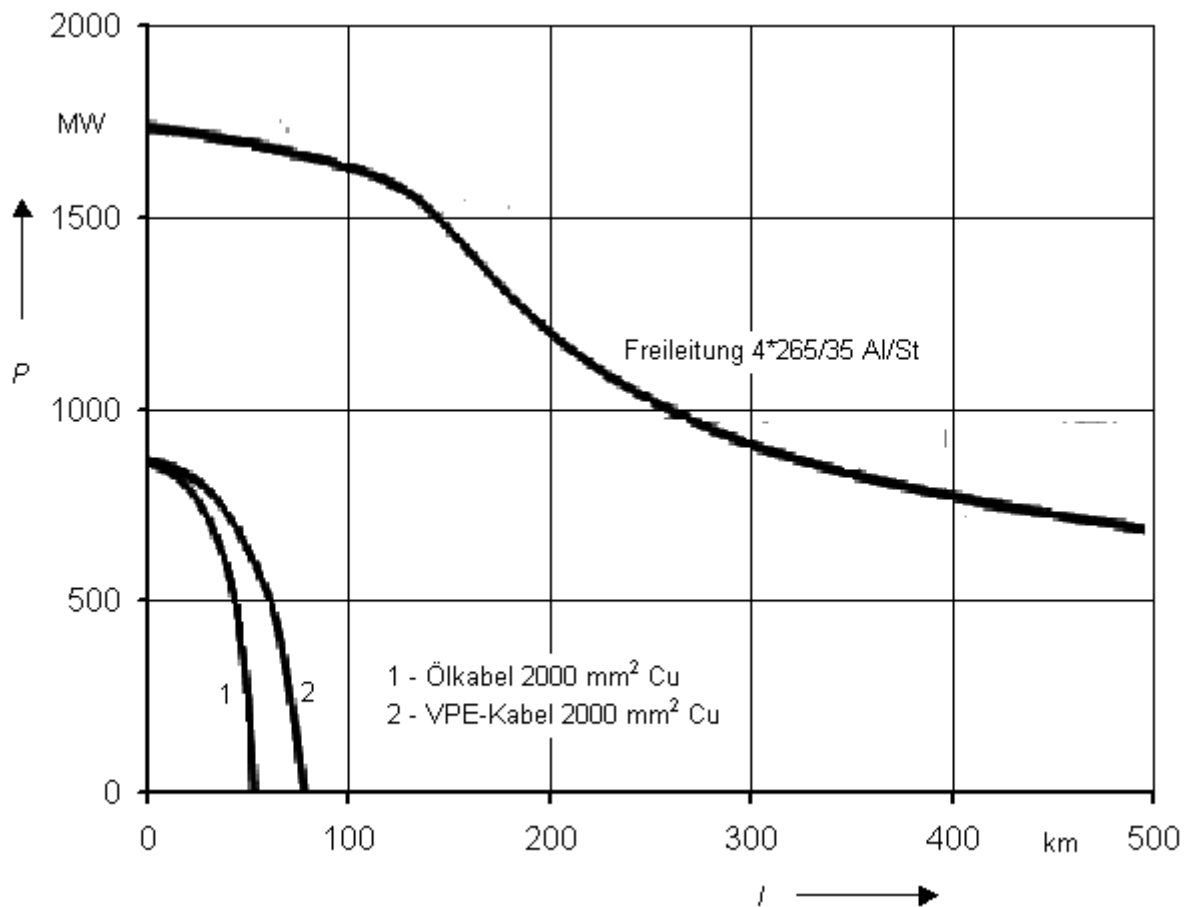


Bild 4.1: Übertragbare Leistungen von 400-kV-Leitungen in Abhängigkeit von der Leitungslänge ($\cos \varphi = 1$, $U_{\max} = 420 \text{ kV}$, $U_{\min} = 380 \text{ kV}$) [71]

Es wird deutlich, dass die Freileitung wesentlich höhere Leistungen über große Entfernungen übertragen kann. Dies liegt hauptsächlich an dem wesentlich geringeren Blindleistungsbedarf. Bild 4.2 zeigt den unterschiedlichen Blindleistungsbedarf von dem 400-kV-Kabel und der 400-kV-Freileitung.

Die Motivation zu diesen Untersuchungen ist die Tatsache, dass nicht überall die Voraussetzungen für den Bau einer Freileitung gegeben sind. Insbesondere in Stadtgebieten wird der Bau in Zukunft immer schwieriger werden. Hierbei könnten Alternativen zur Freileitung interessant sein.

In den folgenden Abschnitten wird untersucht, ob durch eine Netzfrequenzänderung, eine Reihenschaltung von Kabel und Freileitung oder durch besondere Anordnung von Kompensationseinrichtungen die übertragbaren Leistungen erhöht werden können oder die Übertragungsverluste verringert werden können.

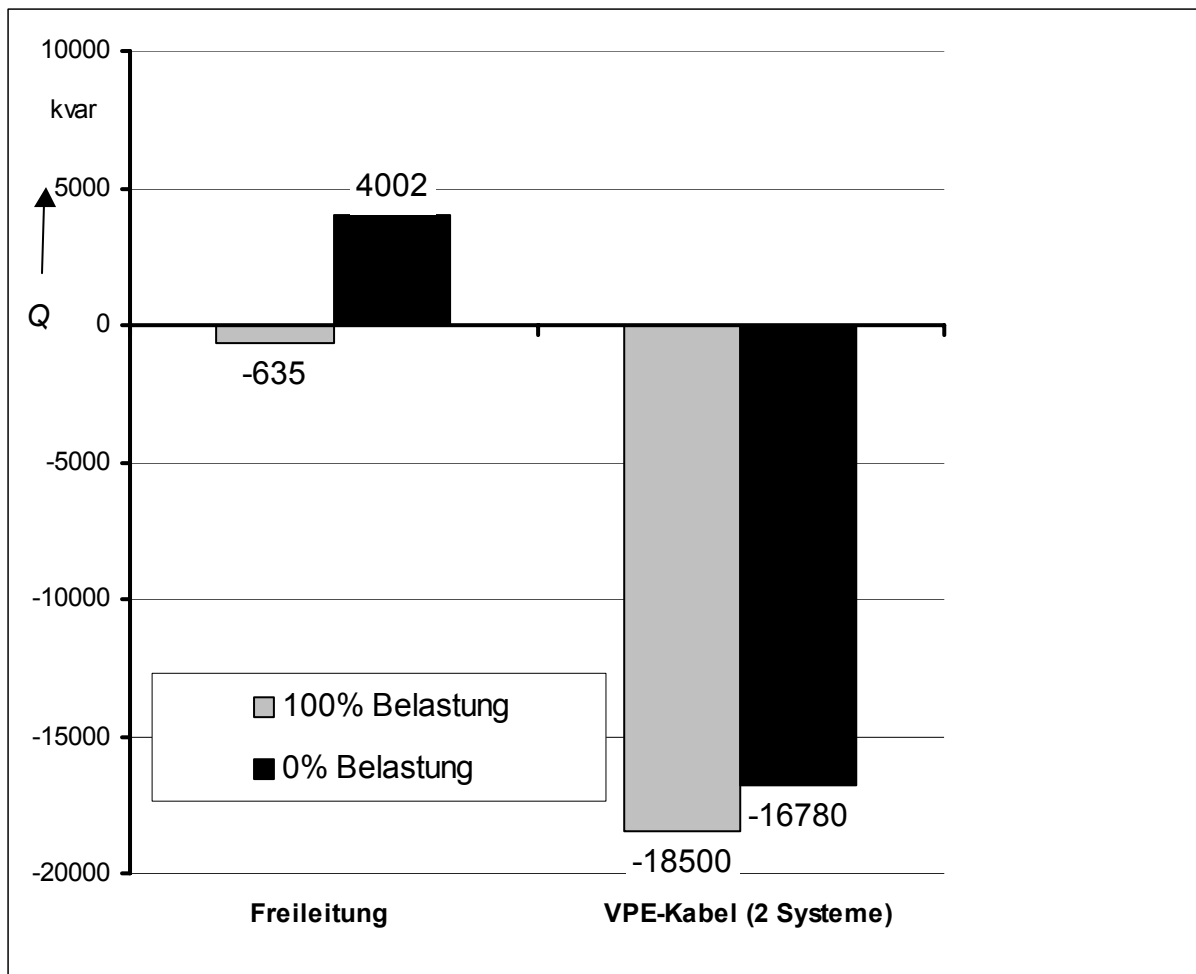


Bild 4.2: Blindleistungsbedarf von Freileitungen und Kabeln bei Leerlauf und Vollast [71]

Um die Untersuchungen durchführen zu können wird das in Bild 2.7 ausgewählte Übertragungsnetz verwendet. Zunächst wird eine Referenzrechnung durchgeführt, mit der die weiteren Untersuchungsergebnisse verglichen werden können. Bild 4.3 zeigt die Ergebnisse der Referenzrechnung.

Der Synchrongenerator erzeugt eine Wirkleistung von $P = 900$ MW und liefert diese über den Transformator ans Höchstspannungsnetz. Eine Wirkleistung von 200 MW und eine Blindleistung von 100 Mvar werden an der Sammelschiene S3 abgenommen, der Rest wird an das starre 400-kV-Netz geliefert. In dem Modell wird angenommen, dass die Spannung am starren Netz konstant (Sammelschiene S2) und die Phasenlage bekannt ist. Hierdurch kann das starre Netz in der Leistungsflussrechnung als Slack-Netz modelliert werden.

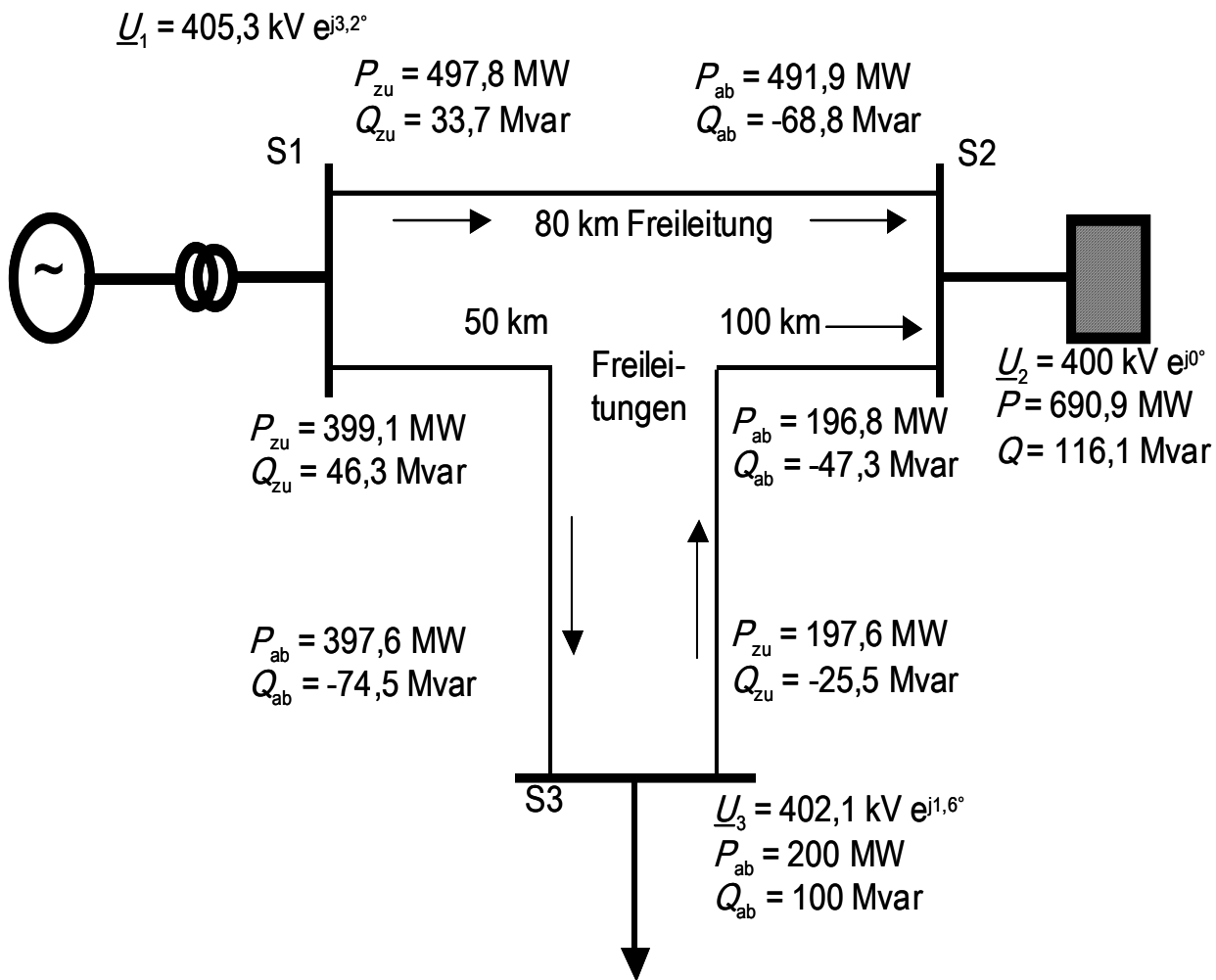


Bild 4.3: Leistungsflussrechnung des Referenznetzmodells mit Freileitungen

Die Übertragungsverluste in dem Referenzmodell lassen sich ermitteln, indem die abgeflossenen Leistungen einer Leitung von den zugeflossenen Leistungen abgezogen werden. Die Zusatzverluste der Kabel und Freileitungen (Dielektrische Verluste, Korona- und Ableiterverluste und Zusatzverluste durch Wechselstromeffekte) wurden nachträglich aufaddiert, da das Leistungsflussprogramm nur die Leiterverluste berücksichtigt. Für die Leitung L_{12} von Sammelschiene S1 nach S2 bedeutet dies eine Verlustleistung von $P_{v12} = 5,9 \text{ MW}$. Die Gesamtverlustleistungen aller drei Leitungen betragen $P_{v, \text{gesamt}} = 8,2 \text{ MW}$.

Würden die Freileitungen in dem Referenzbeispiel alle durch Kabel ohne Kompensation ersetzt, so wäre das Netz nicht betreibbar. Aus diesem Grund ist der Einsatz von Kabeln in der 400-kV-Ebene unter anderem entscheidend von den Kompensationsmöglichkeiten und von der maximal zu übertragenden Leistung über eine bestimmte Entfernung abhängig. Bild 4.4 zeigt eine Übersicht über mögliche Maßnahmen, um die maximal zu übertragende Leistung eines Kabels zu erhöhen.

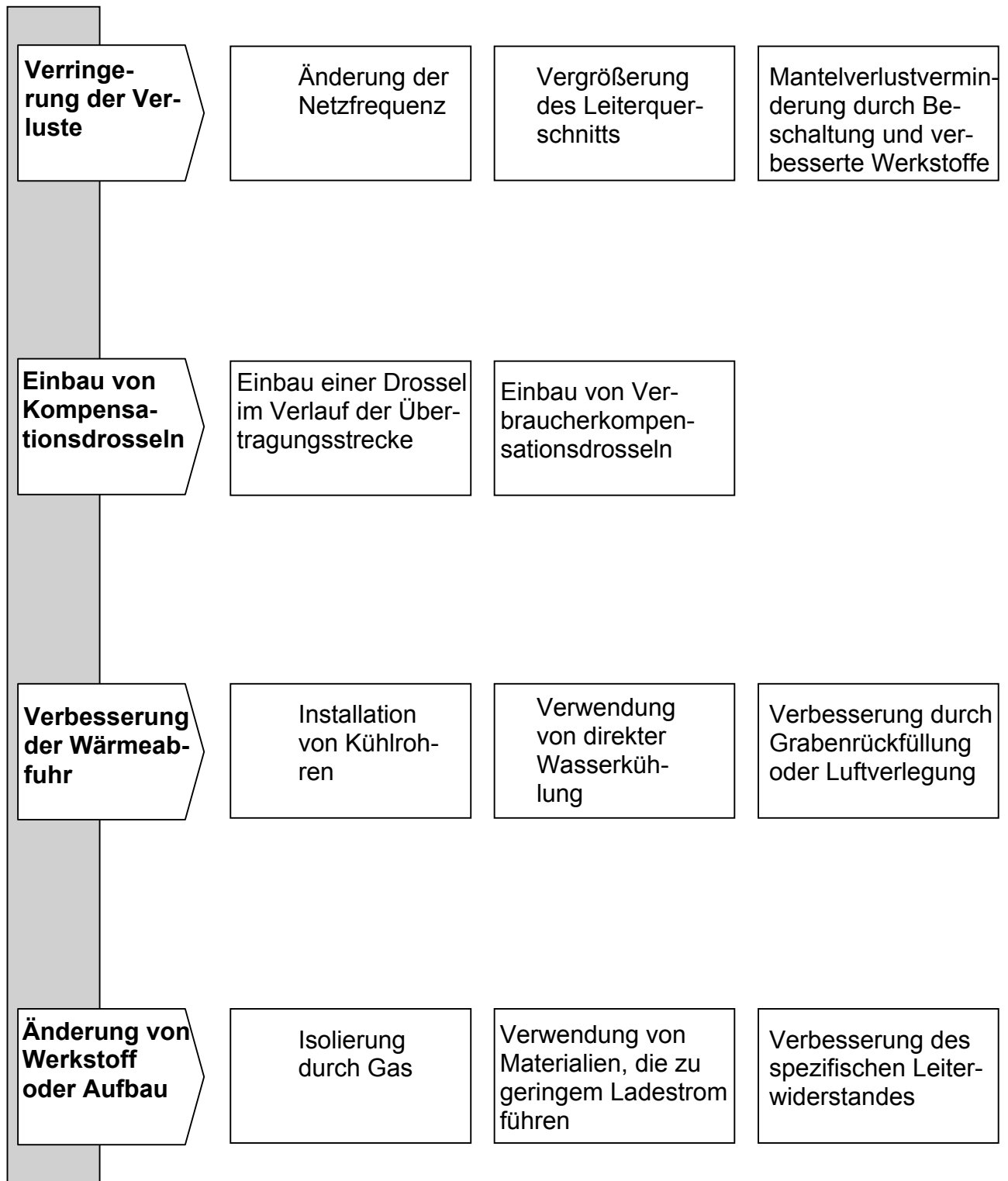


Bild 4.4: Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistung eines Kabels

4.1 Betrieb mit herabgesetzter Netzfrequenz in Netzteilbereichen

Im folgenden wird untersucht, um wie viel ein Kabel verlängert werden kann, wenn die Netzfrequenz verringert wird und wie sich die Übertragungsverluste dadurch ändern. Zunächst werden die maximal möglichen Übertragungslängen eines Kabels bei einer vorgegebenen Übertragungsleistung bestimmt.

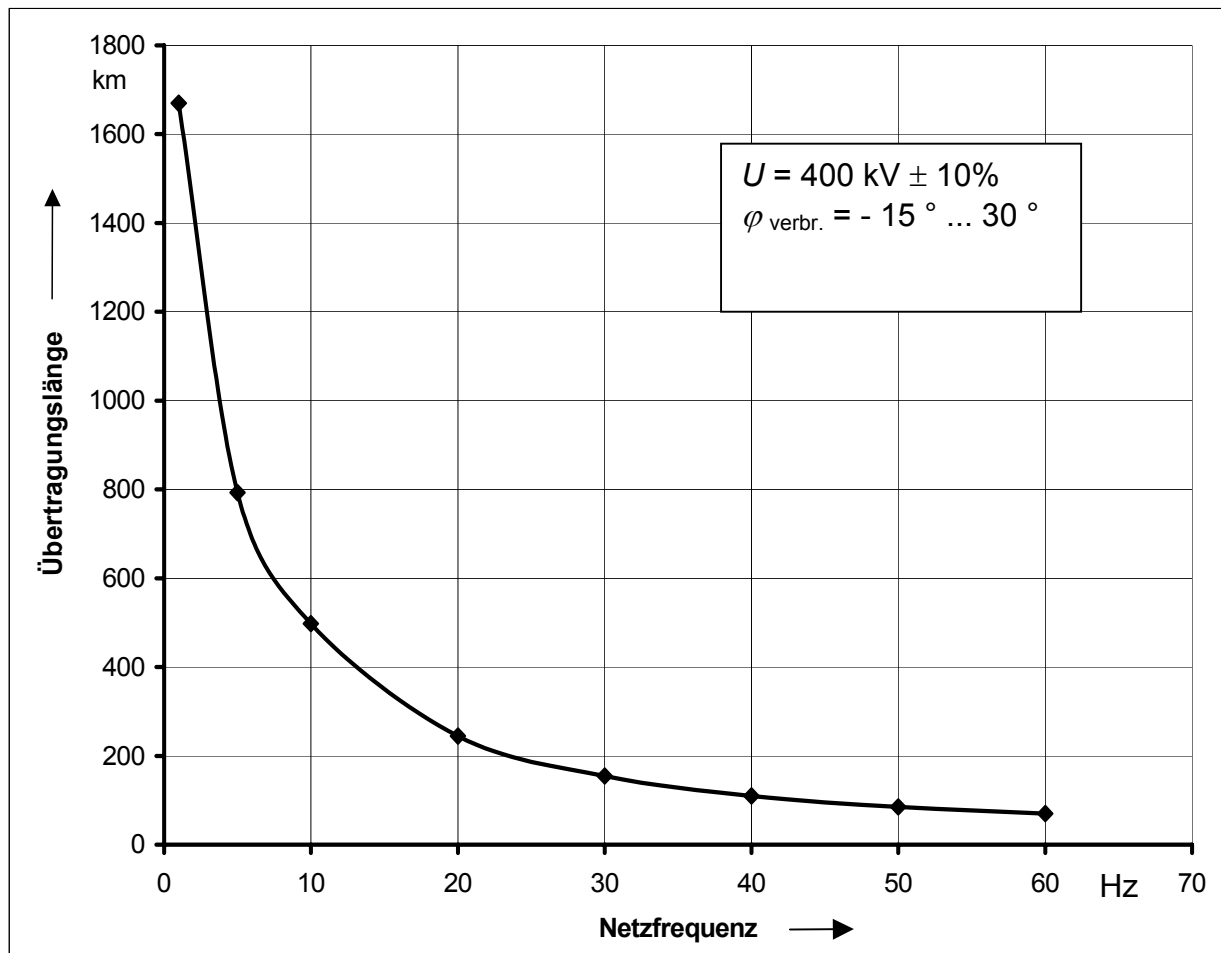


Bild 4.5: Maximale Länge eines 400-kV-VPE Kabels in Abhängigkeit von der Netzfrequenz (Beispiel: Verbraucherkompensation $S_k = 300 \text{ MVA}$ bei 50 Hz, Übertragungsleistung $P = 750 \text{ MW}$)

Bild 4.5 zeigt, dass sich durch Herabsetzen der Netzfrequenz die Übertragungsentfernung erheblich erhöhen lässt. Als Kriterien wurden wie auch schon in den Bildern 2.1 und 4.1 die maximale bzw. minimale Spannung und der Verbraucherphasenwinkel festgelegt. Die Stromtragfähigkeit bzw. die thermische Grenzleistung des Kabels darf an keiner Stelle überschritten werden. Für das untersuchte Kabel wäre so z.B. eine Übertragung einer Leistung von $P = 750 \text{ MW}$ über eine Entfernung von $l = 800 \text{ km}$ möglich, wenn die Netzfrequenz auf $f = 5 \text{ Hz}$ eingestellt würde.

Um eine Netzfrequenzänderung durchführen zu können, sind am Anfang und am Ende der Strecke jeweils ein Umrichter und ein Stromrichtertransformator notwendig.

Hierdurch entstehen Verluste, die wie bereits in Kapitel 3.4 erläutert rund 1,4% der zu übertragenden Leistung ausmachen.

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung in der Halbleiterindustrie ist es wahrscheinlich, dass die Kosten für einen Umrichter deutlich geringer werden. Hierdurch ergeben sich dann auch positive Effekte in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Netzfrequenzänderung.

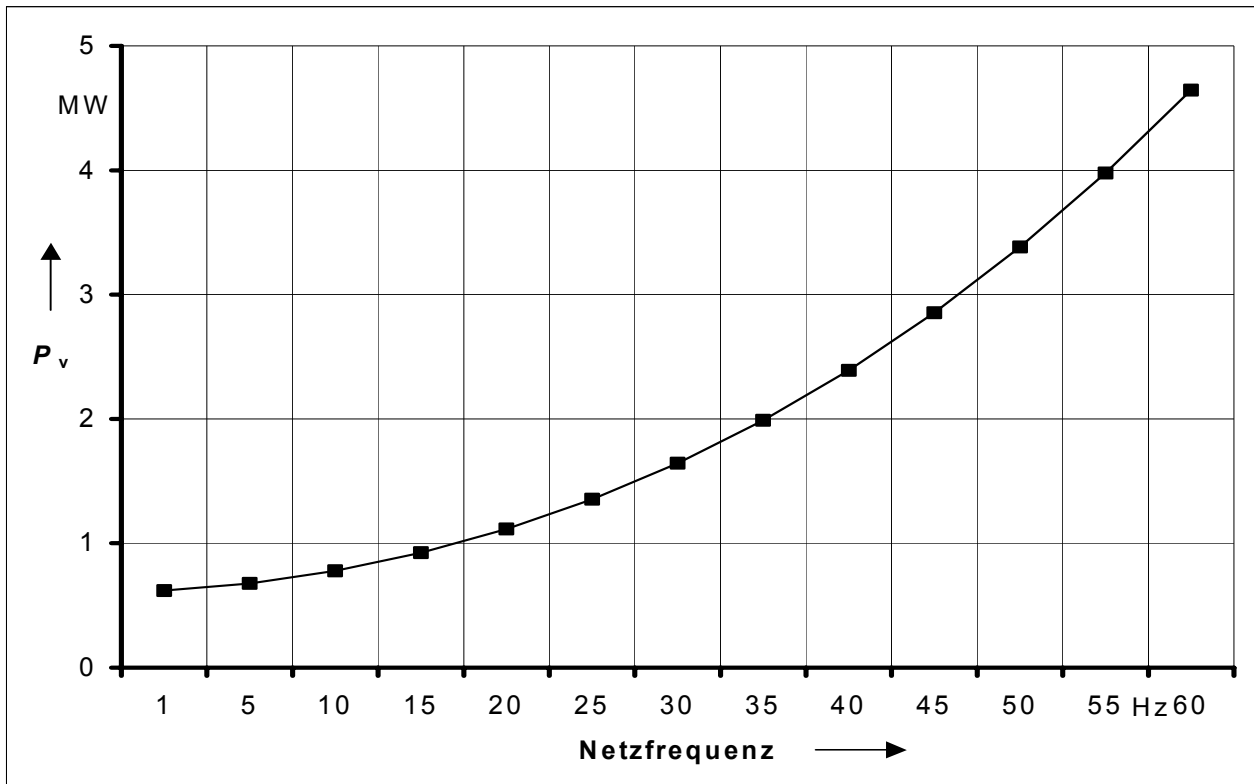


Bild 4.6: Übertragungsverluste in Abhängigkeit von der Netzfrequenz bei einem unkompensierten Kabel von 80 km Länge und einer Verbraucherleistung von $P = 300$ MW

In Bild 4.6 sind die Übertragungsverluste eines Höchstspannungskabels in Abhängigkeit von der Netzfrequenz dargestellt. Die Übertragungsverluste können deutlich verringert werden. Um einen Vergleich zu einem Freileitungsnetz bilden zu können, wird eine Leistungsflussrechnung mit den gleichen Randbedingungen wie bei dem Referenznetz in Bild 4.3 durchgeführt.

Bild 4.7 zeigt die Ergebnisse der Leistungsflussrechnung. Das Kabel L_{12} von Sammelschiene S1 nach S2 weist eine Verlustleistung von $P_{v12} = 3,3$ MW. Die Gesamtverlustleistungen aller drei Leitungen betragen $P_{v, \text{gesamt}} = 3,6$ MW, wohingegen die Gesamtverluste im Referenzmodell $P_{v, \text{gesamt}} = 8,2$ MW betragen. Dies würde ein erhebliches Einsparpotential bedeuten, wenn für das Umrichten der Netzfrequenz geringere Verluste vorhanden wären. Diese liegen mit 10,6 MW sehr hoch.

In dem Leistungsflussmodell kann ein weiterer Effekt beobachtet werden, der die Einbindung von Kabeln erschwert. Durch die geringen Impedanzwerte ziehen Kabel

im Freileitungsnetz Last auf sich. Dabei kann es, wie auch in diesem Modell vorkommen, dass das Kabel voll ausgelastet wird, während die Übertragungsfähigkeit der Freileitungen nur zu einem geringen Teil ausgenutzt wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn zusätzlich durch die Netzfrequenzänderung die Impedanz sehr gering wird.

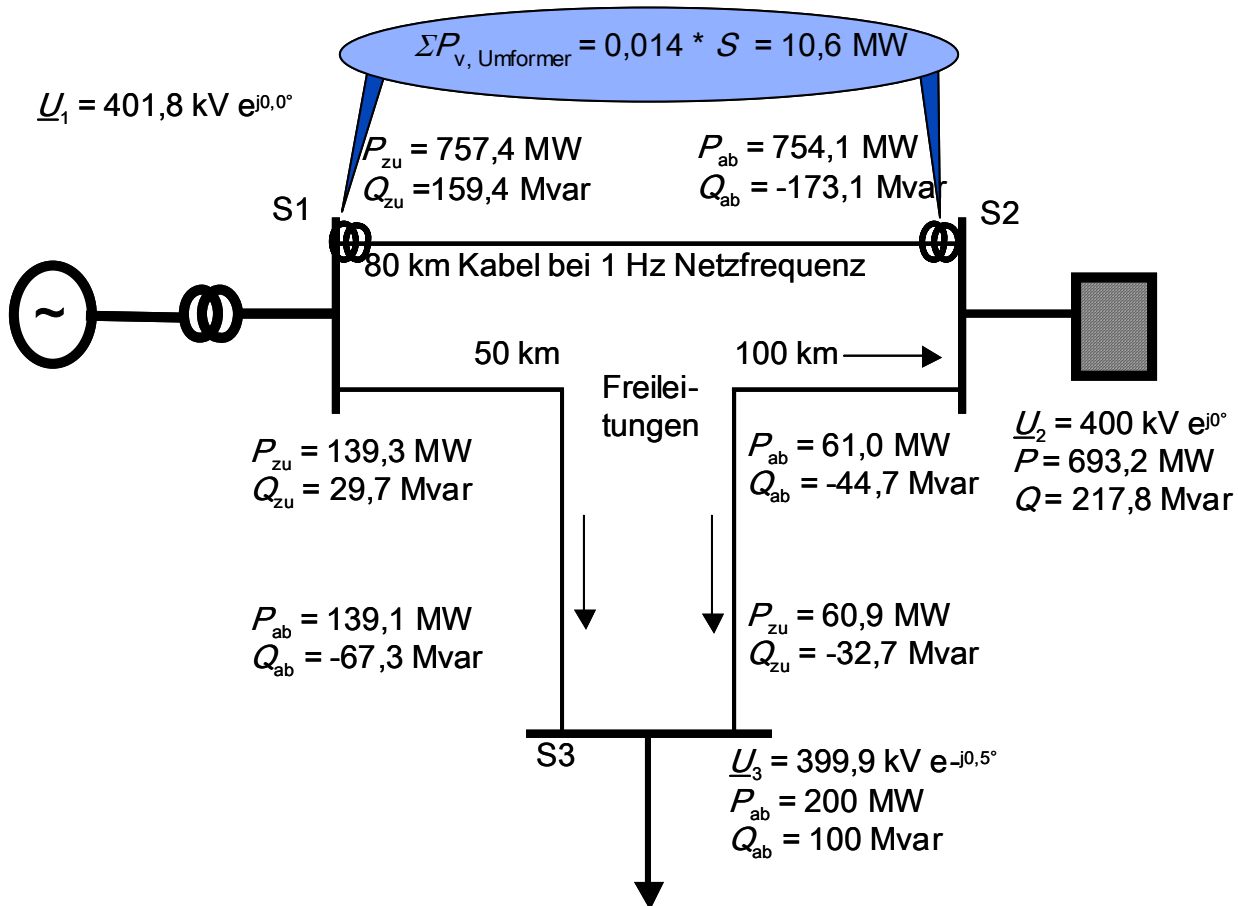


Bild 4.7: Leistungsflussrechnung des Netzmodells mit Freileitungen und einem Kabel mit Netzfrequenzminderung auf 1 Hz

4.2 Betrieb einer Reihenschaltung 400-kV-Kabel und 400-kV-Freileitung

Wird eine 400-kV-Freileitung direkt mit einem 400-kV-Kabel verbunden, so sind besondere Maßnahmen im Hinblick auf eventuell auftretende Überspannungen zu treffen. Insbesondere muss vermieden werden, dass in der Nähe der Kabelstrecke ein Blitz in die Freileitung einschlägt, deren Überspannungen das Kabel schädigen könnte. Dieses wird in der Regel dadurch vermieden, dass zwei zusätzliche Erdseile auf einer Länge von ca. 1 km vor und hinter der Kabelstrecke aufgelegt werden [71]. Weiterhin werden Überspannungsableiter an den Übergangsstellen eingesetzt, die die Überspannungen auf eine für das Kabel ungefährliche Größe begrenzen.

Desweiteren werden mit einem erhöhten Kabelanteil die Kurzschlussströme im Übertragungsnetz angehoben. Da derzeit hohe Reserven an Kurzschlussfestigkeit in den Übertragungsnetzen vorhanden ist, werden im Modell keine besonderen Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit ergriffen.



Bild 4.8: Leistungsflussrechnung des Netzmodells mit Freileitungen und einer Reihenschaltung 400-kV-Kabel und -Freileitung (Freileitung in Generatornähe)

Für die Modellrechnungen wird davon ausgegangen, dass alle notwendigen technischen Maßnahmen getroffen sind und keine Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel entstehen. Bild 4.8 zeigt die Ergebnisse der Leistungsflussrechnung, wenn die 80 km 400-kV-Freileitungsstrecke durch eine Reihenschaltung mit 40 km Freileitung und 40 km Kabel ersetzt wird. Bild 4.9 zeigt die Verhältnisse mit umgekehrter Reihenfolge.

Die Gesamtverlustleistungen aller drei Leitungen betragen $P_{v, \text{gesamt}} = 5,2 \text{ MW}$, wohingegen die Gesamtverluste im Referenzmodell $P_{v, \text{gesamt}} = 8,2 \text{ MW}$ betragen. Dies bedeutet ein Einsparpotential an Netzverlusten, die mit den höheren Investitionskosten für 400-kV-Kabel gegengerechnet werden können. Die genauen Untersuchungen hierzu erfolgen in Kapitel 5.

Wird die Reihenfolge des Kabels und der Freileitung vertauscht (Bild 4.9), so stellen sich deutlich ungünstigere Übertragungsverluste ein. Für diesen Betrieb müssten Kompensationseinrichtungen integriert werden, die die hohen Blindleistungen reduzieren würden. Ein Betrieb dieses Modells ohne Kompensation wäre aufgrund des hohen Blindleistungsbedarfs nicht möglich.

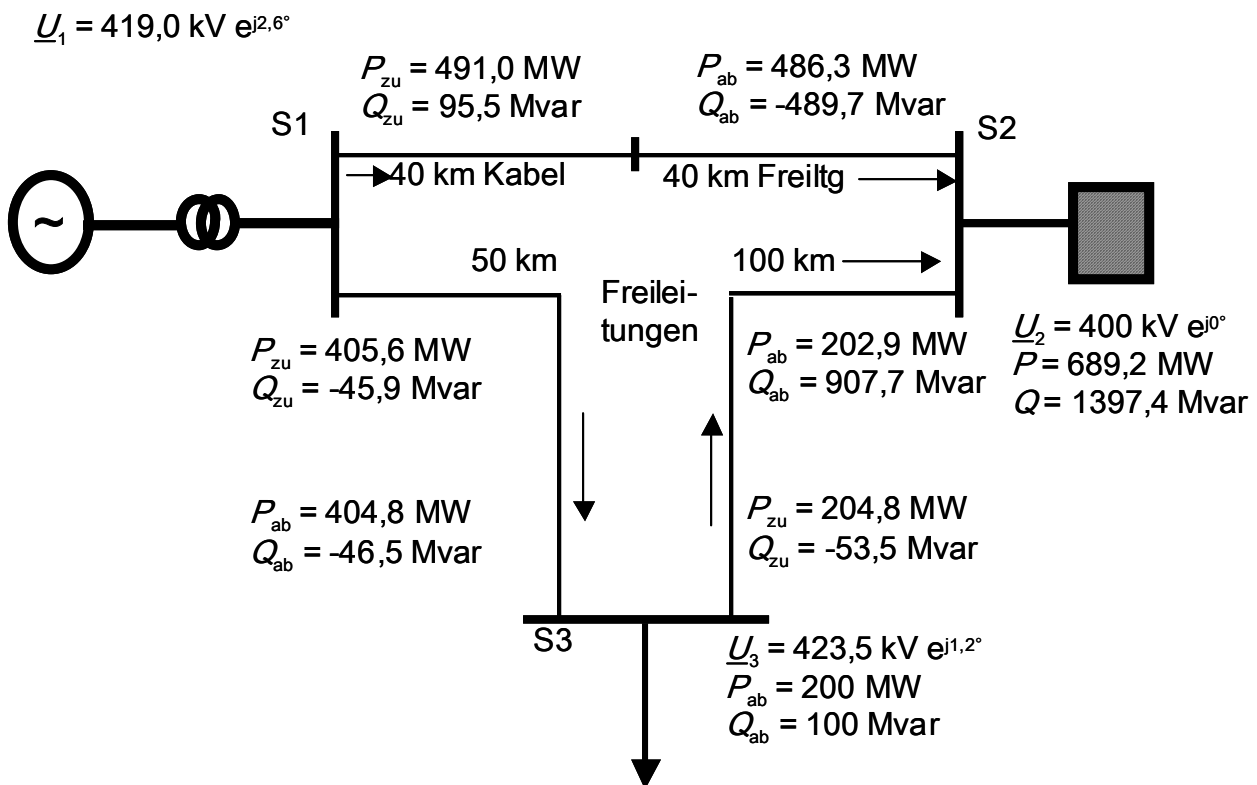


Bild 4.9: Leistungsflussrechnung des Netzmodells mit Freileitungen und einer Reihenschaltung 400-kV-Kabel und -Freileitung (Kabel in Generatornähe)

4.3 Betrieb des 400-kV-Kabels mit Kompensationseinrichtung in der Mitte des Kabels

Wie bereits erwähnt, werden 400-kV-Kabel in der Regel mit Kompensationseinrichtungen betrieben. Diese werden meist über die Tertiärwicklung der Hochspannungstransformatoren oder direkt parallel in den Umspannanlagen angeschlossen. Im folgenden soll untersucht werden, ob die Parallelkompensation im Verlauf der Strecke Vorteile bringen kann.

Die Kompensation des Höchstspannungskabels wurde im Modell in die Mitte der Übertragungsstrecke gelegt, da sich dort eine maximale Wirksamkeit der Kompensation einstellt. Ein Vergleich der Ergebnisse der Leistungsflussrechnung in Bild 4.10 mit denen im Referenznetz zeigt deutlich, dass die Integration von Kabeln zu höheren Blindleistungen führt.

Dennoch sind die Gesamtverlustleistungen mit $P_{v, \text{gesamt}} = 3,8 \text{ MW}$ aller drei Leitungen deutlich geringer als die Gesamtverluste $P_{v, \text{gesamt}} = 8,2 \text{ MW}$ im Referenzmodell. Eine Verschiebung der Kompensationseinrichtung an den Anfang oder ans Ende des Kabels würde in beiden Fällen zu höheren Verlusten führen. Die Differenz ist jeweils in dem grauen Rahmen in Bild 4.10 zu erkennen. Diese Variante hätte aber den Vorteil, dass die Umspannanlage bzw. der Gebäuderaum bereits vorhanden wäre.

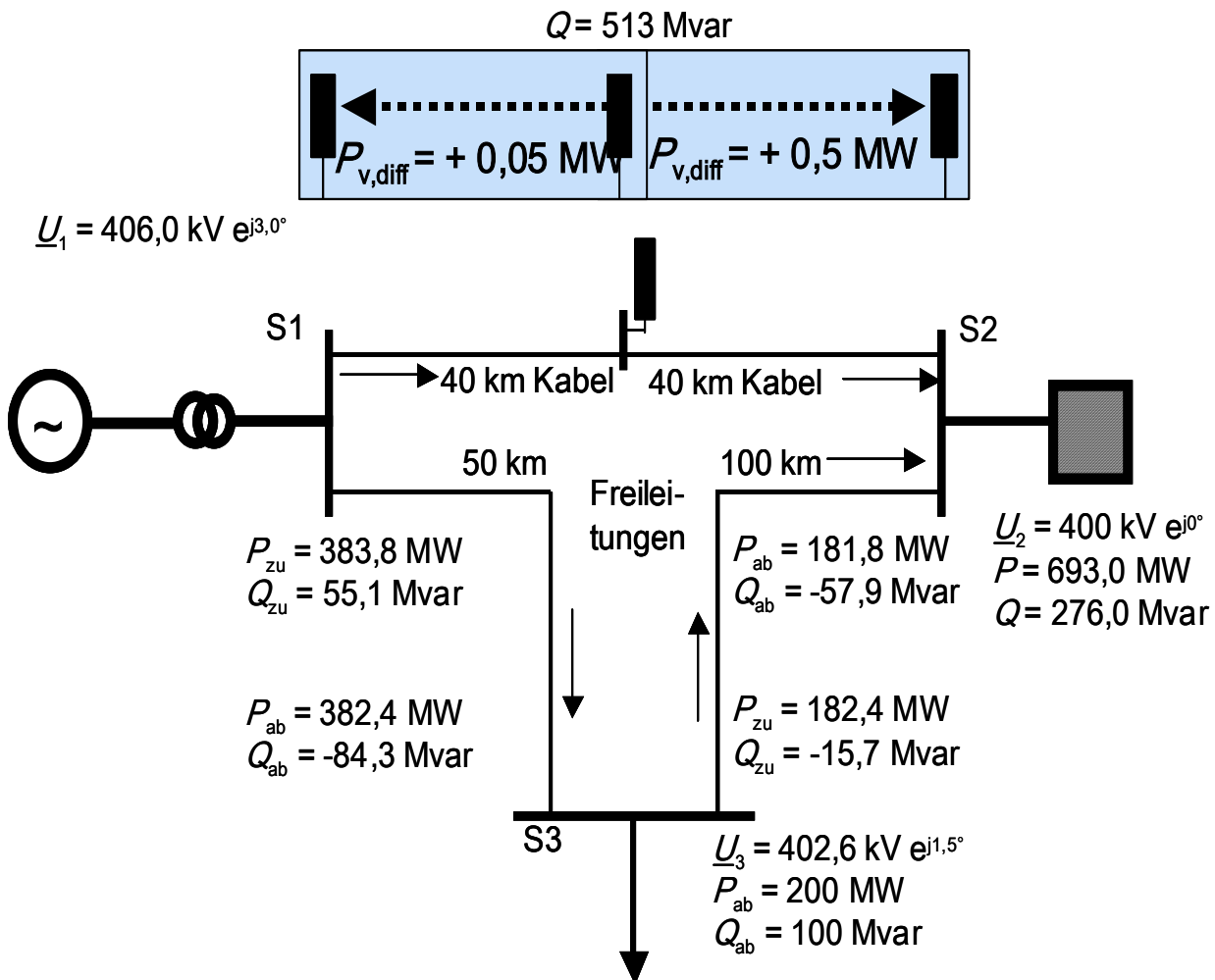


Bild 4.10: Leistungsflussrechnung des Netzmodells mit Freileitungen und einem 400-kV-Kabel mit Parallelkompensation in der Mitte des Kabels

Die Auswirkungen auf die ökonomischen Kriterien werden hierbei wiederum in Kapitel 5 betrachtet.

Auch bei diesem Netzmodell lässt sich beobachten, dass das Höchstspannungskabel höher ausgelastet wird als bei dem Referenznetzmodell. Die Leitung L_{12} wird beim Referenznetzmodell mit rund 498 MW belastet und im Modell mit Parallelkompensation mit rund 513 MW. Die Unterschiede sind aber gering im Gegensatz zu dem Modell mit Netzfrequenzänderung, in dem die Leitung L_{12} mit über 750 MW belastet wird bei gleichen Randbedingungen.

Netzmodell	Leitung L_{12}	Leitung L_{13}	Leitung L_{32}	Summe	Stromverhältnis L_{12}/L_{13}
	P_v	P_v	P_v	P_v	
	MW	MW	MW	MW	
Bild 4.3 (Referenznetz)	5,9	1,5	0,8	8,2	1,24
Bild 4.7 (Netzfrequenzänderung)	13,9	0,2	0,1	14,2	5,45
Bild 4.8 (Reihenschaltung Freileitung-Kabel)	2,9	1,6	0,7	5,2	1,28
Bild 4.9 (Reihenschaltung Kabel-Freileitung)	4,7	0,8	1,9	7,4	1,23
Bild 4.10 (Kabel mit Drossel vorne)	1,85	1,4	0,6	3,85	1,32
Bild 4.10 (Kabel mit Drossel Mitte)	1,8	1,4	0,6	3,8	1,32
Bild 4.10(Kabel mit Drossel hinten)	2,3	1,4	0,6	4,3	1,32

Tabelle 4.2: Übersicht der Gesamtverlustleistungen der untersuchten Netzmodelle

Ein Vergleich der Verlustleistungen in den untersuchten Netzmodellen zeigt, dass in dem Netz mit der Kompensationseinrichtung in der Mitte des Kabels in der Summe die geringsten Netzverluste entstehen. Tabelle 4.2 zeigt die Übersicht der Gesamtverlustleistungen der untersuchten Netzmodelle. Diese Unterschiede werden in Kapitel 5 zur Untersuchung der ökonomischen Kriterien herangezogen. Aus dem Stromverhältnis L_{12}/L_{13} wird noch einmal deutlich, dass die Stromverlagerung nur bei der Netzfrequenzänderung erhebliche Auswirkungen hat.

5 Ökonomische Entscheidungskriterien der Energieübertragung

Bei der Errichtung und bei dem Betrieb von Höchstspannungsanlagen entstehen, je nach Art der Anlage, sehr unterschiedliche Kosten. Diese fallen auch zu unterschiedlichen Zeiten an, wodurch eine gesamtheitliche Betrachtung unumgänglich ist. Insgesamt können die Kosten in drei Kategorien aufgeteilt werden. Dies sind die Investitionskosten zur Errichtung der Anlage, die Betriebskosten und die Kosten durch Netzverluste während des Betriebs.

Bei den Netzverlusten werden lastabhängige (z.B. Stromwärmeverluste) und last-unabhängige Kosten (z.B. dielektrische Verluste) unterschieden. Die dielektrischen Verluste spielen erst bei den Höchstspannungskabeln eine größere Rolle. Mit Hilfe der Netzverlustkosten und der einzelnen Investitionskosten lassen sich die Gesamtjahreskosten einer Investition abschätzen. Da die Anschaffungskosten und die Netzverlustkosten für Kabel und Freileitungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, muß die jeweilige Lebensdauer bei der Untersuchung ebenfalls in Betracht gezogen werden.

Um die verschiedenen Modelle miteinander vergleichen zu können, gibt es im allgemeinen zwei Methoden, die Barwertmethode und die Annuitätsmethode. Bei der Barwertmethode werden alle Kapitalflüsse auf einen bestimmten Zeitpunkt auf- bzw. abverzinst. So entsteht eine Gesamtinvestitionssumme für einen bestimmten Zeitpunkt, die sich mit anderen Modellen vergleichen lässt. Bei der Annuitätsmethode werden die Gesamtkosten innerhalb eines Jahres ermittelt, die sich wiederum mit anderen Modellen vergleichen lassen. Dies geschieht, indem singuläre Investitionen mit einem Annuitätsfaktor auf regelmäßige Kosten umgerechnet werden. In dieser Arbeit wird die Annuitätsmethode verwendet, da sie einen guten Überblick über die jährlichen Kosten einer Anlage gibt.

5.1 Netzverlustkosten

Um aus den Netzverlustleistungen, das heißt den Stromwärmeverlusten (Gleichung 3.2) und den dielektrischen Verlusten (Gleichung 3.9), die Netzverlustkosten berechnen zu können, müssen die Verlustleistungen in eine Jahresverlustarbeit umgerechnet werden.

Ist die lastabhängige Verlustleistung P_{V1} bei der Scheinleistung S_1 bekannt, ergibt sich für eine beliebige Scheinleistung S :

$$P_V = P_{V1} \left(\frac{S}{S_1} \right)^2. \quad (5.1)$$

Die Verlustarbeit W_V ergibt sich innerhalb des Betrachtungszeitraumes T_n somit zu:

$$W_V = \int_0^{T_n} P_V dt = \int_0^{T_n} P_{V1} \left(\frac{S}{S_1} \right)^2 dt. \quad (5.2)$$

Die Nutzung und Übertragung der elektrischen Energie ist bestimmten zeitlichen Schwankungen unterworfen, die charakteristische Lastzyklen im Jahres-, Wochen- und Tagesrhythmus aufweisen. Die durchschnittliche prozentuale Belastung bezeichnet man als den Belastungsgrad m , und dieser berechnet sich zu:

$$m = \frac{1}{I_{\max} T_n} \int_0^{T_n} i(t) dt. \quad (5.3)$$

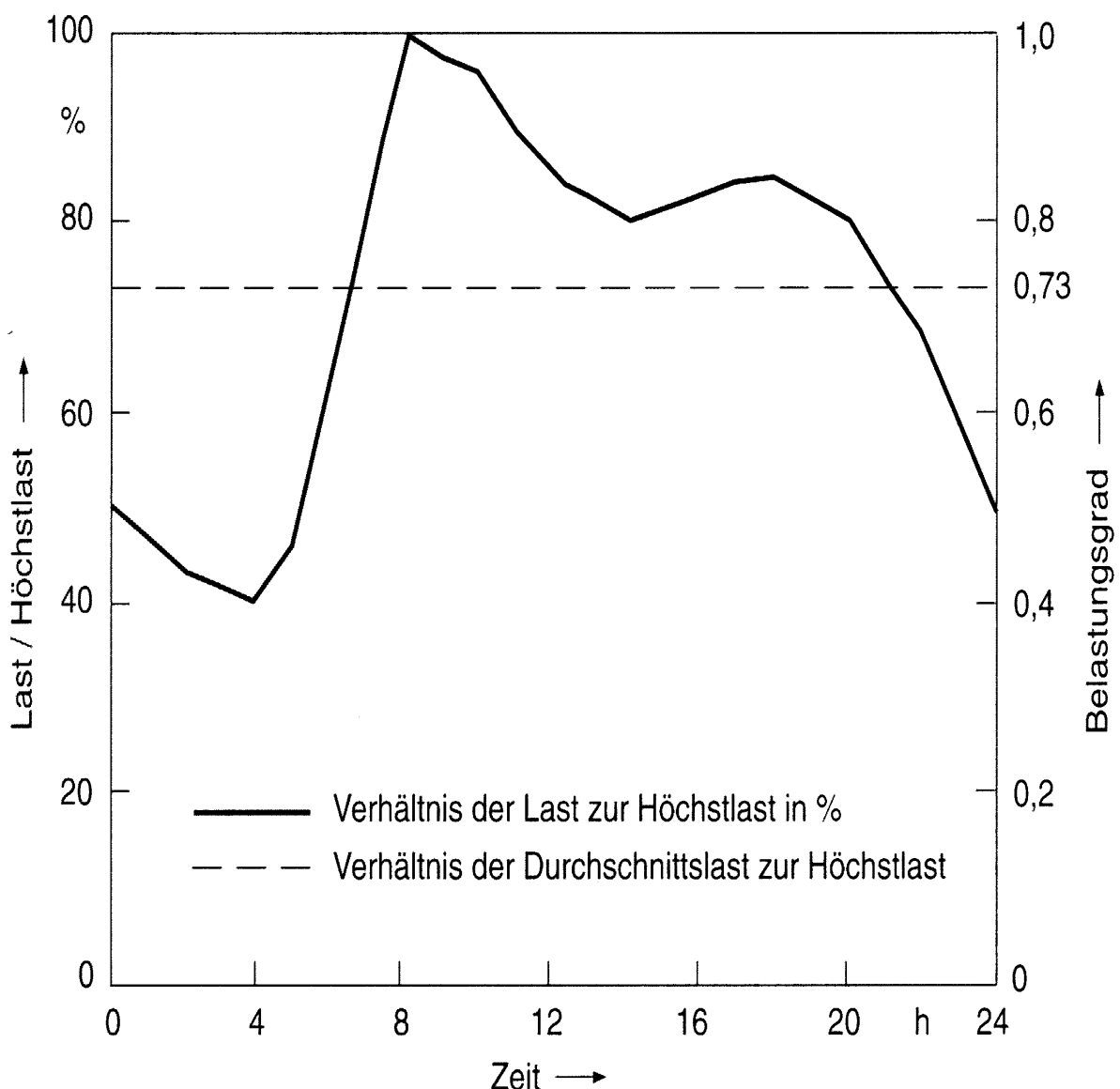


Bild 5.1: Typische Tageslast im EVU-Netz mit einem Belastungsgrad von 0,73 [37]

Bild 5.1 zeigt den Verlauf einer typischen Tageslast im EVU-Netz. Meist werden für die Beurteilung der Tagesverläufe sogenannte charakteristische Tagesganglinien

verwendet. Für die Bewertung der ökonomischen Kriterien reicht es aus, einen Jahresmittelwert zu benutzen.

Bei einem Übertragungsbetriebsmittel ist die Nutzungsdauer der maximal übertragbaren Leistung während der betrachteten Betriebszeit für die Verluste von großer Bedeutung. Hierzu verwendet man den Arbeitsverlustgrad, der vom Belastungsgrad m abhängig ist und sich definiert zu:

$$\mathcal{G} = \frac{W_V}{P_{V_{\max}} T_n} = \frac{R \int_0^{T_n} I^2 dt}{R I_{\max}^2 T_n} = \frac{1}{T_n S_{\max}^2} \int_0^{T_n} S^2 dt. \quad (5.4)$$

Somit erhält man:

$$W_V = \mathcal{G} P_{V_{\max}} T_n. \quad (5.5)$$

Zwischen dem Arbeitsverlustgrad und dem Belastungsgrad kann eine Näherungsformel angesetzt werden [53], die wie folgt lautet:

$$\mathcal{G} = 0,17m + 0,83m^2. \quad (5.6)$$

Die Netzverlustkostenbewertung geschieht auf der Grundlage, dass sowohl Kosten bei der Verlustleistung als auch bei der Verlustarbeit entstehen, wenn Energie erzeugt und übertragen wird. Die Verlustleistung nimmt bei der Übertragung einen Teil der Übertragungskapazitäten in Anspruch. Die Verlustarbeit muss zusätzlich eingespeist werden und verursacht somit Primärenergieträgerkosten in den Kraftwerken. Wie hoch diese Kosten anzusetzen sind, ist von dem jeweiligen EVU abhängig. Insbesondere spielen dabei freie Reserven oder Fremdbezüge eine Rolle.

Für die Bewertung der Netzverlustkosten werden daher zwei verschiedene Ansätze für die Höhe der arbeitsabhängigen Kosten gerechnet. Zum einen werden $K_W = 0,06 \text{ €/kWh}$ für einen Fremdbezug und zum anderen $K_W = 0,02 \text{ €/kWh}$ für die Eigenerzeugungskosten und somit für die Brennstoffkosten der Kraftwerke angesetzt.

5.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten entstehen z.B. durch eine Reparatur oder eine Wartung bzw. Instandhaltung an den Übertragungsbetriebsmitteln und sind somit von technischen Gegebenheiten und von den Personalkosten abhängig. Desweiteren enthalten sie alle Aufwendungen für Versicherungen, Konzessionen und Steuern. Sie werden in der Regel als Betriebskostenfaktor, das heißt als jährliche Betriebskosten bezogen auf die Investitionskosten eines Übertragungsbetriebsmittels angegeben.

Die absolute Höhe der Betriebskosten ist beim 400-kV-Kabel höher als bei der 400-kV-Freileitung, in Relation gesehen aber niedriger. Sie werden in der Arbeit für das 400-kV-Kabel mit 0,6% pro Jahr und für die 400-kV-Freileitung mit 1,8% pro Jahr abgeschätzt.

5.3 Investitionskosten

Die Investitionskosten eines Übertragungsbetriebsmittels stellen den größten Anteil der Gesamtkosten umgelegt auf die Lebensdauer dar. Da die Investitionen in unterschiedlicher Höhe und zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, wird eine Zahlenreihe gebildet und jede Einzelinvestition wird auf- bzw. abverzinst.

Ein direkter Vergleich zwischen einer Freileitung und einem Kabel ist aufgrund der sehr unterschiedlichen Randbedingungen nur im Einzelfall möglich. So sind insbesondere die Übertragungsfähigkeit und die topografischen Gegebenheiten entscheidend für den direkten Vergleich. In Kapitel 1 (Tabelle 1.1) sind bereits die Investitionskosten in Abhängigkeit von Stadt- oder Landgebiet angegeben. Diese werden hier noch einmal spezifiziert.

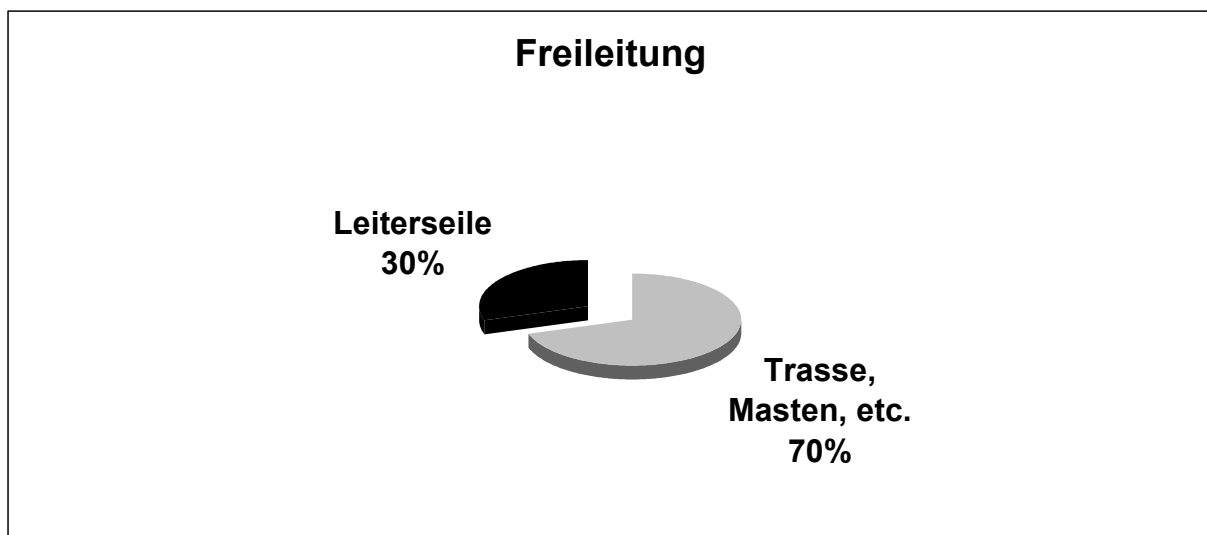


Bild 5.2: Prozentuale Kostenanteile der Gesamtinvestitionen bei einer Freileitung [60]

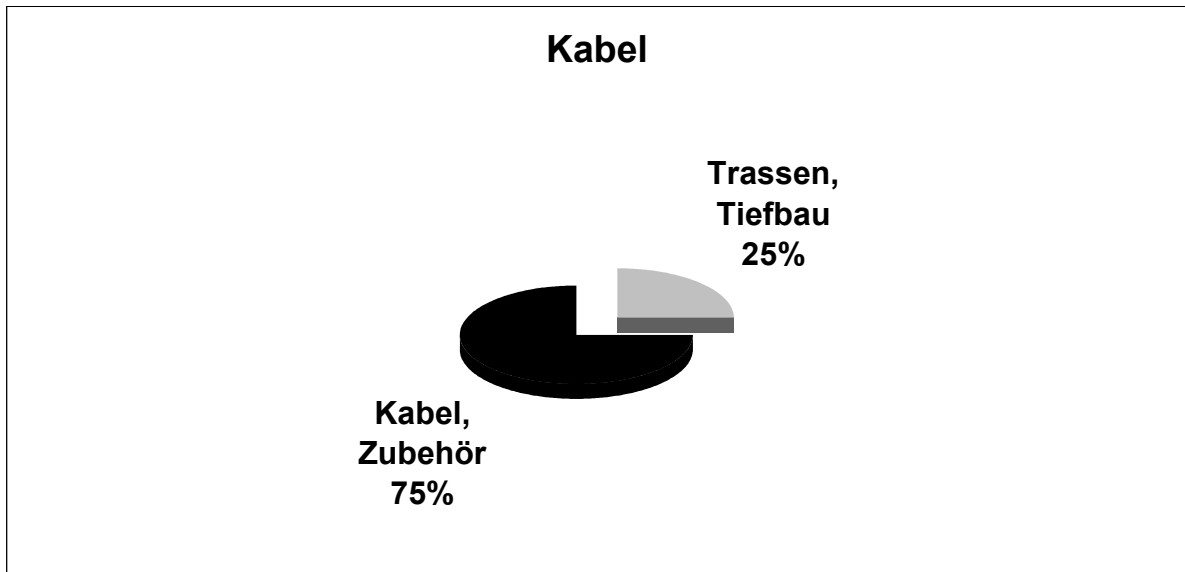


Bild 5.3: Prozentuale Kostenanteile der Gesamtinvestitionen bei einem Kabel [60]

Ein Vergleich der prozentualen Anteile der Gesamtinvestitionen zeigt deutliche Unterschiede zwischen einer Freileitung und einem Kabel [60]. Die Bilder 5.2 und 5.3 zeigen diesen Zusammenhang. Die Zahlen gelten für ein ländliches Gebiet. Für ein Stadtgebiet können nur sehr schwer Zahlen angegeben werden, da die Trassenkosten stark von den topografischen Verhältnissen im Stadtgebiet abhängen.

Ist für die Übertragungsstrecke eine Doppelleitung vorgesehen, so hat eine Freileitung den Vorteil, dass für die zweite Leitung nur die Leiterseile und die Installation finanziert werden müssen. Die Kosten für die Leiterseile betragen nur etwa 30% der Gesamtkosten einer Übertragungsstrecke.

Die Investitionskosten für Höchstspannungskabel liegen zur Zeit höher als die für Freileitung der gleichen Spannungsebene. Die zuvor betrachteten Netzverlustkosten sind bei Höchstspannungskabeln dagegen geringer.

Freileitung	Einheit	Investitionskosten
Leiterseile, Zubehör	€/km	250.000
Trassen, Anlagen	€/km	200.000
Summe	€/km	450.000
Kabel		
Kabel, Zubehör	€/km	1.700.000
Trassen, Anlagen	€/km	550.000
Summe	€/km	2.250.000

Tabelle 5.1: Investitionskosten von 400-kV-Kabel und 400-kV-Freileitung (Stand 2002)

Tabelle 5.1 zeigt die in der Arbeit benutzten Investitionskosten. Wie zu erkennen ist, ist der Kabelpreis fünf mal so hoch wie der Freileitungspreis. Dies ist nach eigener Umfrage derzeit der Stand der Technik [57, 61], wobei hierbei jeweils von einem Einfachleitungssystem mit den in der Arbeit beschriebenen Daten ausgegangen wird.

5.4 Gesamtkosten eines Übertragungsbetriebsmittels

Aus den zuvor beschriebenen Kostenarten lassen sich jetzt die Gesamtkosten einer Übertragung ermitteln. Diese Gesamtkosten K ergeben sich zu:

$$K = AK \cdot a + K_u \cdot l + \left(3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{q} + U^2 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \tan \delta \right) \cdot (K_p + T_n \cdot \vartheta \cdot K_w). \quad (5.7)$$



Hierbei sind:

AK	Investitionskosten,
a	Annuitätsfaktor,
K_u	Spezifische Betriebs- oder Unterhaltungskosten,
l	Leitungslänge,
ρ	spez. Widerstand unter Berücksichtigung von Betriebstemperatur und Wirbelstromverlusten,
q	Querschnitt des Übertragungsbetriebsmittels,
K_p	Leistungskosten,
T_n	Betrachtungszeitraum (meist ein Jahr),
ϑ	Arbeitsverlustgrad und
K_w	Arbeitskosten.

Die Betriebs- oder Unterhaltungskosten werden als konstant über ein Jahr betrachtet, wodurch sie daher schon Annuitäten sind.

Die Gesamtkosten K einer Anlage stellen für die ökonomischen Kriterien die Zielfunktion dar. Hierdurch kann ein Vergleich der Szenarien durchgeführt werden, wobei die technischen Kriterien als Randbedingungen für das Gleichungssystem verwendet werden.

5.5 Gesamtkostenvergleich zwischen Kabel und Freileitung

Wie bereits erwähnt, haben sich die Preise für Höchstspannungskabel in den letzten Jahren stark verringert. Obwohl die Investitionskosten in den letzten Jahren spürbar gesunken sind, bilden sie immer noch mit über 90% den weitaus Größten Anteil an den Gesamtjahreskosten pro Anlagenkilometer. Deshalb hat die Lebensdauer eines

Übertragungsbetriebsmittels einen sehr hohen Einfluss auf die Gesamtkosten eines Jahres. Bild 5.4 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Je größer die Lebensdauer eines Übertragungsbetriebsmittels ist, umso geringer werden die spezifischen jährlichen Investitionskosten.

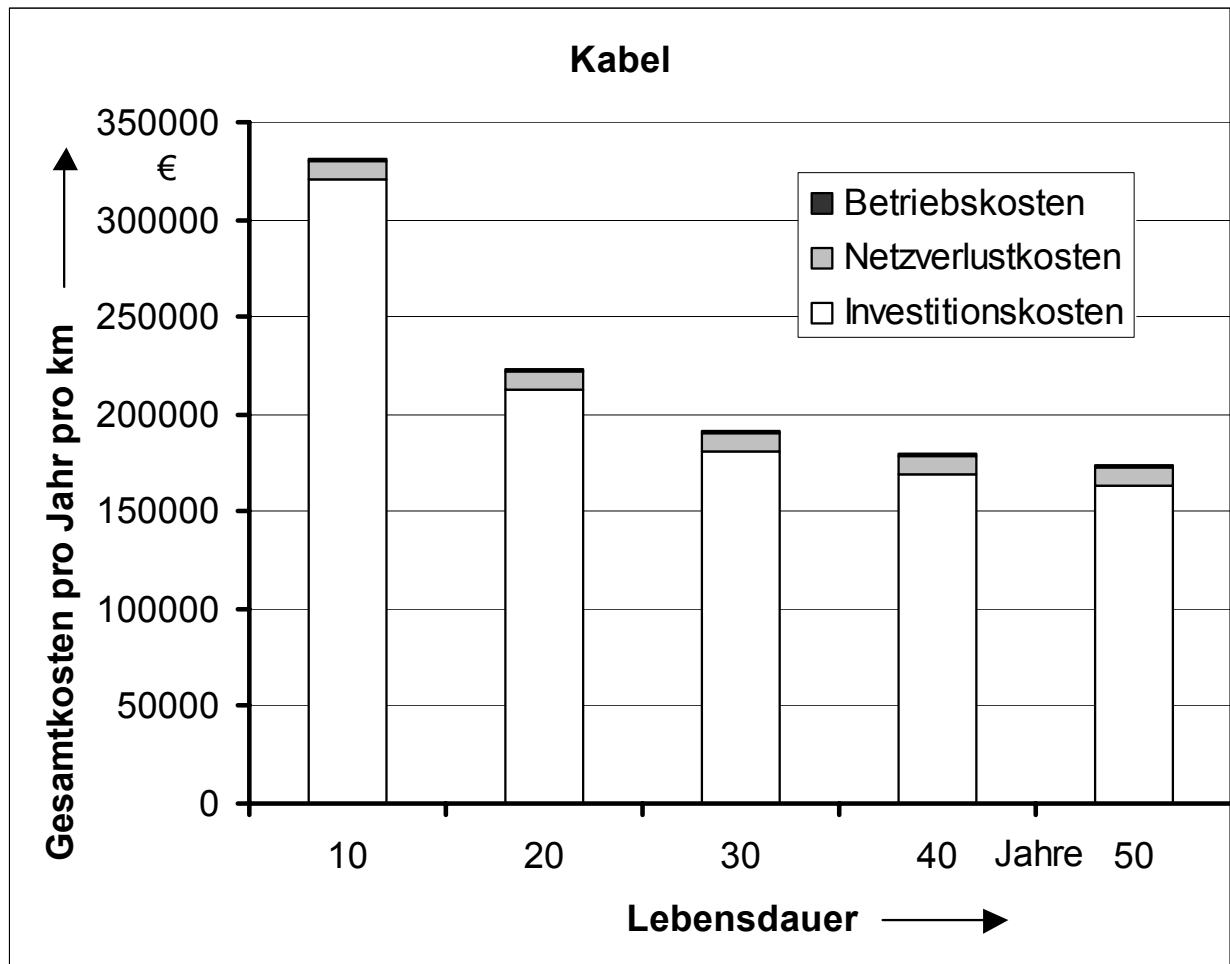


Bild 5.4: Jährlich anfallende Gesamtkosten pro km beim 400-kV-Kabel

Wie Bild 5.4 erkennen lässt, haben die Betriebskosten nur einen geringen Einfluss. Die Netzverlustkosten sind unabhängig von der Lebensdauer eines Übertragungsbetriebsmittels. Sie haben deshalb bei der Wahl zwischen Kabel und Freileitung dann eine entscheidende Bedeutung, wenn die Investitionskosten des Kabels gegenüber der Freileitung einen bestimmten Faktor nicht überschreiten.

Für die in Bild 5.4 und 5.5 gezeigten Zusammenhänge wurden die in Tabelle 5.2 aufgestellten Größen verwendet, wobei für die Arbeitsverlustkosten die Option 1 gewählt wurde.

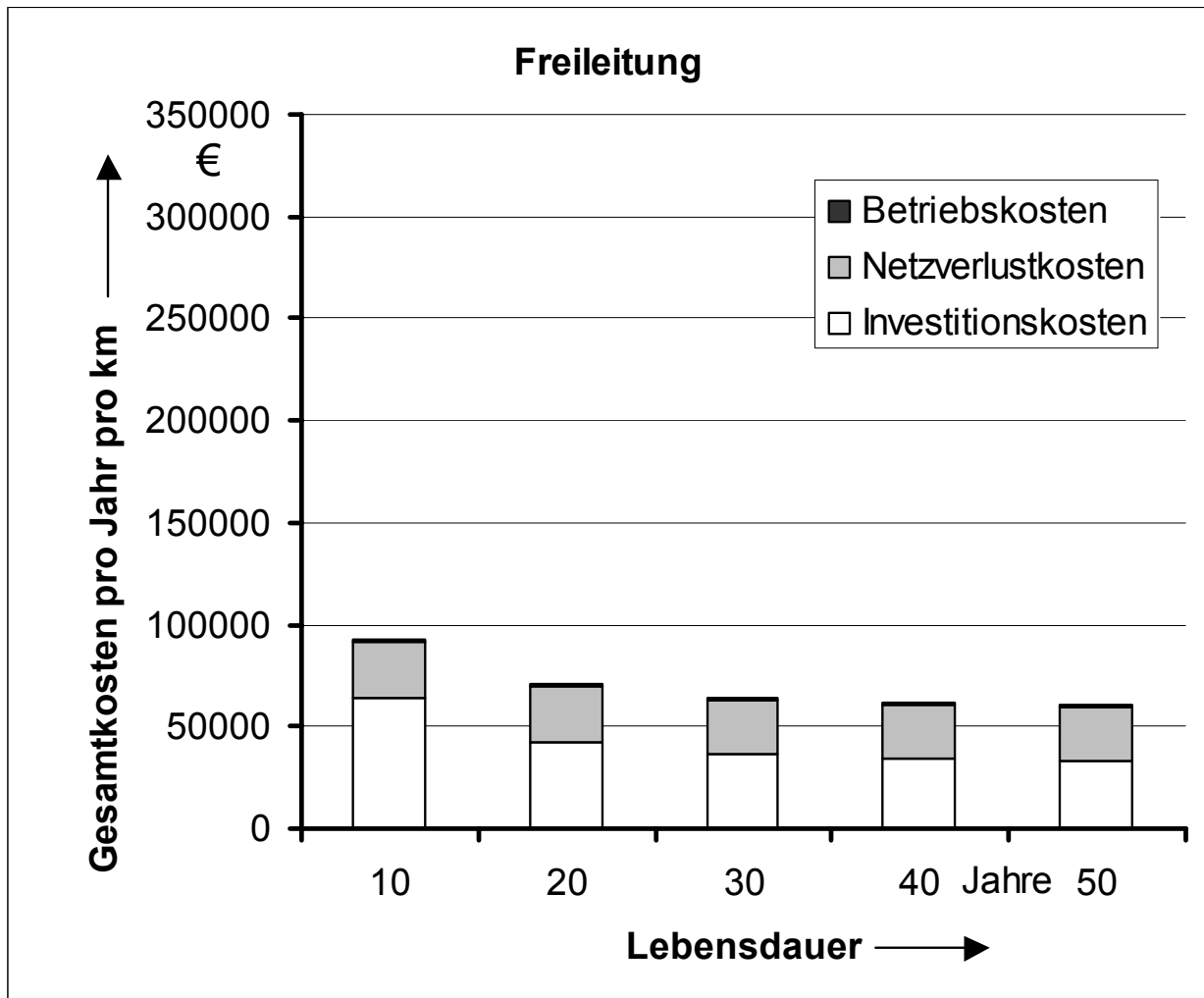


Bild 5.5: Jährlich anfallende Gesamtkosten pro km der 400-kV-Freileitung

Ein Vergleich zwischen Freileitung und Kabel (Bild 5.4 und 5.5) bei einer Lebensdauer von 40 Jahren zeigt, dass zwar die Investitionskosten der Freileitung nur ein fünftel von denen des Kabels betragen, wohingegen die Gesamtjahreskosten der Freileitung nur um den Faktor 3 geringer sind.

Größe	Einheit	Kabel	Freileitung
Investitionskosten	€/km	2250000	450000
Arbeitsabhängige Kosten Option 1	€/kWh	0,06	0,06
Arbeitsabhängige Kosten Option 2	€/kWh	0,02	0,02
Betriebskosten bezogen auf die Investitionskosten	%	1,8	0,8
Zinssatz	%	6,0	6,0
Leistungsabhängige Kosten	€/kW/a	200	200
Kompensationsdrossel	€/kvar	15	15

Tabelle 5.2: Zusammenstellung der verwendeten Größen für den Kostenvergleich

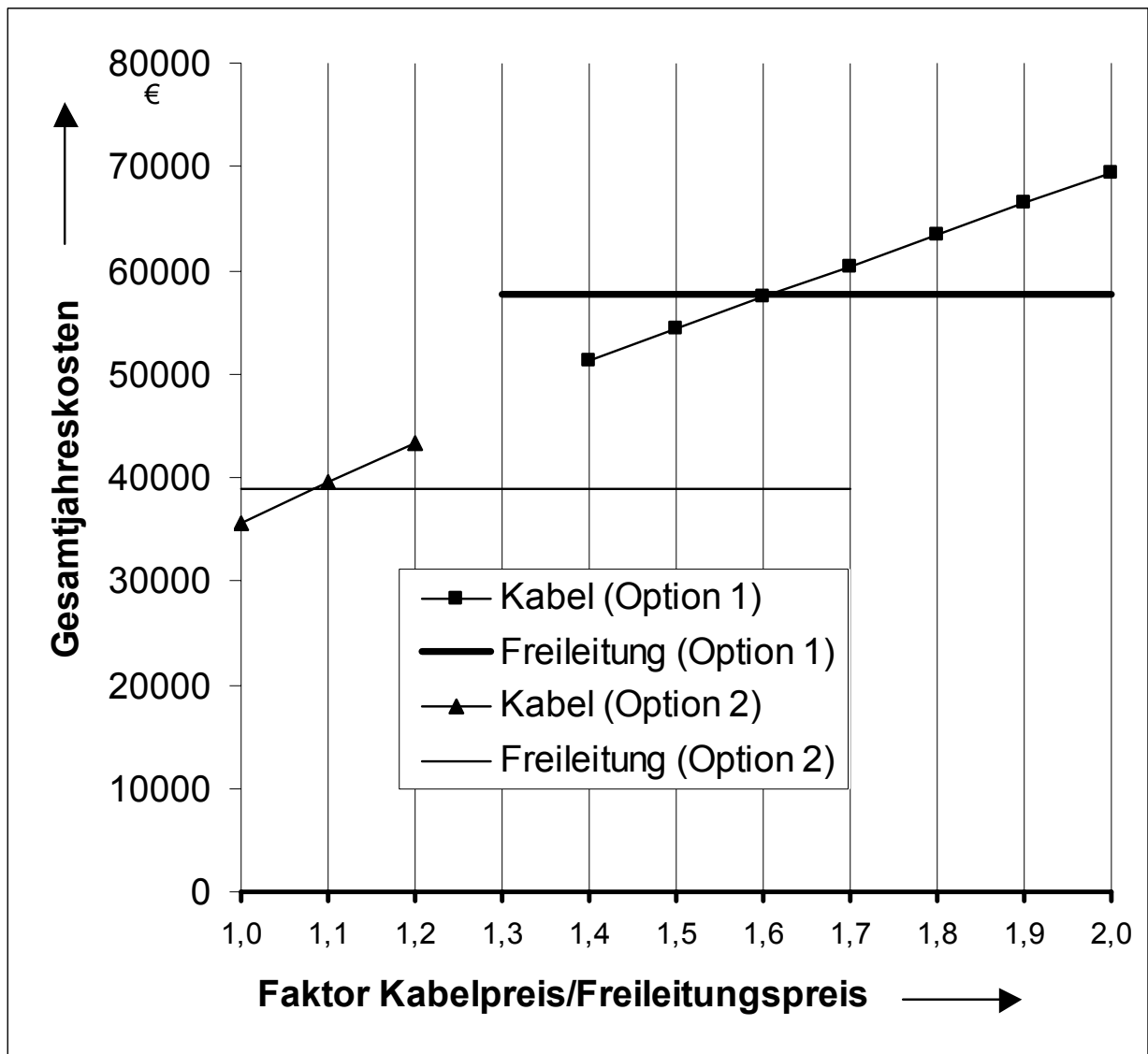


Bild 5.6: Gesamtjahreskosten pro km (40 Jahre Lebensdauer) und unterschiedlichen relativen Investitionskosten zwischen Kabel und Freileitung

Wird die Investitionsentscheidung allein von den ökonomischen Faktoren abhängig gemacht, so kann ein Investitionskostenfaktor zwischen Kabel und Freileitung ermittelt werden, bei dem die Gesamtkosten pro Jahr und km beider Optionen gleich sind.

Bild 5.6 zeigt die Gesamtkosten als Funktion verschiedener Investitionskostenfaktoren. Aus dem dargestellten Zusammenhang lässt sich berechnen, dass die Investitionskosten einer Kabelanlage 8% (Option 2) bzw. 60% (Option 1) höher als die einer Freileitungsanlage sein dürfen, damit die gleichen Gesamtkosten pro Jahr und km entstehen. Hierbei sind die ökologischen Aspekte nicht in Betracht gezogen worden.

	Kabel	Freileitung
Ökologische Kriterien	<p>Niedrige elektrische Felder</p> <p>Möglichkeiten zur Reduktion der magnetischen Felder</p> <p>Keine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes</p> <p>Geringere Unfallgefahr und bessere Arbeitsbedingungen für das Personal</p>	<p>keine Gefahr der Bodenaustrocknung</p>
Ökonomische Kriterien	<p>Keine Wertminderung von Land und Gebäuden</p> <p>Niedrige Netzverluste</p> <p>Minimaler Investitionsbedarf für See- und Flussüberquerungen</p> <p>Minimaler Landverbrauch</p>	<p>Geringe Investitionskosten und damit geringe Gesamtkosten</p>
Technische Kriterien	<p>Geringer Wartungsbedarf</p> <p>Höhere Verfügbarkeit</p> <p>Weniger Fehler</p> <p>Kein Witterungseinfluss</p> <p>Höhere Kurzzeitüberlastbarkeit</p>	<p>Einfachere und schnellere Fehlersuche</p> <p>Einfachere und schnellere Fehlerbehebung</p>

Bild 5.7: Aufstellung der Vorteile von Kabeln und Freileitungen

Für die finale Investitionsentscheidung werden mehrere Kriterien in Betracht gezogen. Bild 5.7 zeigt eine Aufstellung der Vorteile von Höchstspannungskabeln und Freileitungen, mit der Zuordnung zu verschiedenen Kriterien.

Insbesondere die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und die geringeren elektrischen Felder können entscheidende Vorteile für eine Höchstspannungskabelanlage sein.

Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit hat die Freileitung den Vorteil, dass Fehler relativ schnell gefunden werden können und auch deutlich schneller behoben werden können, als bei einem Höchstspannungskabel. Da die Fehlerhäufigkeit bei der Freileitung höher ist, muss eine probabilistische Bewertung vorgenommen werden, sobald zuverlässige Daten von Höchstspannungskabeln großer Länge aus dem Betrieb vorhanden sind.

6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Durch viele unterschiedliche Einflussfaktoren haben sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Energiekabeln in der 400-kV-Ebene verbessert. Dies kann zu einem vermehrten Einsatz von Kabeln in dieser Ebene und zu Veränderungen in der Netzstruktur führen. Die Untersuchungen haben gezeigt, welche Unterschiede bzw. welche Probleme auftreten, wenn eine Energieübertragung mit einer Freileitung auf eine Energieübertragung mit einem Kabel umgestellt wird. Hierbei sind vor allem die Kosteneinsparungspotentiale von Bedeutung.

In Zukunft werden aber auch politische Gegebenheiten eine zunehmend größere Rolle bei der Entscheidung einer neu zu errichtenden Übertragungsstrecke spielen. Insbesondere Freileitungen werden in der Bevölkerung nicht als unkritisch hingenommen, auch wenn die geographischen Bedingungen erfüllt wären. Hierbei könnte die Reihenschaltung aus Freileitung und Kabel eine interessante Alternative sein.

Bei der Untersuchung des Kosteneinsparpotentials wurde nachgewiesen, dass bei einer Freileitung wesentlich mehr Verlustleistung entsteht. Die Investitionskosten hingegen sind deutlich geringer als bei allen anderen Übertragungsbetriebsmitteln. Bei einer ökonomischen Betrachtung der Optionen dürften die Investitionskosten für eine Kabelanlage nicht mehr als 8% bzw. 60%, je nach arbeitsabhängigen Kosten, über denen der Freileitung liegen.

Eine wesentliche Erkenntnis der Untersuchung ist, dass eine Übertragung der Energie mit verminderter Frequenz zu erheblichen Einsparpotentialen hinsichtlich der Netzverlustkosten der Übertragungsleitungen führt und dass die Energie über sehr große Längen übertragen werden kann. Hierbei ist entscheidend, wie viel Investitionen für die Umrichteranlagen aufgebracht werden müssen bzw. wie sich Preise der Umrichteranlagen entwickeln.

Bei der Einbindung von Höchstspannungskabeln ist darauf zu achten, dass durch die geringeren Impedanzwerte der Höchstspannungskabel keine Unterlastung der benachbarten Freileitungen entsteht. Dies ist bei der Planung eines Netzes zu berücksichtigen.

Die wesentlichen Untersuchungsergebnisse können in folgenden Kernaussagen zusammengefasst werden:

- Eine Einbindung von 400-kV-Höchstspannungskabeln in das Netz stellt für die Übertragungsbetriebsmittel und für die einzuhaltenden Netzparameter kein Problem dar, wenn bestimmte Leistungs- und Längengrenzen eingehalten werden und bei der Netzplanung auf Auslastung und Blitzschutz geachtet wird.
- Leistungen von 1000 MVA können über eine Entfernung von 100 km übertragen werden.
- Eine Reihenschaltung von Höchstspannungskabel und Freileitung ist unkritisch für das Transportnetz und es entstehen weniger Übertragungsverluste als bei einer Verbindung nur mit einer Freileitung.

- Eine Verringerung der Netzfrequenz reduziert die Übertragungsverluste sowohl bei der Freileitung, als auch bei einem Höchstspannungskabel. Die Verluste für Umrichter und Stromrichtertransformatoren sind derzeit noch so hoch, dass die Gesamtverluste über denen ohne Netzfrequenzänderung bleiben.
- Wird eine Investitionsentscheidung nur von den ökonomischen Kriterien abhängig gemacht, so dürfen die Investitionskosten für das Höchstspannungskabelprojekt nur rund 8% bzw. 60%, je nach arbeitsabhängigen Kosten, höher sein als die für die Freileitung.

7 Schriftumsverzeichnis

- [1] Rasquin, W.
Technische Aspekte der Fernübertragung mit Kabeln
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 32 (1982) H. 7, S. 596-605
- [2] Rasquin, W.
Drehstrom-Kabel mit angepassten Querdrosseln
ETZ-Archiv, Bd. 3 (1981) H. 11, S. 371-376
- [3] Brakelmann, H.
Belastbarkeiten der Energiekabel
VDE-Verlag, Berlin (1985)
- [4] Peschke, W.
Die Begrenzung von Blitzstoßspannungsbeanspruchungen bei Transformatorwicklungen mittels innerer ZnO-Varistor-Beschaltung
Dissertation, Technische Universität München (1986)
- [5] IEV, Ingenieurbetrieb der VEAG AG
21. Internationale Blitzschutzkonferenz
Technisches Informationsbüro der VEAG, Berlin (1992)
- [6] Rasquin, W.
Spannungsüberhöhung auf Freileitungen und Kabeln
Bull. SEV/VSE Bd. 73, (1982) H. 21, S. 1130-1138
- [7] Rasquin, W.
Höhere harmonische bei elektrischen Fernübertragungen
Bull. SEV/VSE Bd. 74, (1983) H. 13, S. 700-705
- [8] Rasquin, W.
Belastbarkeit und zulässige Längen von natürlich gekühlten Hochleistungskabeln
Elektrizitätswirtschaft, (1980) H. 8, S. 299-304
- [9] Heumann, K.
Grundlagen der Leistungselektronik
Teubner Verlag, Stuttgart (1996)
- [10] Dabringhaus, H.-G.
Transiente Überspannungen auf Hochspannungskabeln
Dissertation, Universität-Gesamthochschule Duisburg (1983)
- [11] Kiwit, W.
Hochspannungs- und Hochleistungskabel
VWEW Verlag, Frankfurt a.M. (1985)

- [12] Oswald, B.; Siegmund, D.
Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen
Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig (1991)
- [13] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.
Elektrische Energieverteilung
B.G. Teubner Verlag, Stuttgart (1994)
- [14] Handschin, E.
Elektrische Energieübertragungssysteme
Bd. 2, Netzdynamik
Dr. Alfred Hüthig Verlag, Hüllberg (1984)
- [15] Pai, M. A.
Energy Function Analysis for Power System Stability
Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Netherlands (1989)
- [16] CIGRE 1992
Internationale Konferenz für Hochspannungsnetze
VEAG, Dresden (1992)
- [17] Linden, F.-W.
Ausbauplanung von Hochspannungsübertragungsnetzen unter Berücksichtigung der Kraftwerksstandorte
Dissertation, RWTH Aachen (1986)
- [18] ETG-Fachtagung III 1995
Lastfluss in Hochspannungsnetzen
VDE-Verlag, Berlin/Offenbach (1995)
- [19] Hoy, C.
Wellenvorgänge auf Hochspannungsfreileitungen
VEB Verlag Technik, Berlin (1989)
- [20] Handschin, E.; Kaufmann, W.; Schaffer, G.
Netzleittechnik für Verteilungsnetze
VDE-Verlag, Frankfurt a.M. (1992)
- [21] Hilgarth, G.
Hochspannungstechnik
Teubner Verlag, Stuttgart (1997)
- [22] Hoyer, K.
Einfache Ausgleichsvorgänge der Elektrotechnik
Vieweg, Braunschweig (1985)
- [23] Honerla, J.
Spannungsüberhöhungen auf Leitungen
ELEKTRIE, (1992) Jg. 46, H. 4, S. 165-167

- [24] Rasquin, W.
Auswirkungen von Steuereinlagen in Kabelendverschlüssen auf transiente Spannungen
ELEKTRIE, (1992) Jg. 46, H. 8, S. 378-381
- [25] Brakelmann, H.
Energietechnik programmiert
VDE-Verlag, (1989)
- [26] Lücking, W.
Energiekabeltechnik
Vieweg Verlag, (1981)
- [27] Leonhard, W.
Regelung in der elektrischen Energieversorgung
Teubner Verlag, Stuttgart (1980)
- [28] Franzen, F.
Modelle und Verfahren zur Bestimmung der transienten Stabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen
Dissertation, Universität Kaiserslautern (1988)
- [29] van Dyk, H. U.
Spannungs-Blindleistungs-Optimierung in Verbundnetzen
Dissertation, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal (1990)
- [30] Heidorn, D.
Ein Beitrag zur Theorie transienter Leitungsnachbildungen
Dissertation, Universität der Bundeswehr Hamburg (1988)
- [31] Claudi, A.
Resonanzbeanspruchung von Transformatoren durch transiente Ausgleichsvorgänge und deren Berechnung mit einem mathematischen Transformatorenmodell
Dissertation, RWTH Aachen (1985)
- [32] Verstege, J.
Vorlesungsunterlagen Energietechnik II; Netzleittechnik
Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal (1994)
- [33] Schäfer, T.
Entwicklung eines detaillierten Netzdynamikmodells für die Untersuchung des Regelverhaltens des westeuropäischen Verbundnetzes
Dissertation, Universität Stuttgart (1987)

- [34] Kammerath, H.
Modelle der Schutzeinrichtungen in Energieversorgungsnetzen und die Einbeziehung in die Simulation der Netzdynamik
Dissertation, Technische Hochschule Leipzig (1993)
- [35] Graf, K.-M.
Die Gefährdung des Netzbetriebes durch absinkende Spannungen in Höchstspannungsnetzen
Dissertation, RWTH Aachen (1988)
- [36] Schnyder, G.
Verfahren zur Bestimmung des optimalen und N-1 sicheren Energieübertragungsnetzes
Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (1988)
- [37] VWEW-Arbeitsausschuss „Kabel“
Kabelhandbuch
VWEW-Verlag, Frankfurt a.M. (1997)
- [38] Deutsche Verbundgesellschaft
Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt
DVG, Heidelberg (1998)
- [39] Sattinger, W.
Regelvorgänge innerhalb des westeuropäischen elektrischen Energieversorgungsnetzes untersucht unter Normal- und Worst-Case-Bedingungen mit Hilfe eines detaillierten Netzdynamikmodells
Dissertation, Universität Stuttgart (1995)
- [40] Petry, L.
Ein Netzmodell zur Simulation dynamischer Vorgänge in elektrischen Versorgungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung von statischen Kompensatoren
Dissertation, Universität GH Siegen (1985)
- [41] Kubbe, A.
Analyse des transienten Verhaltens elektrischer Verteilungsnetze und Lasten
Dissertation, Universität Dortmund (1990)
- [42] Xianzhang, L.
Robuste Optimierung beliebiger, durch ein Simulationsprogramm definierbarer Probleme der elektrischen Energieversorgung
Dissertation, TU Berlin (1992)
- [43] Pesch, H.
Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung Cabora Bassa-Apollo: Systemverhalten und Betriebserfahrungen
ETZ 100, (1979) H. 26, S. 1492-1501

- [44] Erlich, I.
Analyse und Simulation des dynamischen Verhaltens von Elektroenergiesystemen
Habilitationsschrift, TU Dresden (1995)
- [45] Siemens AG
Stromaustausch Österreich/Ungarn: HGÜ-Kurzkupplung Wien-Südost
Siemens AG, Energieübertragung und -verteilung, (1993)
- [46] ABB AG
Schaltanlagen
ABB, Cornelsen Verlag Schwann-Girarget, Düsseldorf, 1987
- [47] UCTE
Statistisches Jahrbuch UCTE 1999
UCTE Internetseite
- [48] DVG
Deutsche Verbundgesellschaft
Stromkreislängen 2000, DVG Internetseite
- [49] Moser, A.
Langfristig optimale Struktur und Betriebsmittelwahl für 110-kV-Überlandnetze
Dissertation, RWTH Aachen (1995)
- [50] Brandes, W.; Haubrich, H.-J.
Energieübertragung und -verteilung, Gesetze, Richtlinien und Regeln im Umfeld
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 41 (1991) H. 11, S. 752-758
- [51] Nexans Swiss SA
Nexans Firmen Internetseite
<http://www.nexans.ch/>, Stand 11/2001
- [52] Haubrich, H.-J.
Elektrische Energieversorgungssysteme - Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 13, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen 1993
- [53] VDEW
Netzverluste
VDEW Verlag, Frankfurt a.M. (1978)

- [54] Gröhn, D.; Jarass, L.; Obermayr, G.M.
Kabel oder Freileitung
 Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 34 (1984) H. 11, S. 814-818
- [55] VDEW
Grundsätze zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
 VWEW Verlag, Frankfurt a.M., 3. überarbeitete Auflage (1992)
- [56] Haubrich, H.-J.
Technisch-wirtschaftliche Aspekte der Integration von Kabeln in Freileitungsnetze
 Ektrizitätswirtschaft, Jg. 85 (1986) H. 21, S. 820-826
- [57] Dellby, B.; Bergmann, G.; Karlstarnd, J.; Kaumanns, J.
Hochspannungskabeltechnik
 ABB Technik 4/2000
- [58] Arora, A.; Chan, K.; Jauch T.; Kara, A.; Wirth, E.
Innovative Systeme verbessern die Qualität der Stromversorgung
 ABB Technik
- [59] Häusler, M.; Schlayer, G.; Fitterer, G.
Erhöhte Übertragungsfähigkeit von Freileitungen durch Umbau von Drehstrom auf Gleichstrom
 ABB Technik, 3/1997
- [60] Pallic et al., M.
Kabel und Freileitungen in überregionalen Versorgungsnetzen
 Expert Verlag, Ehningen (1992)
- [61] Kaumanns, J.
 Entwicklung HV Kabelsysteme, ABB Energiekabel, Mannheim
 Eigene Anfrage von Investitionskosten per E-Mail (2002)
- [62] Siemens AG
Gasisolierte Übertragungsleitung (GIL) - Zuverlässig, verlustarm, umweltfreundlich
 Siemens AG Informationsbroschüren, E50001-U113-A166, (2001)
- [63] Wagner, H.-J.; Pick E.
Instrumente für Umweltmanagement: Energie- und Stoffstromanalysen an Hochschulen
 Universität-GH Essen
- [64] Schöffner, G.
Power Transmission and Distribution
 Telefongespräch im Januar 2002, Siemens AG, Erlangen

- [65] Brakelmann, H.; Rasquin, W.; Steinbrich, K.
Steel Pipe Cables with Reduced Operating Frequency
European Transactions on Electrical Power, ETEP Vol. 12, No. 4, 7/8 2002
VDE-Verlag, (2002), S. 309-311
- [66] Steinbrich, K.
Reduction of Operating Frequency for Power Cables
European Transactions on Electrical Power, ETEP Vol. 12, No. 3, 5/6 2002
VDE-Verlag, (2002), S. 235-238
- [67] Brakelmann, H.; Steinbrich, K.
Frequenzreduzierte Energieübertragung und -verteilung
Bulletin SEV/VSE 93 (2002), no. 1, pp. 33-38
- [68] Fricke, K. G.; Paschen, R.; Steckel, R. D.
AC overhead and underground HV-lines - comparison and new aspects
Cigrè (1996), Bericht 21/22-07
- [69] IEC Publication 287
Calculation of continuous current rating of cables (100% load factor)
(1994)
- [70] Wüstenberg, J.
Verfahren zur Kenndatenermittlung von 400-kV-VPE-Kabel im Stahlrohr
Dissertation, Uni Duisburg (2000)
- [71] Speck, D.
Energiekabel im EVU
Expert Verlag, (1994)
- [72] Joachim, D.
Stromverdrängungseffekte bei Millikenleitern
Dissertation, Uni Duisburg (1998)
- [73] **CIGRE**
JWG 21/33, Report (May 1999)

Lebenslauf

Persönliches:		Wolfgang Laures geb. am 09.06.1969 in Prüm verheiratet mit Patricia Laures Tochter, Elisa Laures
Ausbildung:	1975 - 1979 1979 - 1985 1985 - 1989 1989 - 1990 1990 - 1991	Grundschule Schönecken Kaiser-Lothar-Realschule Prüm Ausbildung zum Energieanlagen- elektroniker bei RWE Energie Trier Grundwehrdienst Fachoberschule Technik Bitburg
Studium:	1991 - 1995 1992 - 1994 1993 - 1994 1995	Studium der Energietechnik Universität-Gesamthochschule Wuppertal Stipendiat der Professor Koepchen Studienstiftung Wissenschaftliche Hilfskraft am Lehrstuhl für Elektrische Energie- versorgung der Universität- Gesamthochschule Wuppertal Diplomarbeit bei RWE Energie Hauptschaltleitung Brauweiler
Berufstätigkeit:	1995 - 2001 seit 2001	Technisches Management Procter & Gamble Unternehmensberater McKinsey & Company