

Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz

Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche
Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel
der 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe

Kurzfassung

Langfassung unter www.forwind.de/oswald-studie

Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd R. Oswald

unter Mitarbeit von

Anneke Müller & Dr. Marcel Krämer

Hannover & Oldenburg, 20. September 2005

ForWind
Zentrum für Windenergieforschung
der Universitäten Oldenburg und Hannover

Marie-Curie-Straße 1
26129 Oldenburg
Tel.: (0441) 361 16 - 720
e-mail: info@forwind.de

www.forwind.de



Inhalt der Studie

- 1 Anlass und Ziel der Studie
 - 2 Rahmenbedingungen, Vorgaben
 - 3 Betriebseigenschaften von Freileitung, Kabel und gasisolierten Rohrleitern
 - 4 Bauliche Maßnahmen, Transport
 - 5 Umwelteinwirkungen
 - 6 Freileitung, Kabel und GIL im Verbundnetz
 - 7 Wirtschaftlichkeitsvergleich von Freileitung, Kabel und GIL
 - 8 Zusammenfassende Bewertung der Leitungssysteme
 - 9 Literatur- und Quellenverzeichnis
 - 10 Glossar
- Anhang

Anlass und Ziel der Studie

Im November 2004 wurde ein Raumordnungsverfahren für die durch die E.ON Netz GmbH geplante Höchstspannungsfreileitung von Ganderkesee (Landkreis Oldenburg) nach Diepholz/St. Hülfe (Landkreis Diepholz) eingeleitet (siehe Bild).

Ein Schwerpunkt der von den beteiligten Kommunen und Privatpersonen vorgebrachten Stellungnahmen war die Ablehnung der vom Antragsteller vorgesehenen Freileitung. Statt einer Freileitung wurden als Alternativen die Erdverlegung mittels VPE-Kabeln oder gasisolierte Leiter (GIL) gefordert.

Um im Raumordnungsverfahren auf umfassende Informationen zurückgreifen zu können, wurde ein Vergleich der Übertragungssysteme Freileitung, Kabel und GIL aus technischer, betriebswirtschaftlicher und umweltfachlicher Sicht erforderlich. Deshalb hat die Regierungsvertretung Oldenburg des Niedersächsischen Ministeriums für den ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz ForWind, das Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover beauftragt, die hier vorgelegte Studie zu erstellen. Die Studie wurde federführend durch den Leiter des Instituts für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Universität Hannover, Prof. Oswald, durchgeführt.

Die Planung und der Bau von größeren neuen Trassen im deutschen Höchstspannungsnetz (380 kV) fand zuletzt Anfang der 1990er Jahre im Zuge der Vereinigung beider deutschen Staaten statt. Seither haben sich die Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber erheblich verändert. Im Wesentlichen sind dabei die folgenden zwei Aspekte von Bedeutung:

1. die Liberalisierung der Energiemärkte seit 1998
2. der deutlich gestiegene Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere die Windenergienutzung

Die Liberalisierung hat dazu geführt, dass ein rechtliches „Unbundling“ der Versorgungsunternehmen durchzuführen ist. Der Netzbetrieb stellt danach eine eigene wirtschaftliche Einheit dar, die von Erzeugung und Vertrieb zu trennen ist und buchhalterisch, organisatorisch und rechtlich selbstständig tätig ist. Statt der früheren Gesamtkalkulation für gelieferten Strom sind gesonderte Preise für die Übertragung des Stromes zu kalkulieren. Im Bereich der Netze hat dies zunächst zur Entwicklung einer „Verbändevereinbarung“ zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte geführt. Durch das zum 13.7.2005 grundlegend novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde nun aber auch in Deutschland der regulierte Netzzugang eingeführt. Die Regeln zur Kalkulation der Netzentgelte sind dabei detailliert in der „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)“ niedergelegt. Die von den Netzbetreibern erhobenen Entgelte bedürfen einer vorhergehenden Genehmigung durch die neu entstandene Bundesnetzagentur. Inwiefern diese Rahmenbedingungen einen Netzausbau beeinflussen, ist bislang ungeklärt.

Die Entwicklung der Windenergienutzung mit zuletzt über 17000 MW installierter Leistung onshore, dem Vorliegen von Errichtungsgenehmigungen für Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee sowie dem Vorliegen weiterer Anträge für Onshore-Windparks stellt die Netzbetreiber auch vor strukturell neue Aufgaben. Während bisher das Höchstspannungsnetz im europäischen Verbund hauptsächlich zur Anbindung der großen thermischen und hydraulischen Kraftwerke diente, bekommt es durch die steigende Windenergieeinspeisung zunehmend die Aufgabe zur großräumigen Ab- und Durchleitung dieser Leistung in die Verbrauchszentren. Die in dieser Studie untersuchte Trasse Ganderkesee –

St. Hülfe dient der Netzverstärkung im Norddeutschen Raum insbesondere zur sicheren Übertragung der bereits existierenden und geplanten Stromerzeugung durch Windenergienutzung entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung. Nach EEG sind Stromnetzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet soweit dies zum Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich und wirtschaftlich zumutbar ist.

Während es im Mittel- und Hochspannungsnetz bis zur 110-kV-Spannungsebene hinreichende Erfahrungen mit Kabelsystemen gibt, stellt die Errichtung einer etwa 60 km langen 380-kV-Kabelstrecke ein Novum dar.

Weder sind die aus den letzten Projekten von vor zehn Jahren bekannten Kosten für Freileitungsbau übertragbar, noch gibt es Erfahrungen im Bau und Betrieb von erdverlegten VPE-Kabelsystemen dieser Spannung und Länge. Auch das GIL-System ist bislang nur in wenigen km Länge realisiert. Die in dieser Studie getroffenen Annahmen basieren deshalb neben realitätsnahen Angeboten der durchführenden Unternehmen weitgehend auf plausiblen Annahmen, die mit dem Projektträger der Trasse Ganderkesee – St. Hülfe abgestimmt sind.

Die vorliegenden Untersuchungen beschränken sich auf die Betrachtung der technischen, betriebswirtschaftlichen und umweltfachlichen Aspekte der verglichenen Höchstspannungssysteme. Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der unterschiedlichen Folgen der verschiedenen Systeme auf z.B. Grundstückswerte von Anwohnern oder Entwertung eines Erholungsgebietes kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet werden. Insbesondere wurde keine ökonomische Bewertung der Umwelteinwirkungen vorgenommen, die über die von den Genehmigungsbehörden gemachten Auflagen (Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen) hinausgehen.

Neben den typischen Eigenschaften der Systeme werden der Netzbetrieb und die Betriebsverluste dargestellt. Anhand entsprechender Kennzahlen werden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Diese beinhalten im Wesentlichen Planungs- und Investitionssummen (inklusive u.a. der zu leistenden Ausgleichszahlungen) sowie Betriebs- und Wartungsaufwendungen. Eventuell anfallende Rückbaukosten bleiben unberücksichtigt.

Diese Studie basiert auf den derzeit gültigen Gesetzen und Verordnungen für den Leitungsbau. Ihre Ergebnisse beziehen sich auf die konkrete Trasse und sind deshalb nicht ohne weiteres auf andere Projekte übertragbar.

Allgemeine Rahmenbedingungen, Vorgaben

(vgl. Langfassung S. 7)

- Die Untersuchungen beziehen sich auf die konkret geplante 380-kV-Leitung Ganderkesee – St. Hülfe mit einer Trassenlänge von ca. 60 km.
- Es handelt sich um ein Teilstück im 380-kV-Verbundnetz, an das andere Anforderungen bezüglich Belastbarkeit und Verfügbarkeit gestellt werden, als bei Zu- bzw. Stickleitungen.
- Für die Dimensionierung der Leitung ist die für den Zeithorizont 2010 erwartete Leistungsbilanz für Starkwind und Schwachlast im E.ON Nordnetz mit 3600 MW Offshore-Windleistung und 7400 MW Onshore-Windleistung maßgebend.
- Im ersten Schritt ergibt sich eine Notwendigkeit für die Errichtung **einer** weiteren Nord-Süd-Leitung mit einer Übertragungsfähigkeit von 1500 MW. Für diese Leistung ist zunächst eine Einfachleitung (1 Drehstromsystem) ausreichend.
- Bei weiterem Leistungszuwachs, insbesondere aus dem Offshore-Bereich, wird nach 2010/2015 die Erweiterung der Leitung um ein **zweites** System erforderlich. Unter Berücksichtigung der Lastflusssituation im Nordnetz wird für die Doppelleitung mit einer maximalen Übertragungsleistung von 2200 MW gerechnet.

Es wird vorausgesetzt:

- 1) Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Leitung ist unstrittig.
- 2) Das (n-1)-Planungskriterium wird eingehalten und das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit bleibt erhalten.
- 3) Die Belastbarkeit der Leitungssysteme ist vergleichbar.
- 4) Die bautechnische Durchführbarkeit ist gewährleistet.

Stand der Technik

(vgl. Langfassung S. 9)

Die einzelnen Übertragungssysteme unterscheiden sich aufgrund ihrer Bauart und Geometrie sowie eingesetzten Werk- und Isolierstoffe deutlich in ihren elektrischen, thermischen und mechanischen Eigenschaften sowie der Art der Errichtung und damit auch in ihrem Betriebsverhalten und ihren Gesamtkosten.

Freileitungen

Die ersten Hochspannungsübertragungsnetze wurden mit Freileitungen errichtet, weil diese einen einfachen Aufbau besitzen, ein gutes und robustes Betriebsverhalten aufweisen und einfach und schnell zu errichten und zu reparieren und damit auch kostengünstig zu betreiben sind. Das sind die Hauptgründe dafür, dass im heutigen europäischen 380-kV-Verbundnetz mit einer Trassenlänge von etwa 111 000 km so gut wie keine anderen Alternativen realisiert sind. Bisher gibt es weniger als 10 Kabel- und Rohrleiterstrecken mit insgesamt etwa 100 km Gesamtrassenlänge. Dabei handelt es sich ausnahmslos um Projekte oder Leitungsabschnitte im Zuge einer Freileitung, bei denen eine Freileitung aus baulichen, genehmigungsrechtlichen oder umweltrelevanten Gründen nicht in Frage kam.

Die erste 380-kV-Freileitung der Welt wurde 1952 in Schweden für eine Übertragungsleistung von 460 MW über 950 km von Harspränget nach Halsberg gebaut. Bereits 1930 wurde in Deutschland die für 380 kV ausgelegte, aber zunächst mit 220 kV betriebene rd. 600 km lange Freileitung aus dem Raum Köln nach Vorarlberg in Österreich in Betrieb genommen. 1957 wurde diese Leitung bis Hohen-eck bei Ludwigsburg auf 380 kV umgerüstet. Die genannten Leitungen sind heute noch in Betrieb.

Kabel

Bis Anfang der 90er Jahre des vergangenen Jahrhunderts standen für 380-kV-Kabelstrecken ausschließlich Ölkabel zur Verfügung. Sie wurden hauptsächlich zur Versorgung von Großstädten, so auch in Berlin und Wien eingesetzt. In Berlin wurden, um die erforderliche Übertragungsleistung von 2×1120 MVA pro Doppelkabelsystem zu erreichen, auf den Abschnitten zwischen dem UW Reuter und dem UW Mitte (8,1 km, 1978) und SA Teufelsbruch und dem UW Reuter (7,6 km, 1994) Niederdruck-Ölkabel mit direkter Wasserkühlung eingesetzt.

Die umweltfreundlicheren und auch sonst gegenüber Ölkabeln vorteilhafteren VPE-Kabel kamen zwar schon Ende der 60er Jahre mit Nennspannungen bis 110 kV auf den Markt, aber erst 1986 war das erste 380-kV-VPE-Kabel serienreif. Seit 1988 stehen VPE-Kabel bis 500 kV Nennspannung zur Verfügung. Das Vordringen der Kunststoffkabel in den Höchstspannungsbereich war vor allem auch eine Frage geeigneter Muffen, die erst mit der Entwicklung der vorgefertigten Aufschiebemuffen zufrieden stellend gelöst wurde. Die bisher längste 380-kV-VPE Kabelstrecke wurde 1997 errichtet und verbindet Kopenhagen mit dem dänischen Verbundnetz über 22 km. In Berlin wurden 1998 und 2000 zur Schließung der Diagonale zwei 380-kV-Doppelkabelsysteme von 6,3 und 5,4 km Länge in zwangsbelüfteten Tunneln in Betrieb genommen. Die eingesetzten VPE-Kabel mit 1600 mm^2 Kupferquerschnitt können 1100 MVA pro System übertragen. Das Projekt stellte seinerzeit eine Weltneuheit dar, dem umfangreiche Dauertests vorausgegangen waren. Aufgrund der speziellen elektrischen Eigenschaften der Kabel (s. Abschnitt 3.2) sind bei 380 kV ab etwa 15 km Übertragungslänge Blindleistungskompensationsmaßnahmen erforderlich.

GIL

Ein Doppelsystem gasisolierte Rohrleiter mit 380-kV-Nennspannung wurde erstmals 1976 zur Leistungsabführung des Kavernenkraftwerkes Wehr (Südbaden) durch einen Stollen eingesetzt. Rohrleiter der weiterentwickelten zweiten Generation werden nicht mehr verschraubt, sondern vor Ort gasdicht aus Rohr- und Leiterstücken von 11 bis 14 m Länge und, falls erforderlich, Winkelbausteinen zur Richtungsänderung, verschweißt. Als Isoliermittel dient ein unter 7 bar Druck stehendes Gasgemisch aus 20 % SF_6 und 80 % Stickstoff. Rohrleiter werden vorzugsweise im Tunnel verlegt, können aber auch direkt in die Erde verlegt werden. Bei einer Spannung von 380 kV kann ein Rohrleitersystem bei Erdverlegung eine Leistung von 1645 MVA (2500 A bei 380 kV) über eine Entfernung von über 100 km ohne Kompensationsmaßnahmen übertragen.

Ausbau-Szenarien

(vgl. Langfassung S. 54)

Aspekt	Szenario 1	Szenario 2 (Normalfall)	Szenario 3
Beschreibung	Planmäßiger Leitungszubau- kein oder nur geringer Zuwachs an Windleistung Beginn 2010...2012	Planmäßiger Leitungszubau- planmäßiger Zuwachs an Windleistung Beginn 2010	Verzögerter Leitungszubau- planmäßiger Zuwachs an Windleistung Beginn 2015
Maximallast	1500 MVA	1500 MVA (bis 2020) 2200 MVA (ab 2020)	2200 MVA
Ausbaustufen/ Endausbau	1 System auf Dauer (die Maste der Freilei- tung werden von vorn- herein für 2 Systeme ausgelegt)	1. Ausbaustufe bis 2020: 1 System wie bei Sz. 1 2. Ausbaustufe ab 2020: Erweiterung um 2. Sys- tem	2 Systeme von Beginn an

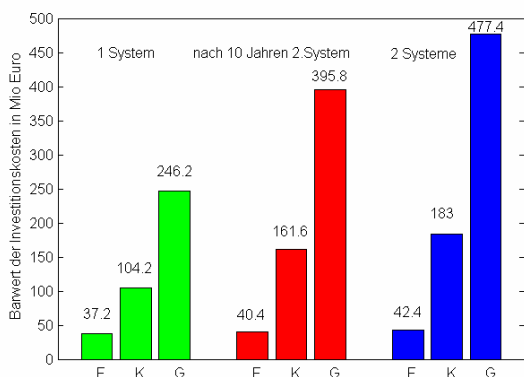
Kennwerte für die Kostenermittlung

Einflussgröße	Annahme
Betrachtungsdauer	25 und 40 Jahre
Lebensdauer Freileitung	80 Jahre
Lebensdauer Kabel	40 Jahre
Lebensdauer GIL	80 Jahre (wie Freileitung)
Kalkulationszinsfuß	5 %
Verlustkosten	0,035 €/kWh
Trassenlänge Freileitung	60 km
Trassenlänge Kabel und GIL	54 km
Genehmigungskosten	für alle Varianten gleich hoch
Erwartungswert der stromabhängigen Verluste	0,29
Restwert	Restwerte werden nicht berücksichtigt
Rückbau	Kosten für Rückbau werden nicht berücksichtigt
Kosten (Barwerte der Ausgaben)	Abzinsung auf das Errichtungsjahr

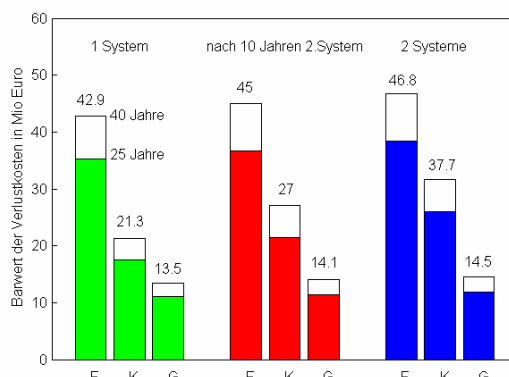
In den Kosten sind enthalten: Planung, Trassierung, Einmessung, Einholen behördlicher Genehmigungen und Raumordnungsverfahren, Baugrunduntersuchung, Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen, Flur- und Wegeschäden, Entschädigung gem. Vereinbarung zwischen dem Landesverband des Niedersächsischen Landvolkes und der PreußenElektra AG (heute E.ON Netz GmbH), Dienstbarkeiten, Ausholzung, Engineering, Baukontrolle, Baustraßen, Baustelleneinrichtung, Tiefbau, Maßnahmen gegen Beeinflussungen anderer Leitungen, Querung von Verkehrswegen und Wasserläufen, Lieferung, Errichtung, Montage der Systeme, Prüfung, Gebühren, Trassenfreihaltung, Betriebskosten (Wartung/Instandhaltung), Verlustkosten

In den Kosten sind nicht enthalten: Zusätzliche Kosten für Grund- und Rechterwerb, Erhöhte (nicht vorhersehbare) Ausgleichskosten für Eingriffe in Landschaft und Natur, Erhöhte Verfahrenskosten (Genehmigungs-, Enteignungs- und Klageverfahren und Zeitverlust), Rückbauten parallel verlaufender Alt-Freileitungen, da hier keine Alt-Freileitungen verlaufen, Kosten für Ausfälle und Fehler, entgangener Gewinn für nicht verkauften Strom, Reparaturkosten, Bewertung der optischen Beeinträchtigung des Landschaftsbild, Eventuelle Wertverluste anliegender Grundstücke, Rückbaukosten, Restwerte

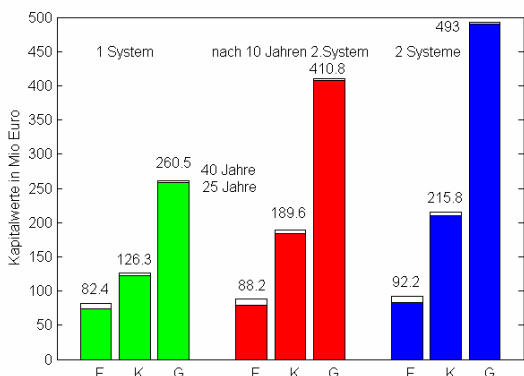
Kapitalwerte (Barwerte der Ausgaben)



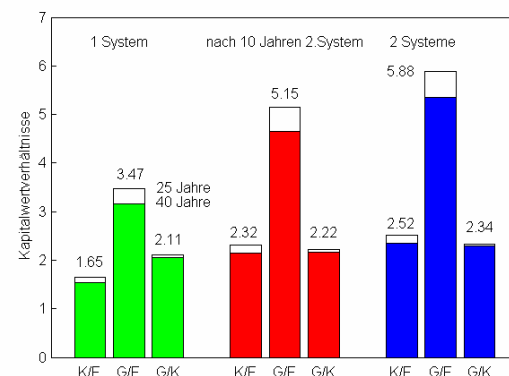
Barwerte der **Investitionskosten** für die Ausbauszenarien 1 bis 3



Barwerte der **Verlustkosten** für die Ausbauszenarien 1 bis 3. Zahlenangaben gelten für 40 Jahre.



Kapitalwerte der Freileitung, Kabel und GIL bei einem Erwartungswert der stromabhängigen Verluste von 0,29 für eine Betrachtungsdauer von 25 (farbige Säulen) und 40 Jahren (farblose Säulen). Zahlenangaben gelten für 40 Jahre.



Verhältnisse der Kapitalwerte bei einem Erwartungswert der stromabhängigen Verluste von 0,29 für eine Betrachtungsdauer von 25 (farblose Säulen) und 40 Jahren (farbige Säulen). Zahlenangaben gelten für 25 Jahre.

Vergleich der Kapitalwerte für die Leitungsvarianten bei einer Betrachtungsdauer von 40 Jahren und einem Erwartungswert der stromabhängigen Verluste von 0,29

Szenario	FL (60 km)	Kabel (54 km)		GIL (54 km)				
	Mio. €	Mio. €	Mehrkosten zur FL in Mio. €	Kostenfaktor Kabel/FL	Mio. €	Mehrkosten zur FL in Mio. €	Kostenfaktor GIL/FL	
1	1 Syst. FL	82,4	126,3	+ 43,9	1,53	260,5	+ 178,1	3,16
	2 Syst. FL	68,0	126,3	+ 58,3	1,86	260,5	+ 192,5	3,83
2 (Normalfall)	88,2	189,6	+ 101,4	2,15	410,8	+ 322,6	4,66	
3	92,2	215,8	+ 126,3	2,34	493,0	+ 400,8	5,34	

Übersicht Vor- und Nachteile der Leitungssysteme (vgl. Langfassung S. 79ff)

Kriterium	Freileitung (F)	Kabel (K)	GIL (G)
Elektrische Festigkeit (Isolierung)	Selbsteilende Luftisolierung mit hoher elektrischer Festigkeit	Höchste Anforderung an Reinheit der Kunststoffisolierung und Wasserdichtigkeit	N ₂ -SF ₆ -Gemisch unter Druck, höchste Anforderung an Reinheit und Gasdichtigkeit
Belastbarkeit	Hohe Belastbarkeit	Ähnlich hohe Belastbarkeit wie Freileitung nur durch thermische Bettung und Cross-Bonding	Belastbarkeit bei Erdverlegung ähnlich wie Freileitung
Überlastbarkeit	Genügende Leistungsreserve	Kurzzeitige Überlastbarkeit auf Kosten der Lebensdauer der Isolierung	Leistungsreserve bei Erdverlegung ähnlich wie Freileitung
Impedanz	Impedanz passend zu Netzverhältnissen (Freileitungsnetz)	Geringerer Impedanzbelag als Freileitung, Anpassungsspulen erforderlich	Noch geringerer Impedanzbelag als FL, größere Anpassungsspulen als bei Kabel erforderlich
Blindleistungsbedarf	Geringste kapazitive Blindleistung	Etwa 17-fache kapazitive Blindleistung wie Freileitung, Kompensation erforderlich	Etwa 4-fache kapazitive Blindleistung wie Freileitung
Schutz- und Sekundärtechnik	Einheitliche Schutztechnik mit Kurzunterbrechung (KU); keine Sekundärtechnik	Differentialschutz; keine KU; Teilentladungs-Überwachung an den Muffen; Temperaturmonitoring	Schutz wie bei Kabel; Gaswächter; Fehlerortungssystem; Teilentladungs-Überwachung
Fehlerverhalten	Höhere Fehlerrate als Kabel und GIL, die meisten Fehler sind aber Lichtbogenfehler ohne Folgen	Geringere Fehlerrate als Freileitung, Fehler sind aber immer mit Schaden verbunden	wie Kabel
Nichtverfügbarkeit	Reparaturdauer Stunden bis wenige Tage, geringste Nichtverfügbarkeit	Reparaturdauer Wochen, deutlich höhere Nichtverfügbarkeit als Freileitung	Längste Reparaturdauer, noch höhere Nichtverfügbarkeit als Kabel
Lebensdauer	Nachgewiesen hohe Lebensdauer von 80 Jahren	30 bis 40 Jahre angenommen; bisher keine Erfahrungswerte	Hohe Lebensdauer erwartet; Erfahrungswerte von gasisolierten Schaltanlagen (GIS)
Betriebs erfahrung	Im Einsatz seit 1930 bzw. 1952	Bisher nur kurze Abschnitte im Betrieb; keine Langzeiterfahrung	Bisher nur kurze Abschnitte im Betrieb, Langzeiterfahrung durch gasisolierte Schaltanlagen (GIS)
Umwelt einwirkung	Landschaftsbeeinträchtigung durch Sichtbarkeit; breite Trasse; Nutzung und Bebauung der Trasse bedingt zulässig	Erheblicher Flächenbedarf und Bodeneingriff während Bauphase; Bodenaustrocknung; stark eingeschränkte Trassennutzung	Größere Trasse und Baustelleneinrichtung als Kabel; 45 Schachtbauwerke; stark eingeschränkte Trassennutzung; Bodenerwärmung; SF ₆
Elektromagnetische Verträglichkeit	Magn. Flussdichte unter 100 µT; Kleinräumige Überschreitung der elektrischen Feldstärke von 5 kV/m an wenigen Stellen	Kein äußeres elektrisches Feld; Überschreitung der magnetischen Flussdichte von 100 µT in 0,2 m über Erdoberkante	Kein äußeres elektrisches Feld, geringste magnetische Flussdichte
Verluste	Höchste Verluste	Nur etwa halb so groß wie bei Freileitung	Geringfügig kleinere Verluste als Kabel
Investitionskosten	Geringste Investitionskosten	2,8 bis 4,3-fache Investitionskosten wie für Freileitung	6,6 bis 11,3-fache Investitionskosten als Freileitung
Betriebskosten inkl. Verluste	Höchste Betriebskosten durch hohe stromabhängige Verluste	Etwa halb so groß wie für Freileitung	Etwas geringer als Kabel
Gesamtwirtschaftlichkeit	Beste Gesamtwirtschaftlichkeit	Kapitalwert: 1,6-fach gegenüber Freileitung (1S); 2,4-fach gegenüber Freileitung (2S)	Etwa 3,2 bis 5,4-facher Kapitalwert als Freileitung

Zusammenfassende Bewertung

Kriterium	Freileitung	Kabel	GIL	Langfassung
Elektrische Festigkeit (Isolierung)	+			S. 9ff
Belastbarkeit	+		+	S. 9ff
Überlastbarkeit	+		+	S. 9ff
Impedanz	+			S. 9ff
Blindleistungsbedarf	+			S. 9ff
Schutz/Sekundärtechnik	+			S. 20
Fehlerverhalten	+			S. 21
Nichtverfügbarkeit	+			S. 21
Lebensdauer	+			S. 21
Betriebserfahrung	+			S. 9ff
Umwelteinwirkung				S. 29ff
Elektromagnetische Verträglichkeit			+	S. 29ff
Verluste			+	S. 14
Investitionskosten	+			S. 58ff
Betriebskosten (inkl. Verluste)			+	S. 58ff
Gesamtwirtschaftlichkeit	+			S. 58ff

Aus den vorliegenden Untersuchungen und in der Studie niedergelegten Ergebnisse ergeben sich folgende Schlussfolgerungen für das Leitungsprojekt Ganderkesee – St. Hülfe:

- 1) Alle drei Leitungsarten Freileitung, Kabel und GIL sind für die Übertragungsaufgabe prinzipiell geeignet.
- 2) Die **Freileitung** stellt aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht in allen betrachteten Fällen eindeutig die beste Lösung dar.
- 3) Das **Kabel** hat aus betrieblicher Sicht den Nachteil, dass es geringer belastbar als die Freileitung ist und damit einen thermischen Engpass im 380-kV-Freileitungsnetz bildet. Reparaturen sind deutlich aufwendiger und mit deutlich längeren Aus-Zeiten als bei der Freileitung verbunden. Die Lebensdauer des Kabels wird nur etwa halb so groß wie die der Freileitung und die der GIL angenommen.
- 4) Die **GIL** hat ähnliche elektrische Eigenschaften wie die Freileitung bei deutlich geringeren Verlusten (ähnliche Größenordnung wie für das Kabel). Reparaturen sind noch aufwendiger als beim Kabel und haben noch längere Aus-Zeiten zur Folge (bis zu 20 Tagen).
- 5) Die **Investitionskosten** (Barwerte) betragen für die zweisystemige Ausführung bei der Freileitung je nach Ausbauszenario rund 40 bis 42 Mio. €, beim Kabel 162 bis 183 Mio. € und bei der GIL 396 bis 478 Mio. €.
- 6) Die **Gesamtkosten** (Barwerte der Investitions- und Betriebskosten inkl. Verluste) betragen bei einer Betrachtungsdauer von 40 Jahren für die zweisystemige Ausführung bei der Freileitung rund 88 bis 92 Mio. € (je nach Ausbauszenario). Die Kabelausführung ist gegenüber der Freileitung um 102 bis 124 Mio. € (Faktor 2,2 bis 2,4) und die GIL um 323 bis 401 Mio. € (Faktor 4,7 bis 5,4) teurer.
- 7) Bisher wurden weder 380-kV-VPE-Kabel noch GIL in der hier vorgesehenen Länge von 54 km erdverlegt noch im europäischen Verbundnetz überhaupt eingesetzt, so dass weder Erfahrungen zum Betriebsverhalten noch zu den tatsächlichen entstehenden Kosten vorliegen.
- 8) Alle Leitungsarten erfüllen hinsichtlich der von ihnen ausgehenden elektromagnetischen Feldern die Vorgaben der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 16. Dezember 1996