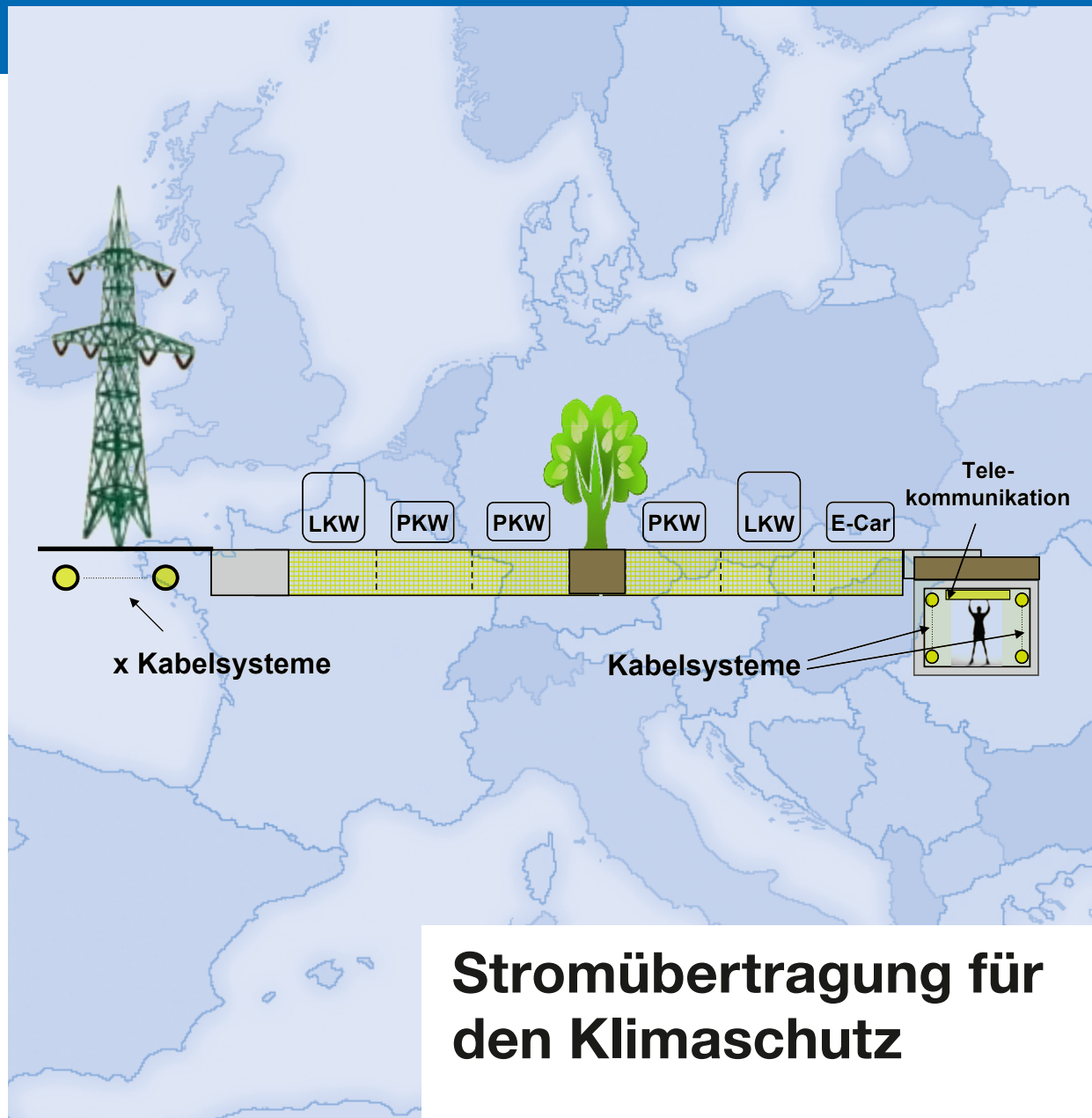


VDE-Studie



Stromübertragung für den Klimaschutz

Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen

Gesamttext

Autoren

ETG Taskforce Infrastruktur

Dr.-Ing. Christoph Dörnemann Amprion GmbH

Wolfgang Glaunsinger VDE|ETG

Dr.-Ing. Jutta Hanson ABB AG

Dr. Carl Caspar Jürgens NETWORK Institute

Matthias Kirchner Nexans Deutschland GmbH

Dr.-Ing. Martin Kleimaier Consultant

Maren Kuschke TU Berlin

Dr.-Ing. Hermann Koch Siemens AG

Martin Pokojski VDE|ETG

Axel Schomberg TenneT TSO GmbH

Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz TU Berlin

Wolfgang Tausend EnBW Regional AG

Dr.-Ing. Kristian Weiland DB Energie GmbH

Fred Wendt ILF Beratende Ingenieure GmbH

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann TU Ilmenau

Impressum

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Energetechnische Gesellschaft (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main

Fon 069 6308-0 · Fax 069 6312925

www.vde.com/etg · E-Mail: etg@vde.com

Zusätzlich zu dieser Veröffentlichung wurde die Publikation "VDE-Studie Stromübertragung für den Klimaschutz" herausgegeben.

Titelbild: Michael Kellermann – Graphik-Design – Schwielowsee-Caputh

Juni 2011

Stromübertragung für den Klimaschutz

Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen

**Studie der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

Gesamttext

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	11
Vorwort	13
1 Methodik.....	17
2 Genehmigungsverfahren / Beschleunigungsoptionen	21
2.1 Rechtliche Lage.....	21
2.1.1 Raumordnungsverfahren	21
2.1.2 Planfeststellungsverfahren.....	22
2.1.3 Energiewirtschaftsgesetz	22
2.1.4 Umsetzung	22
2.2 Beschleunigung von Genehmigungsverfahren.....	23
2.2.1 Zielorientierte Raumordnung.....	23
3 Netzertüchtigung / Infrastrukturoptionen.....	25
3.1 Netzertüchtigung	25
3.2 Infrastrukturen	26
3.2.1 Eisenbahntrassen	27
3.2.2 Bundesfernstraßen.....	28
3.2.3 Pipelinesysteme	30
3.2.4 Wasserstraßen.....	31
3.2.5 Freileitungstrassen.....	32
4 Kombination von Infrastruktur und Energieversorgung.....	33
4.1 Kombination mit Bahnfernleitungstrassen oder Freileitungstrassen.....	33
4.2 Kombination mit Bundesfernstraßen	33
4.3 Kombination mit Pipelinesystemen.....	34
4.4 Integration in Flüsse und Kanäle	34
4.5 Eignung von Infrastrukturen	35
5 Finanzierung	37
6 Vorteile eines Overlay-Netzes	39
6.1 Volkswirtschaftliche Auswirkungen.....	39
6.1.1 Effekte für die Stromversorgung.....	39
6.1.2 Wirtschaftliche Effekte.....	39
6.1.3 Umweltpolitische Effekte	40
7 Stand der Technik bei der Stromübertragung	41
7.1 Zusammenfassung.....	41

7.2	Bautechnische Umsetzung – oberirdisch und unterirdisch.....	42
7.2.1	Freileitung	42
7.2.2	Unterirdische Verlegung.....	43
7.2.2.1	Erdverlegung.....	43
7.2.2.2	Tunnelverlegung (offene Bauweise)	43
7.2.2.3	Tunnelverlegung in geschlossener Bauweise	44
7.2.3	Brücken und Sonderbauwerke	45
8	Innovation: Tunnellösung mit Endloskabel als technologische Chance ...	47
8.1	Langfristige Vorteile.....	48
9	Overlay-Netz	49
9.1	Merkmale eines Overlay-Netzes	49
9.2	Abschätzung der Dimension eines Overlay-Netzes	49
9.3	Multiterminal-Ringlösung.....	50
9.4	Kombination aus Ringlösung und Punkt-zu-Punkt-Verbindung.....	51
9.5	AC Variante.....	52
9.6	Regionale Ausrichtung	53
9.7	Netzsicherheit / Stabilität.....	54
9.8	Lastflussanalyse.....	54
9.8.1	Lastflussanalyse im Normalbetrieb	56
9.8.2	Lastflussanalyse im Fehlerfall	57
10	Monetäre Systembewertung	59
10.1	Bewertungsgrundlagen und -annahmen	60
10.2	Investitionsvergleich	61
10.2.1	AC Freileitungen und AC Kabel	61
10.2.2	GIL Systeme	62
10.2.3	DC Systeme	63
10.3	Kostenvergleich.....	63
10.4	Qualitative Bewertung	64
10.5	Schlussfolgerungen aus der monetären Systembewertung	67
11	Entwicklungsbedarf	69
12	Umsetzung	71
12.1	Umsetzungskonzept.....	71
13	Zusammenfassung	75
14	Schlussfolgerungen	79
15	Handlungsbedarf	81
Anhang 1	83	
1	Energieaufkommen	83
1.1	Windenergie	83

1.2	Photovoltaik.....	85
1.3	Dezentrales Aufkommen	87
2	Transite	88
3	Sonstige	89
3.1	Stromspeicher	89
3.1.1	Pumpspeicherkraftwerke.....	90
3.1.2	Sonstige Speichersysteme.....	92
Anhang 2		95
1	Stand der Technik	95
2	AC-Technologie.....	95
2.1	Freileitung	95
2.1.1	Gasisolierte Leitung (GIL)	96
2.1.2	Kabel.....	97
2.1.3	Supraleiter.....	99
2.1.4	Wechselspannungssysteme mit reduzierter Frequenz.....	100
3	DC – Technologie	100
3.1	Netzgeführte HGÜ (LCC-Systeme)	102
3.2	Selbstgeführte HGÜ (VSC- HGÜ)	104
3.3	DC-Übertragungstechnologie	106
3.4	Aktuell realisierte Projekte.....	107
3.5	Stationsverluste der unterschiedlichen Technologien	110
3.6	Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit	110
Anhang 3		112
Literatur.....		117

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anforderungen an zukünftige Stromtransportsysteme.....	17
Abbildung 2: Vorgehensweise	18
Abbildung 3: Bundesrepublik Deutschland mit Bundesländern und ihren unterschiedlichen Gesetzgebungshoheiten [11].....	27
Abbildung 4: Eisenbahntrassen Deutschlands [12]	28
Abbildung 5: Bundesdeutsches Autobahnnetz	29
Abbildung 6: Fernleitungs-Pipelinesysteme in Deutschland [14]	30
Abbildung 7: Flüsse und Kanäle in Deutschland	31
Abbildung 8: Deutsches Verbundnetz	32
Abbildung 9: Kombination von Autobahn und Freileitungsaus-/neubau und oder Kabelsysteme	33
Abbildung 10: Kombination von Energieversorgung und Pipelinesystemen.....	34
Abbildung 11: Integration von Energieversorgungssystemen in Flüsse und Kanäle	35
Abbildung 12: Bewertung von Infrastrukturen.....	36
Abbildung 13: Grundkonstruktion eines Gesellschaftsmodells	38
Abbildung 14: Supraleiter für das Transportnetz [17]	41
Abbildung 15: Beispiele für Tunnelprofile	44
Abbildung 16: Prinzipbild - Transport von „Endloskabeln“ im Tunnel	47
Abbildung 17: Heutiges Übertragungsnetz (links) / Skizze Overlay-Gleichstromnetz (rechts)	50
Abbildung 18: Overlay-Netz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung	52
Abbildung 19: Standorte von Kraftwerken und Windenergieanlagen in Deutschland	53
Abbildung 20: Overlay-Konzeption - Anschlusspunkte an das AC-Netz (links), Overlay-Netz entlang der Autobahn (rechts)	55
Abbildung 21: Overlay-Netz mit Leitungslängen, Einspeisungen sowie Abgängen..	56
Abbildung 22: Overlay-Netzanschlusspunkte an das AC-Netz.....	56
Abbildung 23: Overlay-Netzkonfiguration	56
Abbildung 24: Lastfluss im Overlay-Netz im Normalbetrieb.....	57
Abbildung 25: Lastfluss im Overlay-Netz im Fehlerfall	57
Abbildung 26: Schema 400-kV-AC-Freileitung/Kabel	59
Abbildung 27: Schema einer 550-kV-GIL	59
Abbildung 28: Schema mit 320-kV-DC-Freileitung und Kabel	60
Abbildung 29: Netzausbautechnologien - Vergleich der Investition	62
Abbildung 30: Vergleich der Stromübertragungskosten	64
Abbildung 31: Entscheidungsmatrix	72
Abbildung 32: Road-map zum Aufbau eines Overlays	72
Abbildung 33: Offshore-Perspektiven in Nord-/Ostsee und Atlantikbereich [22].....	83
Abbildung 34: Offshore Planungen in Nord-/ Ostsee und Atlantikbereich [23].....	84
Abbildung 35: Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland [25]	85
Abbildung 36: PV Systeme in Deutschland unterteilt nach Bundesländern [26].....	86

Abbildung 37: Preisentwicklung von PV-Systemen (Nettopreise) [28].....	87
Abbildung 38: PV Potenziale in Deutschland [29].....	87
Abbildung 39: Lastflüsse: Vergleich Base Case und UCTE Wind Szenario North....	89
Abbildung 40: Energiespeichersysteme	90
Abbildung 41: Regelzone 50Herz-Transmission - Lastverlauf und Windenergieleistung	91
Abbildung 42: Ausschnitt aus einem typischen norwegischen Speicherkraftwerkskomplex [36].....	92
Abbildung 43: Realisierte AC-Projekte mit GIL.....	97
Abbildung 44: Referenzprojekte für 400-kV-Kunststoffkabel	98
Abbildung 45: Supraleiter für das Transportnetz [39]	99
Abbildung 46: Typisches Stationslayout einer LCC-HGÜ [40].....	103
Abbildung 47: VSC – Umrichtertopologie [41]	104
Abbildung 48: IPL-VSC-Konzept	105
Abbildung 49: Einrichtung: Erstellung einer Muffenverbindung (VPE-HGÜ- Kabelsystem) [43].....	107
Abbildung 50: Auswahl repräsentativer Anlagen	108
Abbildung 51: Verfügbare Systemleistungen und –spannungen (unterschieden nach Umrichter- und Übertragungstechnologie auf Basis von CIGRE WG B4.46 und Informationen über realisierte Anlagen).....	109
Abbildung 52: Verfügbarkeit von LCC-HGÜ-Anlagen (Planungskriterien).....	111
Tabelle 1: Eigenschaften von VSC/LCC-Stationen.....	113
Tabelle 2: Eigenschaften von VPE-Kabelsystemen.....	114
Tabelle 3: Eigenschaften von Masse-Kabelsystemen	115
Tabelle 4: Eigenschaften von GIL-Systemen.....	116

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
Dena	Deutsche Energieagentur
DC	Gleichstrom
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWIS	European Wind Integration Study
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
GTO	Gate Turn-Off Thyristoren
GIL	Gasisolierte Leitung
GIS	Gasisolierte Systeme
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistoren
IPL	Integrated Power Link
LCC	Line Commutated Converter
MI	Masseimprägnierte Kabel
ROG	Raumordnungsgesetz
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VPE	Kabel aus vernetztem Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter

Vorwort

Aus Klimaschutzgründen sollen CO₂-intensive fossile Energieträger in Deutschland und Europa schnellstmöglich abgelöst werden. Das Energiekonzept der Bundesregierung setzt hierzu auf ein Maßnahmenbündel, um die Ressourcen- und Energieeffizienz signifikant zu steigern, und gleichzeitig Strom zunehmend aus der Umwandlung erneuerbarer Energien, insbesondere mittels großer Off-Shore Windkraftparks, zu gewinnen. Ergänzend soll Strom importiert und exportiert werden.

Wesentliche Zielstellungen liegen in der Reduktion des Ölverbrauchs im Verkehrsbereich sowie der Senkung des Erdgas- und Heizölverbrauchs im Wärmemarkt. Tempo und Größenordnung dieser Maßnahmen werden in erheblichem Maße mitbestimmt durch die entsprechende Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur im Transport- und Verteilungsbereich für elektrische Energie (Ausbau und Umstrukturierung). Verfügbarkeit und Aufnahmefähigkeit der Netze aller Spannungsebenen für Strom aus einem teils zunehmend dezentralisierten, teils lastfernen Erzeugungspark sind dabei bestimmend für die Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere des Stroms aus nicht-fossilen Quellen.

Die Umsetzung ökologisch und technisch erforderlicher Leitungsbauprojekte, insbesondere im Transportnetz, ist unverzichtbare Voraussetzung für den politisch und gesellschaftlich gewünschten Erfolg zur Nutzung erneuerbarer Energien. Wesentlichen Einfluss haben der Grad der Ressourcenschonung und die Akzeptanz. Das betrifft vor allem den Landschaftsverbrauch und die Umweltverträglichkeit von Leitungsbauprojekten sowie die entsprechenden Investitionen und deren Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Aufgabe der Task Force „Infrastruktur“ der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) ist die Entwicklung neuer Lösungswege zur Umsetzung dieser Ziele. Hierzu soll erstmals der Grundgedanke einer physischen Bündelung verschiedener Infrastrukturen, d. h. die Ermittlung von Potenzialen zur Integration von Trassensystemen und der Bewertung von Perspektiven ihrer Nutzung, zum Beispiel in Gestalt der Verknüpfung vorhandener Trassen des Bundes für Bahnfernstromleitungen mit den vorhandenen Höchstspannungsnetzen in Deutschland und Europa, zum Tragen kommen.

Die Umsetzung dieser Aufgabe ist verbunden mit der Entwicklung der Netzstruktur. Die Suche nach dem systemanalytisch optimalen, d.h. bedarfsgerecht skalierbaren und variablen Pfad, zum sog. „Zielnetz 2050“ erfolgt technologieoffen und setzt in der Transportnetzebene bei der Höchstspannung an. Ziel ist die Identifizierung erfolgversprechender, über vier Dekaden bedarfsgerecht gestuft zu realisierender, „micro-invasiver“ Anpassungs- und Ergänzungsmaßnahmen.

Deutschland benötigt über das bestehende 400-kV-Transportnetz hinaus, ein die vier vorhandenen Regelzonen übergreifendes Overlay-Netz zur Verbindung der Erzeugungs- und Lastzentren, insbesondere für den Weitstreckentransport von Strom. Ausweislich des Monitoring-Berichts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom Januar 2011 ist diesbezüglich Eile geboten:

Die Gutachter weisen darauf hin, dass das deutsche Übertragungsnetz schon heute „zu einer relevanten Anzahl an Zeitpunkten bis an seine Kapazitätsgrenzen ausgelastet ist, wobei betriebliche Reserven bereits ausgeschöpft sind“ (Ziff. 4.2, S. 15). In Verbindung mit dem Befund, dass Betriebsmittel in unterliegenden Spannungsebenen überaltert sind, ist dies eine Besorgnis erregende Feststellung, die konkret bedeutet, dass aufgrund des Wandels der Transportaufgabe „punktuell auf Nord-Süd-Trassen bereits heute ein verstärktes Risiko für die Versorgungssicherheit“ besteht (ebd.). Die Gutachter sehen überdies „bis 2015 strukturelle Engpässe und die Gefährdung der Versorgungssicherheit“ voraus (Ziff. 4.3, S. 16) und das ohne Betrachtung der Stabilität, zum Beispiel bezüglich Kurzschlussleistung, Spannungshaltung und Schaltbarkeit (Ziff. 4, S. 14). Vor diesem Hintergrund wird es zunehmend problematisch, geeignete Zeiträume für Netzerneuerungs- und Ausbaumaßnahmen zu finden. Gleichzeitig ist der sichere Systembetrieb gefährdet; die Gefahrenabwehr funktioniert gerade noch (Ziff. 5, S. 18). Seit Jahren ist eine kontinuierliche Zunahme der Anzahl von „beinahe“-Spannungskollaps-Situationen zu beobachten (ebd.). Es überrascht daher nicht, dass der Monitoring-Bericht schlussfolgert, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland – nur noch! – als „hoch“ einzustufen ist (Ziff. 6, S. 21) und der Ausbau von Stromnetzen sowie der Erhalt(!) der Systemstabilität im Fokus stehen müssen (ebd., S. 23).

Vor diesem Hintergrund und angesichts eines geschätzten Bedarfs von mehr als 4.000 Trassenkilometern lt. Dena-Studien I+II, ist eine nationale Zielsetzung für entsprechende Trassenräume zu entwickeln. Sie ist föderal, vom Bund mit den Ländern in parlamentarischer Debatte und im Dialog von Politik und Gesellschaft, öffentlich funktions- und gebietsscharf (analog der maritimen Außenwirtschaftszone - AWZ) zu vereinbaren. Darüber hinaus ist mit zusätzlichen grenzüberschreitenden Verbindungen der Zugang zu Speicherpotenzialen im angrenzenden Alpenraum und in Skandinavien zu eröffnen. Eine Verknüpfung nationaler Overlay-Verbindungen mit einer entsprechenden europäischen Verbundnetz-Struktur ist vorzusehen.

Dazu bieten sich Trassen von bestehenden Verkehrssystemen an, insbesondere soweit sie bereits Teil transeuropäischer Netzstrukturpläne sind (Trans-European Networks (TEN)). Die dargestellten technischen Möglichkeiten unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit, insbesondere nach dem erforderlichen Kosten- und Zeitaufwand sowie nach ihrer Zukunftsfähigkeit.

Eine Alternative könnte - vorbehaltlich einer technischen Prüfung im Detail - insbesondere die Nutzung ausgewählter Trassen des Bahnfernstromsystems und Autobahnen in Nord-Süd und West-Ost Richtung für Freileitungen höchstmöglicher Übertragungsleistung sein. Der so geschaffene Nukleus einer Overlay-Struktur könnte mittel- und langfristig ausgebaut und ergänzt werden durch die Nutzung weiterer Trassen von Autobahnen oder auch Schienenwegen für Kabellösungen. Eine Struktur, die auf neuen technologischen Tunnellösungen aufbaut, mit der sich neben dem Stromtransportnetz auch andere Versorgungssysteme integrieren lassen, könnte hierbei die Basis für eine nachhaltige und durch Akzeptanz gekennzeichnete Versorgungswirtschaft darstellen.

Die im Rahmen einer interdisziplinären Arbeitsgruppe von Herstellern, Betreibern und Hochschulen durchgeführte Untersuchung stellt hierzu einen Lösungsansatz dar. Die hierbei verwendeten Preise und Kosten sind verschiedensten öffentlich zugänglichen Literaturstellen entnommen worden. Während der Arbeitsgruppentreffen ist zu keiner Zeit zwischen den Herstellern untereinander oder mit Vertretern der Transportnetzbetreiber (TSO) über Preise von Anlagenkomponenten oder ganzen Systemen gesprochen worden.

1 Methodik

Die europäische Energiepolitik geht von einer Stromversorgung aus, die sich bei Beibehaltung zentraler Elemente langfristig auf erneuerbare Energien und dezentrale Versorgungssysteme abstützt. Neben Biomasse, solarer Energiezeugung und Windenergieerzeugung im Onshore-Bereich kommt hierbei der Windenergienutzung im Offshore-Bereich eine erhebliche Bedeutung zu.

Diese Zielstellungen umzusetzen impliziert, dass sich Defizite im Erzeugungsbereich durch Stromlieferungen aus anderen Regionen kompensieren lassen. Hierzu ist Deutschland in ein europäisches Verbundsystem über leistungsstarke Verbindungen einzubinden, mit denen gleichzeitig die Durchführung von umfangreichen Transiten sichergestellt wird (Abbildung 1). Ein Lösungsansatz hierzu liegt in der schrittweisen Entwicklung eines neuen überlagerten Hochspannungsnetzes, eines Overlay-Netzes.

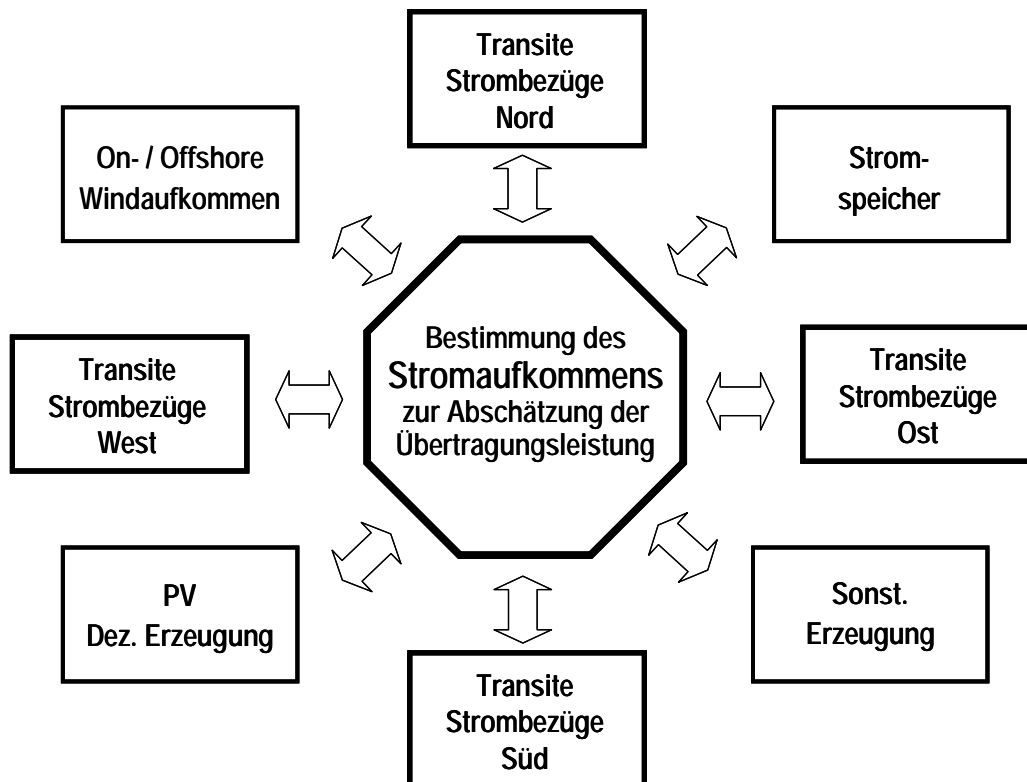


Abbildung 1: Anforderungen an zukünftige Stromtransportsysteme

Wie bei anderen Energieprojekten lässt auch der Aufbau eines Overlay-Netzes Akzeptanzprobleme erwarten. Die Überprüfung der Genehmigungsverfahren hinsichtlich Defizite in der Abwicklung stellt damit eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen der angestrebten Ziele dar.

Ein Ansatz zur Überwindung von Akzeptanzproblemen könnte in der Kombination von Infrastrukturen und neuen Stromtransportsystemen liegen. Hierbei sind Systeme

zu entwickeln, die sich bedarfsorientiert an zukünftige Entwicklungen anpassen lassen und langfristig, d.h. auch bei Betrachtungszeiträumen von 50 Jahren und mehr, Bestand haben. Weiterhin ist von ihnen zu fordern, dass sie auch im Rahmen einer gesamteuropäischen Planung nutzbar sind. Eine nur die nationalen Anforderungen erfüllende Lösung wird diesem Anspruch nicht gerecht.

Die Umsetzung dieser Zielstellungen erfordert die in Abbildung 2 dargestellten Bearbeitungsschritte. Basierend auf der Abschätzung kumulierter Leistungen aus dem Aufkommen aller Erzeugungskategorien und Transite wird das Overlay-Netz zu dimensionieren und bedarfsgerecht gestuft zu realisieren sein.

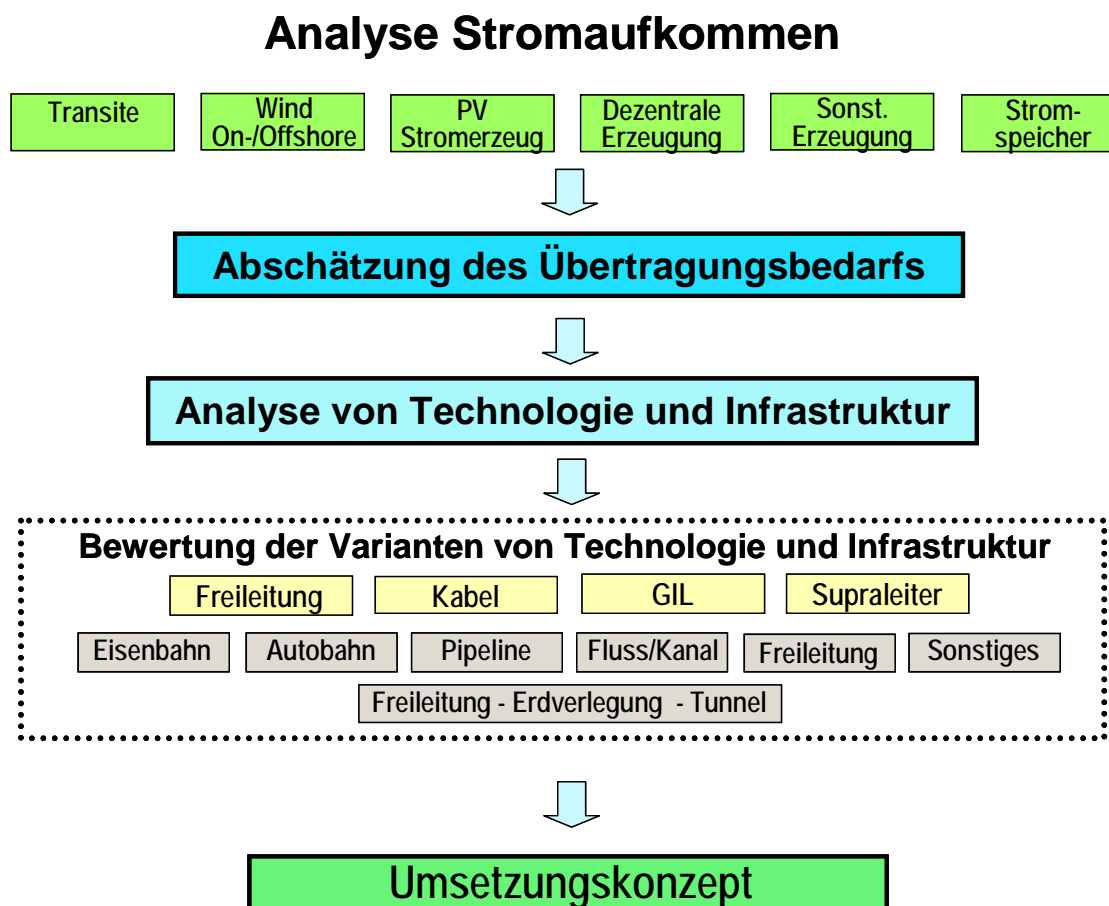


Abbildung 2: Vorgehensweise

In einem weiteren Schritt sind die in Frage kommenden Übertragungstechnologien zu bewerten. Maßstab für die Bewertung der Kosten sind die Aufwendungen für eine Freileitungsverbindung. In einem dritten Schritt sind die für den Transport benötigten Infrastrukturoptionen zu vergleichen. Kriterien für die Bewertung sind neben den Kosten insbesondere Realisierungs- und Genehmigungsaspekte.

Die volkswirtschaftlichen Effekte sind entscheidend für eine Umsetzung. Es ist deshalb zu zeigen, dass der gewählte Lösungsansatz der Einbindung von

Stromübertragungsleitungen in bestehende bzw. sich weiterentwickelnde Infrastrukturen Vorteile bietet.

2 Genehmigungungsverfahren / Beschleunigungsoptionen

Neben der Erfüllung technischer Voraussetzungen bestimmen Akzeptanz und Genehmigungsfähigkeit von Energieprojekten die zukünftige Energieversorgungsstruktur. Die Umsetzung von energiewirtschaftlichen Projekten erfordert hierbei mehrere Genehmigungsschritte. Sie betreffen u.a:

- Raumordnung
- Planfeststellung

Jeder dieser Genehmigungsschritte bindet eine Vielzahl von Verantwortungsträgern ein mit einer hochkomplexen Vielfalt von Schnittstellen.

2.1 Rechtliche Lage

Für die Integration von Stromversorgungssystemen in andere Infrastrukturen sind Raumordnung und Planfeststellung wesentlich.

2.1.1 Raumordnungsverfahren

Das Raumordnungsverfahren als Teilbereich staatlicher Planungen betrifft die überörtliche und überfachliche Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamttraumes sowie von Teilräumen der Bundesrepublik Deutschland. Im deutschen Bundesstaat [1], mit den zwei Ebenen der Staatlichkeit - der Bundes- und der Länderstaatlichkeit - gehört die entsprechende Gesetzgebungskompetenz im Zuge der Föderalismusreform zur konkurrierenden Gesetzgebung [2].

Konkurrierende Gesetzgebung bedeutet, dass die Länder nur dann eine Gesetzgebungskompetenz haben, wenn der Bund davon keinen Gebrauch gemacht hat. Im Bereich des Raumordnungsrechts haben die Länder jedoch die Möglichkeit zugestanden bekommen [3], mit ihrer Gesetzgebung von der des Bundes abzuweichen, wobei das jeweils spätere Gesetz Geltungsvorrang hat [4]. Es besteht damit das Risiko einer „Ping-Pong“-Gesetzgebung!

Mit dem Gesetz zur Änderung des Raumordnungsrechts und anderer Gesetze vom 22.12.2008 [5] hat der Bund von seiner Gesetzgebungskompetenz Gebrauch gemacht. Dieses Gesetz ist damit verpflichtende gesetzliche Grundlage für die Landesplanung, wobei die Verzahnung mehrerer Ebenen von Staatlichkeit (Bund, Länder, Kreise, Kommunen) in der Raumordnung gewährleistet ist. Basis sind hierbei das Gegenstromprinzip - sowohl von den unteren Verwaltungsebenen zu den höheren als auch umgekehrt können Beteiligungen stattfinden können -, Flächennutzungspläne und kommunale städtebauliche Planungen sowie der Grundsatz der Koordination durch Kooperation.

2.1.2 Planfeststellungsverfahren

Bei der Realisierung besonders umfangreicher und/oder einschneidender Bauvorhaben ist zusätzlich ein Planfeststellungsbeschluss erforderlich [6]. Die in Frage kommenden Vorhaben sind spezialgesetzlich geregelt. Es handelt sich z.B. um Autobahnen, Flughäfen, Deponien, Energieversorgungsanlagen oder militärische Liegenschaften.

Das Planfeststellungsverfahren entspricht im Wesentlichen dem Verfahren zur Erstellung eines Bebauungsplanes. Zusätzlich kommt es aber zu einem weiteren Beteiligungsschritt in Form der mündlichen Erörterung der sich aus der öffentlichen Auslegung ergebenden Einwendungen.

Sofern ein geplanter Planfeststellungsbeschluss gegen Festlegungen eines Bebauungsplanes verstößt, muss dieser zuvor im oben beschriebenen Verfahren geändert werden. Ergebnis ist jedoch keine Satzung, sondern ein Verwaltungsakt [7]. Hiergegen ist die direkte Anfechtungsklage zulässig, so dass nicht wie beim Bebauungsplan inzidenter vorgegangen werden muss.

2.1.3 Energiewirtschaftsgesetz

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 behandelt den Bau und den Betrieb von Elektrizitäts- und Gasnetzen. In §§ 12 und 13 wird darin die (bedarfs-, nicht planungsrechtliche) Planung für den Bau von Übertragungsnetzen festgeschrieben.

Bau und Planung von Leitungen (Strom ab 110 kV) sind im Energiewirtschaftsgesetz in den §§ 43 ff. geregelt. Dort ist festgelegt, dass „deren Errichtung und Betrieb sowie Änderung“ einer Planfeststellung bedürfen.

Gegenüber dem Standardplanfeststellungsverfahren zeichnet sich das Planfeststellungsverfahren für den Leitungsbau dadurch aus, dass eine umfassendere Berücksichtigung von Umweltbelangen gemäß § 43 a Nr. 2 vorgesehen ist. Hierbei gilt aber auch, dass Vorhaben unter Umständen gemäß dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) privilegiert sein können.

2.1.4 Umsetzung

Mit der Planfeststellung erhält der Betreiber der zu bauenden Hochspannungs- oder Gasversorgungsleitung umfangreiche Rechte zur Umsetzung der Planung. Sie sind in den §§ 43 e ff. geregelt sind und können bis zu der Möglichkeit einer Enteignung (§ 45) reichen. Da über die Zulässigkeit der Baumaßnahmen bereits im Rahmen der Planfeststellung entschieden wurde, gibt es dagegen nur noch die Möglichkeit der rechtlichen Überprüfung.

2.2 Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Die vorstehenden Ausführungen machen deutlich, dass das mit einer Vielzahl von Genehmigungsschritten angestrebte Ziel allseitiger Rechtssicherheit durch die Komplexität der Verfahren konterkariert wird. Erschwerend kommt hinzu, dass Bewertungsmaßstäbe und Inhalte einzelner Verfahrensstufen zunehmend verschwimmen, z. B. zwischen Raumordnung und Planfeststellung. Vor diesem Hintergrund ist die konsequente konstruktive Nutzung insbesondere der Mitsprachemöglichkeiten aller betroffenen Bundesländer in der Raumordnung wünschenswert.

2.2.1 Zielorientierte Raumordnung

Beginnend mit dem Aufbau eines Overlay-Netzes steht eine Struktur zur Diskussion, die sich über mehrere Regelzonen erstreckt und über Deutschland hinaus von europäischer Bedeutung ist. Insoweit bedarf es eines national einheitlichen Konzepts, das föderal abzustimmen ist.

Relevante Grundsätze sind in § 2 Abs. 2 Raumordnungsgesetz (ROG) definiert:

- Ausgeglichene Verhältnisse im Gesamttraum Bundesrepublik Deutschland
- Versorgung mit Dienstleistungen und Infrastrukturen zur Daseinsvorsorge
- Wirtschaftsentwicklung
- Erhalt von Kulturlandschaften
- Berücksichtigung ökologischer Funktionen
- Zusammenhalt der EU und Europas

Diese Grundsätze zu konkretisieren gehört zum Planungs- und Koordinationsauftrag des Bundes. Die bundesweite Raumordnung auf Bundesebene für die physische Bündelung kritischer Infrastrukturen im Bereich natürlicher Monopole gehört dazu. Die Errichtung einer Regelzonen übergreifenden Overlay-Struktur, die auch zum überregionalen, grenzüberschreitenden Transport von Strom und zur Einbindung dezentral erzeugten Stroms dient und zumindest teilweise vorhandene Trassenrechte nutzt, ist ein Anwendungsfall.

Von wesentlichem Einfluss sind hierbei die Ziele. Dies sind Vorgaben, die für landesplanerische Letztentscheidungen und deren Adressaten, wie zum Beispiel Gebietskörperschaften bindend sind. Sie sind das Ergebnis eines auf den Gesamttraum bezogenen Abwägungsprozesses, so dass in den weiteren Planstufen nur noch die Umsetzung wie Flächennutzungsplan, Bauleitplanung, etc. zur Diskussion steht.

Die Ziele müssen dem Rechtsstaatsprinzip entsprechen. Dies beinhaltet u. a. die Beachtung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit und das Homogenitätsgebot. Sie müssen damit bestimmt, d.h., geografisch konkret, gebiets- und funktions-scharf sein, insbesondere für monofunktionale, flächendeckende zielförmige Festlegungen. Dies gilt insbesondere dann, wenn eine solche Festlegung an die Stelle von Fach-/Projektplanungen konkreter Infrastrukturen (auf Landesebene) treten soll.

Nach Abschnitt 3 des ROG ist das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) berechtigt, Raumordnungspläne mit länderübergreifenden Zielfestsetzungen zusammen mit den zuständigen Landesplanungsbehörden aufzustellen [8]. Dies gilt insbesondere, wenn das Verfahren zur Berücksichtigung möglicher Standortkonzepte für Flug- und Seehäfen im Bundesverkehrswegeplan auf andere Infrastrukturen von inter-/nationaler Bedeutung, wie zum Beispiel Stromübertragungsnetze, Anwendung findet [9].

3 Netzertüchtigung / Infrastrukturoptionen

Die Ausführungen unter 1. machen deutlich, dass die Umsetzung der politischen Ziele ein leistungsstarkes Transportnetz erfordert. Das heutige System in Deutschland erfüllt zwar in zufriedenstellender Weise alle bestehenden Bedürfnisse, es ist aber nicht für die zukünftigen Herausforderungen ausgelegt. Es ist im Sinne der politischen Zielstellungen zu ertüchtigen.

3.1 Netzertüchtigung

Die Einspeisung von fluktuierender und lastferner Energieerzeugung kann zu einer erheblichen Belastung des bestehenden 400-kV-Drehstrom (AC)-Transportnetzes führen. Bereits heute kommt das Netz zeitweise an seine Grenzen, so dass die Erzeugung aus fluktuierenden Energien teilweise eingeschränkt werden muss. Technische Maßnahmen wie Hochtemperaturseile (TAL) oder Temperaturmonitoring (FLM) können punktuell Erleichterung bieten, sie sind aber nur als additive Maßnahmen zu betrachten, nicht aber als grundsätzliche Lösung.

Zusätzliche Beeinträchtigungen für den Stromtransport resultieren aus den Aktionen der Nachbarländer. Da die in Deutschland anfallenden fluktuierenden Einspeisungen zu erheblichen Lastflüssen in Ländern wie Polen, Tschechien und den Niederlanden führen, versucht man dort dieser Entwicklung durch Aufbau von Quer- und Längsreglern oder ähnlichen Systemen zu begegnen. Dies kann die Netze in Deutschland an den Rand der Belastbarkeit bringen.

Eine bessere Bewältigung der zukünftigen Transportaufgaben erfordert eine nachhaltige Ertüchtigung des 400-kV-AC-Netzes. Mit der Verabschiedung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) versuchte der Gesetzgeber dies zu unterstützen. Es sieht punktuelle Verstärkungen vor, mit klar definierten Trassen, um mittelfristig den Netzausbau voranzubringen, ohne eine Gesamtlösung für einen großräumigen Energieaustausch darzustellen.

Mit den Ergebnissen der Dena II-Studie wird der unverzichtbare Netzausbau nochmals unterstrichen [10]. Offen ist jedoch, wie sich dieses Ziel im Einklang mit der Bevölkerung erreichen lässt.

Trotz gesetzlicher Privilegierungen ist eine Akzeptanz durch die Bevölkerung nicht sichergestellt. Anwohner und Bürgerinitiativen führen vielfältige Begründungen an, wie etwa optische Beeinträchtigungen, Bedenken wegen elektromagnetischer Felder und akustischer Belästigungen gegen Freileitungsbauprojekte. Als Folge dieser Widerstände werden viele dieser beantragten Projekte verzögert. Dabei könnten die Reserven des 400-kV-AC-Netzes auch unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus bereits in 2020 aufgebraucht sein. Dies bedeutet, dass ein weiterer

Ausbau der erneuerbaren Energien einhergehen würde mit zunehmenden Leistungseinschränkungen, ggf. auch Abschaltungen von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung.

Auch eine alternativ mögliche Realisierung von erdverlegten Systemen mit entsprechenden Bauwerken lässt keine wesentliche Beruhigung der Diskussion erwarten. Auch hier zeigen die ersten Reaktionen, dass die Bevölkerung aufgrund fehlender Beispiele und verwirrender Angaben diese Vorgehensweise nicht widerstandslos akzeptieren wird. Bedenken gegen neue Kabeltrassen resultieren u. a. wiederum aus der Zerschneidung schutzwürdiger Regionen, elektromagnetischen Feldern oder aus ökologischen Beeinträchtigungen.

Zusammenfassend ist abzuleiten, dass das bestehende Netz den Anforderungen des zukünftigen Energieaufkommens in keiner Weise, weder der Struktur noch der Kapazität nach, gerecht wird. Punktuelle Ertüchtigungen können Entlastung bieten, sie erfüllen aber nicht die Anforderungen an ein leistungsstarkes Übertragungssystem. Ein neues übergeordnetes Transportnetz, ein Overlay-Netz, könnte diesem Anspruch gerecht werden. Zur Vermeidung von Akzeptanzproblemen bei der Umsetzung sind aber neue Realisierungsansätze zu verfolgen. Eine Kombination mit bestehenden Infrastrukturen wie Autobahnen, Eisenbahnen, Flüssen und Kanälen sowie bestehenden Freileitungssystemen könnte einen Beitrag leisten, um diese Schwierigkeiten zu überbrücken. Dies kann jedoch nur gelingen, wenn die verschiedenen Planungen zu Infrastrukturvorhaben frühzeitig synchronisiert werden, z. B. im Rahmen eines verbindlichen Bundesinfrastrukturplans. Eine spätere Kopplung von Leitungsvorhaben an schon fortgeschrittene andere Infrastrukturvorhaben ist praktisch nicht möglich.

3.2 Infrastrukturen

Für die heutige Versorgungssituation ist kennzeichnend, dass die Transportnetzbetreiber Eigentümer und Betreiber des Transportnetzes sind. Zur Umsetzung von Projekten sind sie auf die Zusammenarbeit mit diversen Einrichtungen einzelner Bundesländer angewiesen. Im Extremfall kann dies bei einzelnen Projekten bedeuten, dass für die Genehmigung eines Projektes die zuständigen Einrichtungen von bis zu 6 Bundesländern einzubeziehen sind, mit teilweise sehr unterschiedlichen Interessenlagen (Abbildung 3).

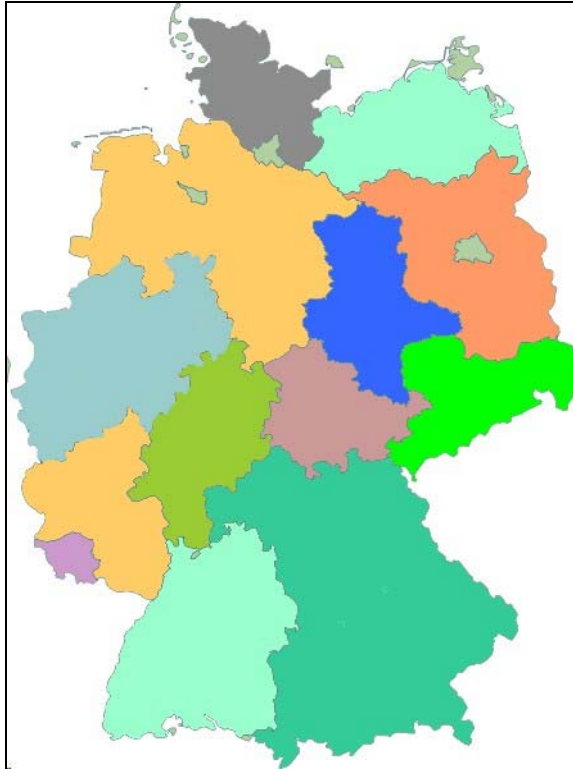


Abbildung 3: Bundesrepublik Deutschland mit Bundesländern und ihren unterschiedlichen Gesetzgebungshoheiten [11]

Umgekehrt gilt für Infrastrukturbetreiber, dass sich ihre Verantwortung nur auf die Betreuung ihrer Einrichtungen beschränkt. Entsprechend kommt es nur punktuell zu Berührungspunkten mit den Übertragungsnetzbetreibern. Wenn in Einzelfällen kooperiert wird, dann in der Regel auf Grund von Bündelungsvorgaben in Genehmigungsverfahren, dies jedoch ohne gesamthafte Optimierung der gemeinsamen Aktivitäten.

3.2.1 Eisenbahntrassen

Die Eisenbahninfrastruktur umfasst die Betriebsanlagen der Eisenbahnen einschließlich der Bahnstromfernleitungen. Betreiber ist derzeit die DB Energie GmbH, eine Beteiligung der DB AG.

Das Schienennetz umfasst derzeit eine Länge von ca. 34.000 km, das Bahnfernstromnetz eine Länge von mehr als 7.800 km. Ein Netzausschnitt mit Fernverkehrsstrecken, die für unterschiedliche Geschwindigkeiten ausgelegt sind, zeigt Abbildung 4.

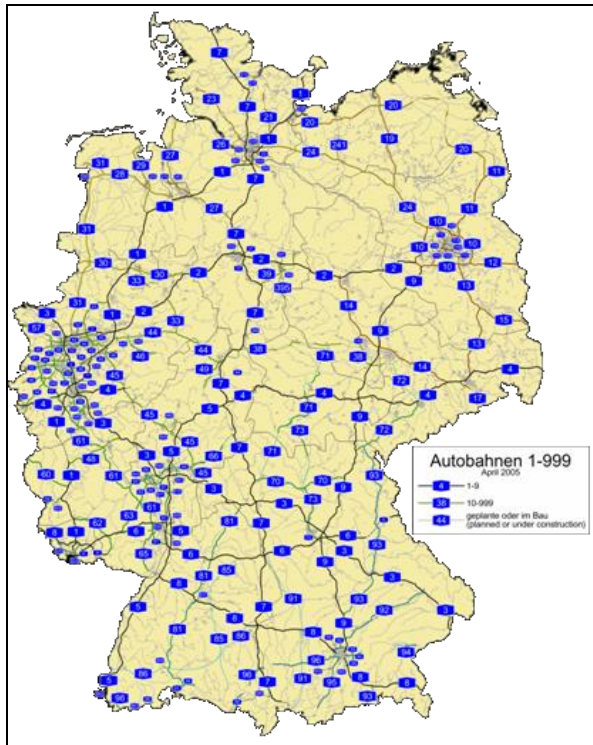


Abbildung 5: Bundesdeutsches Autobahnnetz

Die Zuständigkeit für die Bundesfernstraßen und deren Bau obliegt dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Gemäß Art. 90 Abs. 2 GG besteht jedoch eine Verwaltungszuständigkeit der Länder (Bundesauftragsverwaltung).

Verantwortlich für den Bau der Autobahnen ist das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Es bestimmt im Benehmen mit den Landesplanungsbehörden der beteiligten Länder die Planung und Linienführung der Bundesfernstraßen. Die Grundstücksbeschaffung für den Autobahnbau erfolgt durch Entschädigung der betroffenen Eigentümer, ggf. auch über Enteignungsmaßnahmen.

Mit ca. 12.700 Kilometern besitzt Deutschland eines der dichtesten Autobahnnetze der Welt. Die Trassen sind teilweise sechsspurig, in einer Vielzahl von Anlagen aber noch vierspurig. Derzeit erfolgt auslastungsabhängig sukzessive ein Ausbau auf sechs Spuren, so dass langfristig von einem entsprechenden Flächenbedarf auszugehen ist.

In stark belasteten Gebieten erfolgt teilweise eine Erweiterung auf 8 Spuren. Entsprechende Regionen sind aber beschränkt, so dass diese Maßnahmen für eine langfristige Strategie zur Kombination von Infrastruktur und Energiewirtschaft nur eingeschränkt relevant sein werden.

3.2.3 Pipelinesysteme

Abbildung 6 zeigt die in Deutschland bestehende Pipelinestruktur für die Mineralöl- und Erdgasversorgung. Insgesamt ist das Mineralöl- und Erdgaspipelinennetz heute flächendeckend vertreten.

Pipeline-Systeme sind in der Regel im Eigentum privater Gesellschaften. Die Öl- und Gasleitungen gehören den Mineralölkonzernen.

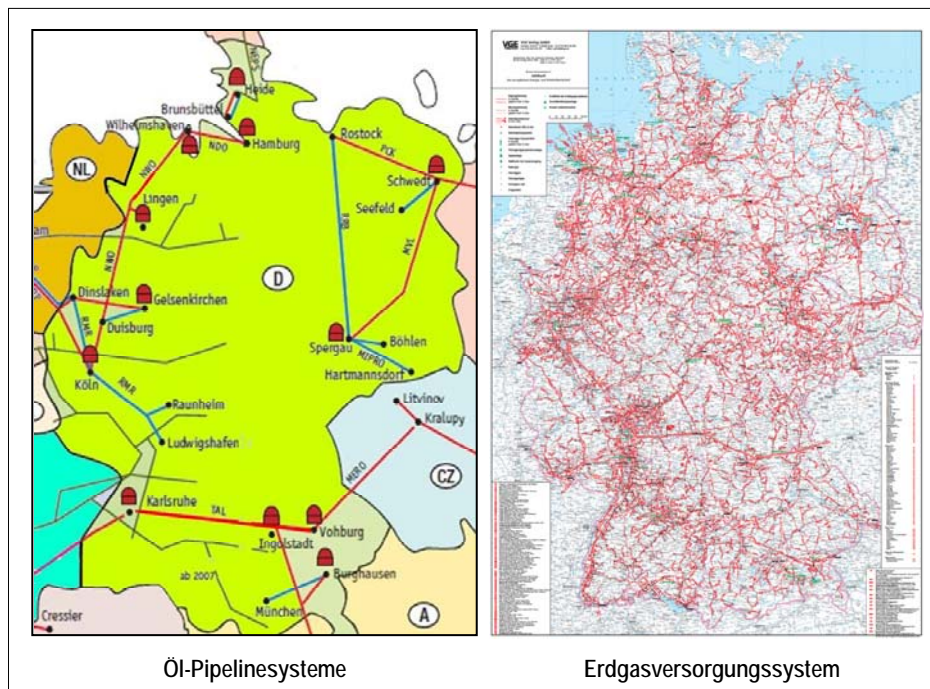


Abbildung 6: Fernleitungs-Pipelinesysteme in Deutschland [14]

3.2.4 Wasserstraßen

Das Bundeswasserstraßennetz umfasst rd. 7.360 km sowie 23.000 km Seewasserstraßen. 6.550 km sind hiervon Binnenschiffahrtsstraßen, 760 km Seeschiffahrtsstraßen und etwa 50 km Delegationsstrecken (Abbildung 7).



Abbildung 7: Flüsse und Kanäle in Deutschland

Die verkehrlich bedeutenden Wasserstraßen in Deutschland sind als Bundeswasserstraßen überwiegend im Eigentum der Bundesrepublik Deutschland und unter der Verwaltung der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), einer zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung gehörenden Verwaltung. Die Verwaltung einer Bundeswasserstraße kann aber auch an ein Bundesland delegiert werden (sog. „Delegationsstrecken“). Weitere Wasserstraßen unterliegen als Landeswasserstraßen der Verwaltung der Bundesländer.

Nach dem Gesetz sind Bundeswasserstraßen Binnenwasserstraßen des Bundes, die dem allgemeinen Verkehr dienen. Hierzu zählen alle Gewässer, die mit der Bundeswasserstraße in ihrem Erscheinungsbild als natürliche Einheit zu sehen sind, mit der Bundeswasserstraße durch einen Wasserzu- oder abfluss in Verbindung stehen, einen Schiffsverkehr zulassen und im Eigentum des Bundes stehen, sowie die Seewasserwege.

Hinsichtlich der wegerechtlichen Stellung (Bau und Unterhaltung) unterscheidet man beim Bund zwischen Seewasserstraßen und Binnenwasserstraßen. Auf Seeschiffahrtsstraßen gilt die Seeschiffahrtsstraßen-Ordnung bzw. die internationale Schifffahrtsordnung, auf Binnenschiffahrtsstraßen die Binnenschiffahrtsstraßen-Ordnung

bzw. für grenzüberschreitende Wasserstraßen entsprechende international vereinbarte Regelungen (Rhein-, Donau-, Moselschiffahrtspolizeiverordnung).

3.2.5 Freileitungstrassen

Das deutsche Höchstspannungsnetz weist eine Stromkreislänge von 35.208 km [15] auf und umfasst die Spannungsebenen 400kV und 220kV. Zum größten Teil als Freileitungssystem realisiert, ist es vorrangig im Eigentum der Transportnetzbetreiber Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH.



Abbildung 8: Deutsches Verbundnetz

Wie Abbildung 8 zeigt, ist das Verbundnetz als vermaschtes AC-Netz konzipiert. Es deckt mit dem heutigen Ausbauzustand die Fläche des gesamten Bundesgebietes ab. Als Freileitungssystem ausgeführt, war die Realisierung des Netzes durch natürliche Gegebenheiten nur wenig eingeschränkt. Bereiche wie Täler, Wälder und Flüsse werden überspannt. Dies könnte die Realisierung von Kabeltrassen, gebündelt mit vorhandenen Freileitungssystemen, erschweren.

4 Kombination von Infrastruktur und Energieversorgung

Für die Kombination von Verkehrsinfrastrukturen und Energieprojekten bieten sich vielfältige Varianten.

4.1 Kombination mit Bahnfernleitungstrassen oder Freileitungstrassen

Unabhängig von der möglichen Erweiterung und Leistungssteigerung vorhandener Freileitungssysteme erscheint die Integration von Energieleitungen der öffentlichen Stromversorgung in bislang separate Bahnstromtrassen als eine nahe liegende Option für den Transport von Strom.

Interessant ist insoweit die Kopplung des zukünftigen Netzes mit den 16,7 Hz-Hochspannungsversorgungsanlagen der Bahn. Dies gilt insbesondere, wenn eine Umsetzung als Freileitungslösung möglich sein sollte. Entsprechende Konzepte setzen eine mindestens gleich hohe Verfügbarkeit voraus.

4.2 Kombination mit Bundesfernstraßen

Von den verfügbaren Flächen und damit verbundenen Nutzungsmöglichkeiten her bieten Autobahnen optimale Bedingungen. Kennzeichnend für moderne Autobahnen sind Konzeptionen, die unabhängig von der Anzahl der Fahrspuren die Errichtung eines Standstreifens rechts neben der Fahrbahn vorsehen. Dieser, sowie die zusätzlich vorhandenen Erweiterungsflächen, bieten Freiräume, um Stromversorgungssysteme zu integrieren.

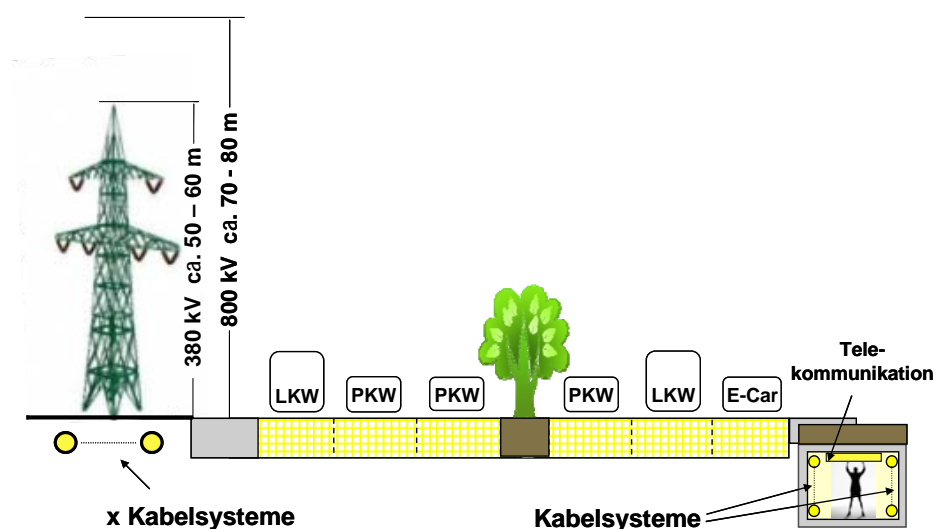


Abbildung 9: Kombination von Autobahn und Freileitungsaus-/neubau und oder Kabelsysteme

Generell sind Konzeptionen denkbar, wie in Abbildung 9 beispielhaft illustriert. Jede der dargestellten Varianten setzt eine entsprechende Raumordnung und Planfeststellung voraus.

Mit der Autobahntrasse stehen diverse Betriebseinrichtungen zur Verfügung. Hierzu zählt die Straße selbst, aber auch die in regelmäßigen Abständen verfügbaren Parkplätze. Sie könnten für Wartungseinrichtungen genutzt werden und im Falle einer Tunnellösung für die Aufnahme von Zugangsbauwerken.

Restriktionen resultieren aus den parallel zu den Verkehrswegen befindlichen erdverlegten Kommunikationsleitungen. Sie werden für Verkehrsinformationen benötigt und sind im Bedarfsfall zu verlegen oder in die neuen Versorgungseinrichtungen zu integrieren.

4.3 Kombination mit Pipelinesystemen

Pipelinetrassen weisen in der Regel Breiten von 10 – 15 m auf. Da davon auszugehen ist, dass die vorhandenen Rohrleitungssysteme in der Mitte der Trasse liegen, verbleiben für das Stromübertragungssystem nur die Seitenbereiche. Für die Einbringung steht ein Freiraum von etwa 3 – 5 m auf jeder Seite zur Verfügung.

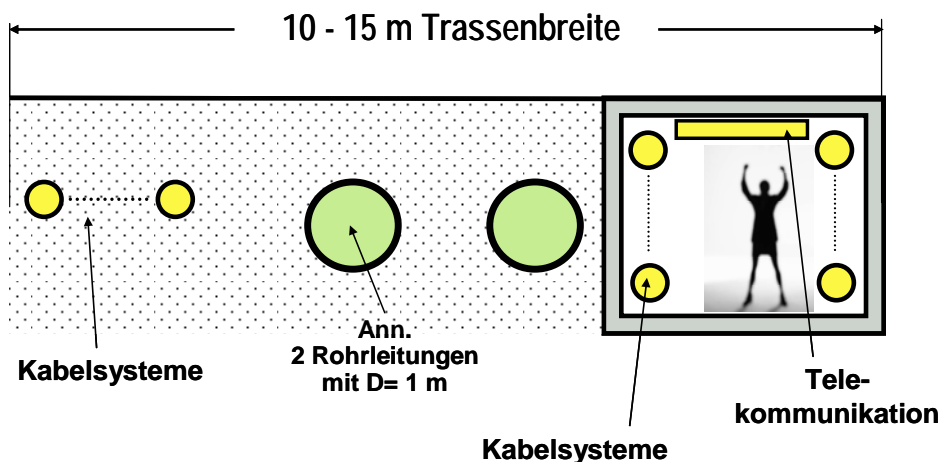


Abbildung 10: Kombination von Energieversorgung und Pipelinesystemen

Wie Abbildung 10 zeigt, ist ohne die Beschaffung zusätzlicher Flächen die Einbringung von Energieversorgungssystemen nur unter Inkaufnahme von größeren räumlichen Zwängen machbar.

4.4 Integration in Flüsse und Kanäle

Das Einbringen von Energieversorgungssystemen in Flüsse oder Kanäle gilt als bekannte Technologie (Abbildung 11). Als bereits praktiziertes Beispiel ist die Erdgasversorgungsleitung des Berliner Heizkraftwerks Mitte in der Mitte der Spree zu nennen.

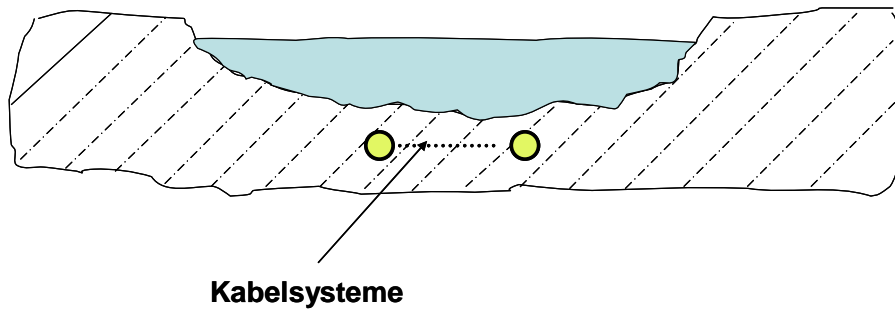


Abbildung 11: Integration von Energieversorgungssystemen in Flüsse und Kanäle

Wenn auch an der Eignung und Machbarkeit einer Kombination von Energieversorgungssystemen und Flüssen grundsätzlich keine Zweifel bestehen, ist in vielen Fällen von ökologischen, schifffahrts-, bau- und wartungstechnischen Einschränkungen auszugehen.

4.5 Eignung von Infrastrukturen

Die Eignung der angesprochenen Infrastrukturen für die Einbringung von energietechnischen Einrichtungen variiert erheblich. Im Folgenden wird versucht, an Hand wichtiger Kriterien die Eignung der Systeme zu bewerten. Jedes Kriterium wird mit 0 – 3 Punkten bewertet. Vergleichskriterien sind:

- Planung/Genehmigung (4 Kriterien): Eigentumsrecht, private Dienstbarkeit, Realisierbarkeit, wenige Ansprechpartner)
- Trassenbedingung (10 Kriterien): Verfügbare Strecken, lange Strecken, verzweigtes Netz, Trassenbreite, Trassenhöhenunterschiede, Kreuzungen, Bodenverhältnisse, Umweltaspekte, Erweiterbarkeit, Siedlungsferne
- Bau (2 Kriterien): Einsatz vorhandener Verlegetechnik, Integrationsfähigkeit/Störungen beim Bau
- Betrieb (7 Kriterien): Überwachung/Zugänglichkeit, Wartung, Lüftung/Kühlung, Systembeeinflussung (EMV)/Bahnsicherheit, Beeinflussung durch bisherige Nutzer, Sicherheit/Vermeidung von Vandalismus, Auswirkung im Fehlerfall/Havarien auf Infrastruktur), Auswirkung von Havarien auf das Stromübertragungssystem.

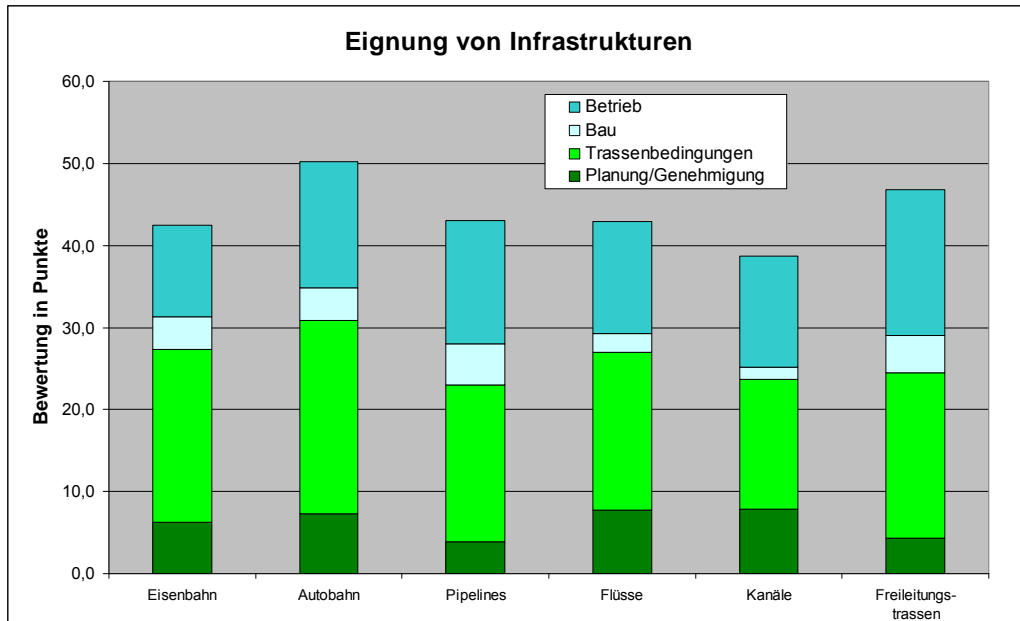


Abbildung 12: Bewertung von Infrastrukturen

Abbildung 12 beschreibt das Ergebnis¹. Die Bewertung weist leichte Vorteile für Autobahnssysteme aus. Sie resultieren vorrangig aus der Eignung der Trassen. Generell ist aber festzustellen, dass alle Infrastrukturen spezielle Vorteile aufweisen, die aus heutiger Sicht dafür sprechen, die Auswahl offen zu halten, um einen möglichst hohen Grad an Flexibilität zu wahren.

¹ Die Bewertung erfolgte in einem Kreis von 13 Experten unterschiedlicher Provenienz. Teilgenommen haben Mitarbeiter der Übertragungsnetzbetreiber, Vertreter der Energiewirtschaft, Hersteller, Wissenschaft und der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE.

5 Finanzierung

Das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung zu maximieren, liegt im nationalen Interesse. Die entsprechende Umstrukturierung und der Ausbau der Stromtransportnetze sind damit untrennbar verbunden. Die Realisierung und Finanzierung der Umstrukturierung und des Ausbaus der Stromtransportnetze, insbesondere eines Overlay-Netzes, unter Einbeziehung staatlichen Vermögens, zum Beispiel in Gestalt von Trassenrechten des Bundes und ggf. der Länder, bedarf eines geeigneten Finanzierungsmodells. Ein solches Modell stellt die notwendige Ergänzung zu einem von Bund und Ländern föderal zu entwickelnden, einheitlichen Raumordnungs- und Umsetzungskonzept zu Zwecken des Klima- und Umweltschutzes dar.

Dem politischen Leitprinzip der Ressourceneffizienz entsprechen die volks- und betriebswirtschaftliche als auch die technische Logik, dass der Netzaus- und –umbau der zu erwartenden Erzeugung folgen muss. Der Netzausbau fördert die Marktnähe erneuerbarer Energien und ist deshalb integraler Bestandteil von Klima- und Umweltpolitik. Insoweit sollte geprüft werden, ob nicht zukünftig Kosten für die Weiterentwicklung von Netzen zum Transport erneuerbarer Energien und zum Ausgleich von Schwankungen bei deren Erzeugung anteilig aus dem Aufkommen der EEG-Umlage gedeckt werden.

Unabhängig davon bedarf es der Anerkennung eines Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur, in dem der damit verbundene Aufwand für Forschung und Entwicklung sowie für erhöhte Ressourceneffizienz berücksichtigt wird. Hierzu zählen zum Beispiel Aufwendungen zur Verringerung des Landschaftsverbrauchs bei Nutzung vorhandener Trassen sowie verminderte Übertragungsverluste durch neue höchstleistungsfähige Technologien.

Als Alternative zu einer rein nationalen privatwirtschaftlichen Umsetzung könnte für international bedeutsame Projekte, insbesondere für den Aufbau einer europatauglichen Overlay-Struktur mit zusätzlichen Grenzkuppelstellen, eine Gesellschaft mit gemischt privater und öffentlich-rechtlicher Beteiligung gegründet werden (Abbildung 13). Gesellschafter der öffentlichen Hand gewährleisten, dass im europäischen Rahmen Planung und Umsetzung dem mitgliedstaatlichen Interesse an einer zur Förderpolitik kohärent verlaufenden Entwicklung der Netzwirtschaft entsprechen. Eine Beteiligung der öffentlichen Hand bedeutete zugleich günstigere Finanzierungsbedingungen für die Projektgesellschaft.

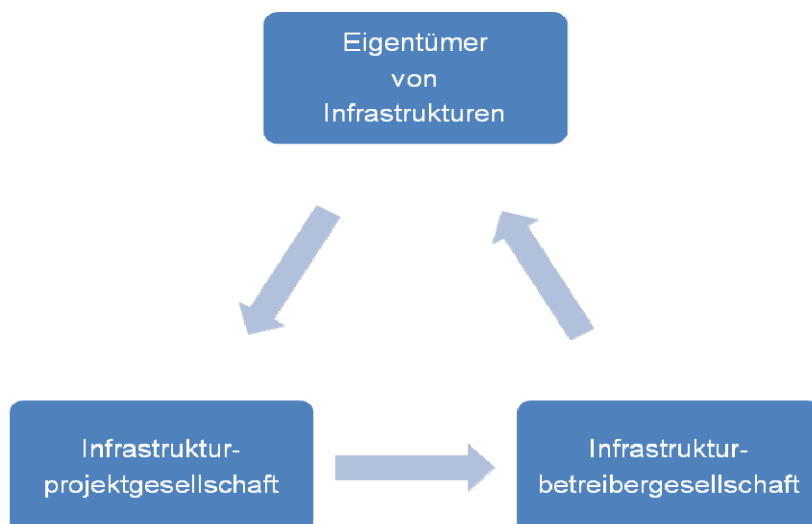


Abbildung 13: Grundkonstruktion eines Gesellschaftsmodells

Die Betriebsführung eines Overlays würde den Transportnetzbetreibern gemeinschaftlich obliegen.

6 Vorteile eines Overlay-Netzes

Der Aufbau eines Overlay-Netzes unter Einbeziehung staatlicher Infrastrukturen, ggf. in Verbindung mit einer partiellen Umstellung vorhandener 400 kV-Freileitungen von Dreh- auf Gleichstrom, bietet die Chance, die Energieversorgung langfristig auf eine neue Basis zu stellen - mit vielfältigen Vorteilen auf allen Wertschöpfungsstufen der Energieversorgung, und für alle Marktteilnehmer.

6.1 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen lassen sich unterteilen nach Effekten,

- die direkt mit der Stromversorgung in Verbindung stehen,
- die die Wirtschaft insgesamt betreffen und
- die in Verbindung mit umweltpolitischen Zielsetzungen stehen.

6.1.1 Effekte für die Stromversorgung

Mit dem Aufbau eines Overlay-Netzes wird ein großräumiger, leistungsstarker Energietransport ermöglicht. Dies bietet die Möglichkeit, Stromüberschüsse in Regionen zu transportieren, in denen ein Strombedarf besteht.

Gleichzeitig eröffnet der Aufbau eines Overlay-Netzes die Chance, die Systemstabilität des Verbundnetzes insgesamt durch den besseren Ausgleich vorhandener Erzeugungs- und Speicherkapazitäten mit fluktuierenden Stromeinspeisungen zu stärken. Der physikalisch unabdingbare Aufbau eines Overlay-Netzes hat somit messbare finanzielle Vorteile. Die physikalisch optimale Systemintegration eines Overlay-Netzes in vorhandene Netzstrukturen ist Voraussetzung für zusätzliche finanzielle Vorteile aus einer Optimierung von Investitionsszenarien und deren Folgekosten.

6.1.2 Wirtschaftliche Effekte

Unter der Voraussetzung einer einheitlichen Planung des Bundes und der Länder (siehe oben, Abschnitt 2) verbessert sich die Umsetzung von Netzausbau und -umstrukturierung in allen unterliegenden Planungsstufen mit entsprechendem Zeit- und Kostenvorteil.

Tempo und Größenordnung der Ablösung fossiler Energieträger werden in erheblichem Maße mitbestimmt durch die Lösung der Netzinfrastrukturfrage im Transport- und Verteilungsbereich für elektrische Energie. Eine Investition in das Overlay-Netz ist insoweit die, im Vergleich mit Investitionen insbesondere in Speicherkapazitäten, volkswirtschaftlich günstigste Lösung. Die Dimension der Speicherproblematik wird in jedem Fall reduziert.

Mit dem Aufbau eines nationalen Overlay-Netzes erhält Deutschland eine Preiszone. Es wird darüber hinaus einen Impuls geben für einen entsprechenden großflächigen europaweiten Ausbau mit positiven Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt.

Auf- und Ausbau von Stromtransportnetzen und deren Kopplung an andere Infrastrukturen sind in hohem Maß effizienzsteigernd und beschäftigungswirksam.

6.1.3 Umweltpolitische Effekte

Die Kombination von Infrastrukturen für den Transport von Strom auf höchstleistungsfähigen Leitungsverbindungen reduziert den Bedarf an zusätzlichen Trassen. Gleichzeitig ermöglicht eine gesamthafte Systemführung die höchstmögliche Verwertung von Strom aus erneuerbarer Produktion.

7 Stand der Technik bei der Stromübertragung

Zum gegenwärtigen Stand der Technik gibt Kapitel 2 des VDE-Positionspapiers „Übertragung elektrischer Energie“ vom Mai 2010 Auskunft. Weitere Informationen hierzu finden sich im Anhang 2.

Ergänzend ist zu erwähnen, dass eine Umrüstung vorhandener Freileitungssysteme von AC auf DC prinzipiell möglich ist. Hierzu existieren bereits Untersuchungen zum Mastmodell Donau [16]. Unabhängig von der technischen Machbarkeit setzt eine Umrüstung verfügbare Gestängeplätze voraus.

Weiterhin gilt, dass Supraleiter noch als Entwicklungstechnologie zu betrachten sind (Abbildung 14). Auch wenn kommerzielle Anwendungen mit supraleitenden Systemen bereits verfügbar sind (supraleitende Kurzschlussbegrenzer, supraleitende Generatoren etc.), zählen Anwendungen im Transportnetzbereich derzeit noch zu den Pilot- und Demonstrationsanlagen.

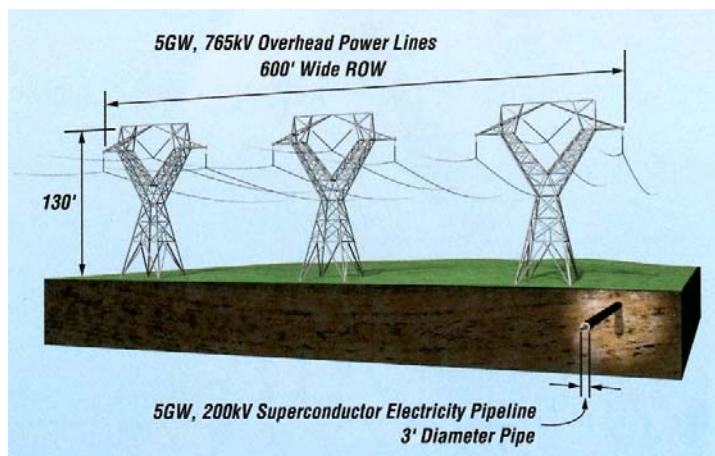


Abbildung 14: Supraleiter für das Transportnetz [17]

7.1 Zusammenfassung

Die Ausführungen in dem VDE-Positionspaper „Übertragung elektrischer Energie“ und in Anhang 2 zeigen, dass für den Aufbau eines Overlay-Netzes neben AC-Anwendungen LCC- Stationen bei DC-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Frage kommen, für ein vermaschtes DC-Netz VSC-Systeme. Als AC-Transportsystem sind Freileitungen, Kabel und GIL kommerziell verfügbar, für die DC-Übertragung Freileitungen und Kabel. Freileitungen gelten sowohl in der AC- als auch DC-Anwendung bis 800 kV als ausgereift. Die niedrigen Investitionskosten im Vergleich zu unterirdischen Systemen kommen dann voll zur Geltung, wenn die Planung, wie in Kapitel 3 vorgeschlagen, politisch erleichtert wird. Dagegen ist festzustellen, dass eine forcierte Nutzung von Kabelsystemen weitere Entwicklungsanstrengungen erfordert.

Ein Schwerpunkt der Arbeiten liegt bei allen HGÜ-Systemen in der Entwicklung effizienterer und kostengünstiger VSC-Systeme. Hierzu zählt auch die Entwicklung von Gleichspannungsleistungsschaltern und bei Bedarf auch die Entwicklung einer DC-GIL.

Wesentliche Aussagen zu derzeit nutzbaren Hochspannungssystemen sind im Anhang 3 in Tabelle 1 bis 4 zusammengefasst. Wie Tabelle 1 zeigt, sind LCC-Systeme bis zu sehr hohen Spannungswerten (800 kV) nutzbar. Da sie aber in ihren Anwendungen beschränkt sind, kommen sie für ein vermaschtes Overlay-Netz nicht in Frage. VSC-Stationen entsprechen zwar allen Anforderungen an ein überlagertes Netz, es besteht aber im höheren Spannungsbereich (>500 kV) noch Entwicklungsbedarf.

Nach Tabelle 2 und 3 bieten derzeit nur Massekabel die Einsatzreife für einen Einsatz im höheren Spannungsbereich (bis 500 kV). Die vielfältigen Nachteile (Ölisolation, aufwendige Muffen etc.) sprechen jedoch gegen eine Verwendung im Onshore-Bereich. VPE-Kabel eignen sich zwar für einen Onshore-Einsatz; sie sind im DC-Bereich derzeit aber nur bis 320 kV verfügbar; für höhere Spannungen besteht noch Entwicklungsbedarf [18].

AC-GIL-Systeme sind nach Tabelle 4 bis 550 kV einsatzfähig, wobei Erfahrungen bereits bis 800 kV vorliegen. Erdverlegte GIL-Systeme wurden jedoch bislang nur als kurze Pilotstrecken realisiert.

Wie im Kapitel 8 dargestellt, könnte die maximal notwendige Übertragungsleistung in einem Overlay-Netz bis zu 12.000 MW betragen. Bei einer flexiblen Gestaltung sind aber auch kleinere Leistungen (z.B. 3.000 - 6.000 MW) denkbar.

7.2 Bautechnische Umsetzung – oberirdisch und unterirdisch

Für die Verzahnung von Infrastrukturen für den Stromtransport mit Systemen anderer Infrastrukturen bieten sich überirdisch und unterirdisch mehrere bautechnische Optionen an. Hierbei werden der Bau und die Bereitstellung der Trasse diskutiert.

7.2.1 Freileitung

Das heute vorhandene Stromübertragungssystem besteht zu über 99 % aus Freileitungen. Dieses System gilt unter volkswirtschaftlichen, ökologischen, technischen und betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie in Bezug auf die Realisierungszeit als Referenz.

Im Freileitungsbau sind in Abständen von ca. 400 m Mastbauwerke zu errichten. Die Masthöhen richten sich in erster Linie nach den topographischen Gegebenheiten. Ein dauerhafter Flächenbedarf ist ausschließlich im Bereich der Maste und deren Fundamente gegeben. Vor allem land- und forstwirtschaftliche Flächen im Bereich

der Freileitungen können weiterhin genutzt werden. Straßen, Bahnen, Flüsse und anderen Freileitungen sowie Senken oder Geländeerhöhungen lassen sich überspannen und stellen in der Regel kein Hindernis dar.

7.2.2 Unterirdische Verlegung

Die folgenden unterirdischen Verlegetechniken sind bereits vielfältig im Einsatz. Entsprechend groß sind die Erfahrungen in der Umsetzung. Gemeinsam ist, dass ein hoher zeitlicher und technischer Aufwand betrieben werden muss und Baugrundrisiken zu tragen sind. Während der Bauphase wird, wie bei allen unterirdischen Streckenbauwerken, Aushub- und Füllmaterial in großem Umfang bewegt, gelagert und transportiert.

Die Trassenbreiten bzw. Tunnelquerschnitte hängen bei AC und DC Übertragungssystemen von der zu übertragenden Leistung und der Anzahl der hierfür benötigten Leiter ab.

7.2.2.1 Erdverlegung

Typischerweise wird bei der Erdverlegung ein ca. 1,2 – 1,8 m tiefer Graben vorbereitet und im Nachgang an die Installation des Übertragungssystems verfüllt. Besondere Anforderungen werden an Kreuzungen mit bestehenden großen Infrastrukturen wie Flüssen, Autobahnen und Schienenwegen gestellt. Hierzu können Technologien wie Micro-Tunneling oder Horizontalbohrverfahren (HDD - Horizontal Directional Drilling) zur Unterquerung Verwendung finden. Im Betrieb müssen die Trassen zugänglich sein.

Eine landwirtschaftliche Nutzung der Flächen ist möglich, eine forstwirtschaftliche in der Regel nicht. Im Vergleich der unterirdischen Verlegetechniken ist die Erdverlegung die wirtschaftlichste und in der Umsetzung die schnellste. Nachteile bestehen vor allem in der Zugänglichkeit der Kabel und Rohre (GIL), die nur durch Öffnung des Grabens möglich ist.

7.2.2.2 Tunnelverlegung (offene Bauweise)

Für die Tunnelverlegung in offener Bauweise bieten sich Rechteck- und Kreisprofile an (Abbildung 15). Bei einem Rechteckprofil ist z. B. von einer lichten Fläche von etwa 3 x 2,5 m auszugehen, bei einem Kreisprofil kann sich der lichte Durchmesser auf ca. 4 m belaufen.

Alternativ zur Herstellung vor Ort ist eine industrielle Vorproduktion denkbar. Bei der Herstellung von Fertigteilelementen ist davon auszugehen, dass sich diese aufgrund der wiederholten Nutzung von Schalungssätzen wirtschaftlicher produzieren lassen. Die Arbeiten vor Ort konzentrieren sich dann auf die Verlegung und das Zusammenfügen der einzelnen Segmente.

Für das Rechteckprofil spricht eine optimale Nutzung des verfügbaren Raumes. Bautechnisch ist jedoch ein Kreisprofil in Bezug auf die Ausnutzung der Beton- und Stahlquerschnitte vorteilhaft. Wenn die zusätzlichen Räume z.B. im Bereich des Bodens bei Kreisprofilen für weitere Medien genutzt werden können, ist dieses Profil vorzuziehen.

Eine anderweitige Nutzung der Trasse ist nicht denkbar, daher bietet sich die Lösung z.B. in der Parallelverlegung zu Bundesfernstraßen an. Kreuzungen mit bestehen Infrastrukturen oder starke Gefälle sind nur mit hohem technischem Aufwand oder mittels Erdverlegung bzw. Sonderbauwerken wie Brücken möglich.

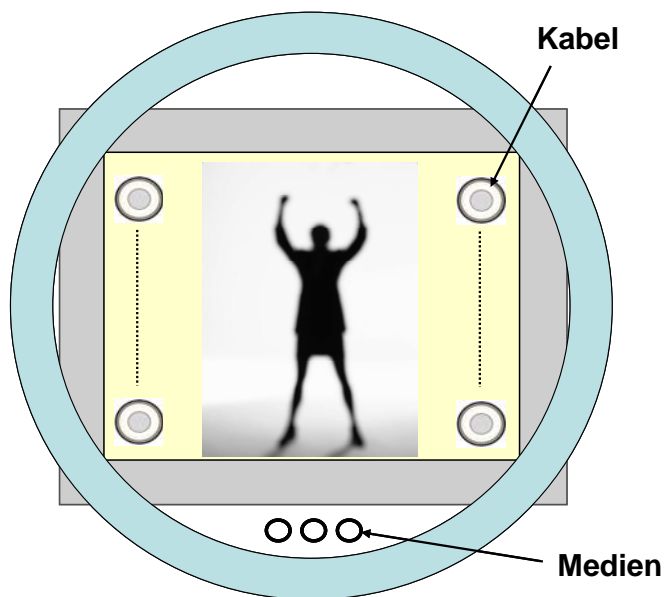


Abbildung 15: Beispiele für Tunnelprofile

Im Vergleich zur Erdverlegung ist eine offene Tunnelverlegung kostenintensiver, bietet allerdings Vorteile in der Flexibilität für zukünftige Nutzungen und in der Zugänglichkeit.

7.2.2.3 Tunnelverlegung in geschlossener Bauweise

Die Herstellung des Tunnels in geschlossener Bauweise erfolgt im maschinellen Tunnelvortrieb mittels Tunnelvortriebsmaschine (TVM) oder im Spreng-/Baggervortrieb. Die Methode hat den Vorteil, dass für die Herstellung keine Baugrube über die gesamte Trasse erforderlich ist und Hindernisse sowie Kreuzungsbereiche mit anderen Infrastrukturen unterfahren werden können. Im Vergleich zum Spreng-/Baggervortrieb gilt der maschinelle Tunnelvortrieb üblicherweise bei kürzeren Distanzen als unwirtschaftlicher, da die Einrichtung einer TVM einen erheblichen Kostenfaktor darstellt. Über längere Distanzen kann mit einer TVM ohne Unterbrechung und in der Regel wirtschaftlicher gearbeitet werden.

Im Vergleich zur offenen Tunnelbauweise ist die geschlossene vor allem langsamer und kann höhere Baugrund- und Planungsrisiken bergen.

Generell sind bei allen Tunnellösungen erhöhte Anforderungen in Bezug auf Wärmeabfuhr, Belüftung und Sicherheit zu erfüllen. In angemessenen Abständen sind u.a. Fluchtmöglichkeiten für das Betriebspersonal vorzusehen.

7.2.3 Brücken und Sonderbauwerke

Bei der Nutzung von Brücken und anderen Sonderbauwerken ist zu prüfen, ob sich die vorhandenen Infrastrukturen zur Einbringung der Energietechnologie nutzen lassen. So weisen große Talbrücken oftmals im Brückenbalken größere Hohlräume auf, die sich für die Einbringung von Kabelsystemen eignen könnten. Inwieweit sich dies allerdings mit der Statik des Bauwerks vereinbaren lässt bzw. genehmigungsfähig ist, muss im Einzelfall geprüft werden.

8 Innovation: Tunnellösung mit Endloskabel als technologische Chance

Betriebserfahrungen mit 400-kV-VPE-Kabelsystemen gibt es bereits seit über 11 Jahren, und die Entwicklung wurde intensiv weiter vorangetrieben, trotzdem bleiben die eingesetzten Verbindungstechniken das schwächste Glied im Hinblick auf die Verfügbarkeit. Die Ausfälle von Kabelsystemen sind daher überwiegend auf Muffen und Endverschlüsse zurückzuführen. Das Kabel selbst ist demgegenüber kaum anfällig. Ein Konzept, das diese Schwächen vermeiden will, benötigt die Herstellung eines „Endloskabels“.

Abbildung 16 zeigt einen Kabeltunnel, in den das Kabel direkt von der Fabrik aus eingeführt wird. Dies setzt jedoch ein neues Kabeldesign und überarbeitete Produktionsprozesse voraus, bei denen quasi endlos produziert werden könnte. Entsprechende Fertigungseinrichtungen sind heute noch nicht vorhanden. Kabelhersteller halten es für möglich, solche Einrichtungen zu schaffen. Ob und inwieweit sich hierbei Kabel in großen Längen am Stück produzieren lassen, ist derzeit offen.

Eine Zusatzanforderung ist der Transport eines „Endloskabels“ über weite Strecken im Tunnel. Hierzu bieten sich rollenbasierte Transportsysteme an, die z.B. durch Schrittmotoren unterstützt werden.

Unter der Voraussetzung, dass das Kabelsystem im Kanal beliebig transportiert werden kann, ist eine hohe Flexibilität gegeben, weil sich zu einem späteren Zeitpunkt ein in der Leistung begrenztes Kabel austauschen lässt.

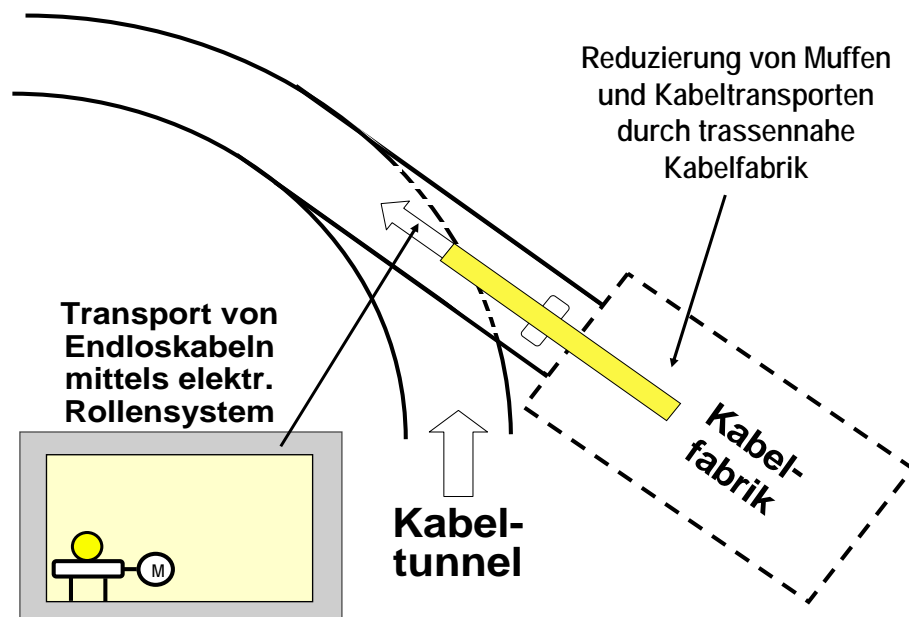


Abbildung 16: Prinzipbild - Transport von „Endloskabeln“ im Tunnel

8.1 Langfristige Vorteile

Ein Tunnel bietet einen hohen Grad an Flexibilität. Es ist die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Systeme (AC, DC, Kabel, GIL) einzusetzen.

Mit der Verfügbarkeit eines Tunnelsystems wäre auch die Voraussetzung gegeben, weitere technologische Entwicklungsschritte wie z. B. Supraleiter zu nutzen. Innovationen im Transportnetzbereich werden damit leichter umsetzbar.

Als Restriktion ist die Kühlung zu berücksichtigen. Zur Vermeidung eines parasitären Verbrauchs sind Tunnel zu entwickeln, die über eine natürliche Belüftung verfügen.

9 Overlay-Netz

Nachfolgend werden zur Illustration zwei Varianten eines Overlays beispielhaft skizziert. Kennzeichnend für beide Varianten ist der Umstand, dass sich das Netz jeweils sukzessive aufbauen lässt. Hierbei ist unterstellt, dass Leistungsbeschränkungen, d.h. Spannungsbeschränkungen, im Bereich der VSC-Technologie nicht bestehen. Weiterhin wird angenommen, dass DC-Leistungsschalter bereits verfügbar sind, so dass technische Restriktionen gegen den Aufbau dieses Overlay-Netzes nicht gegeben sind.

9.1 Merkmale eines Overlay-Netzes

Zweck eines Overlay-Netzes ist der Weitreckentransport großer elektrischer Leistungen. Prinzipiell ist eine Ausführung in Gleich (DC)- und Wechselspannung (AC) denkbar.

Eine Ausführung in AC bietet den Vorteil, dass die Integration in das bestehende Versorgungssystem leichter möglich ist. Insbesondere gilt dies bei einer Vermaschung. Weiterhin stehen neben der Freileitung unterirdisch verlegbare Systeme zur Verfügung.

9.2 Abschätzung der Dimension eines Overlay-Netzes

Maßgeblich für den Wandel der Transportaufgabe sind die prognostizierten Offshore-Windenergie- und PV-Einspeisungen. Bei der Ermittlung des Leistungsbedarfs von neuen Netzkonzeptionen ist zu berücksichtigen, dass sich die Kapazität des vorhandenen Übertragungsnetzes durch Ausbau nur in beschränktem Maß erhöhen lässt, und dies unabhängig vom jeweils angenommenen Szenario des Ausbaus erneuerbarer Energien.

Der gestufte Ausbau des Overlay-Netzes sollte zweckmäßigerweise in Dekadenabschnitten betrachtet und kontinuierlich nachjustiert werden. Das schließt den sich weiter entwickelnden Stand der Technik ein. Für eine erste Abschätzung werden hierbei die in Kapitel 1 und Anhang 1 angesprochenen Speichersysteme vernachlässigt. Die Auslegung erfolgt im gegebenen nationalen regulatorischen Rahmen für den Abtransport der erneuerbaren Energien.

Der sich weiter entwickelnde grenzüberschreitende Energieaustausch wird bei den hier dargestellten ersten Entwürfen nicht betrachtet.

Die Einhaltung des n-1 Kriteriums ist sicherzustellen. Ein Ausfall von bis zu rund 3.000 MW Erzeugung ist auch mittels Overlay-Netz zu beherrschen. Ggf. sind über das n-1 Kriterium hinausgehende Ausfallkriterien zu berücksichtigen.

9.3 Multiterminal-Ringlösung

Abbildung 17 skizziert beispielhaft einen Multiterminal-Ring mit einem Overlay-Netz in Gleichstromtechnologie und einer möglichst geringen Anzahl von Stationen. Die Darstellung in DC ist hierbei nicht als eine Vorentscheidung für Gleichspannung zu verstehen. Eine Umsetzung in AC ist auch möglich (s. 8.5).

Wie im rechten Teil der Abbildung dargestellt, geht die Dimensionierung davon aus, dass knapp 70 % des in Nord- und Ostsee erwarteten Energieaufkommens über das Gleichstromnetz abtransportiert werden. Die Leistungsabfuhr könnte über drei 6 GW-HGÜ-Stationen mit einer Gesamtleistung von 18 GW erfolgen. Zur Herstellung der Multiterminal-Eigenschaft ist das Netz mit selbstgeführten Umrichtern (Voltage Source Converter, VSC) ausgeführt. Würde das Netz in dieser Form ausgeführt werden, müssten zunächst noch technologische Entwicklungen erfolgen. Dazu gehört insbesondere der Gleichstromschalter und Hochskalierung der heute in dieser Leistungsklasse noch nicht verfügbaren VSC-Technologie.

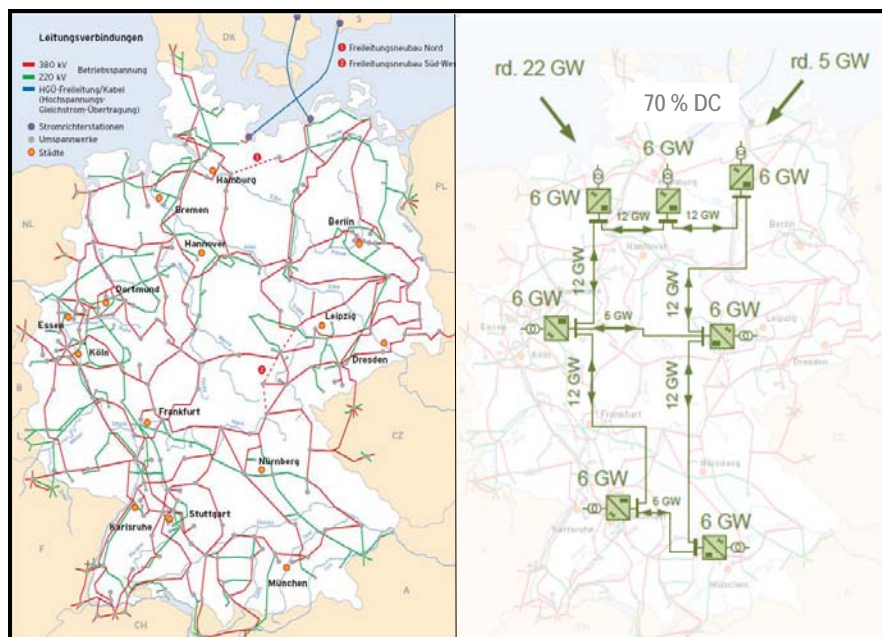


Abbildung 17: Heutiges Übertragungsnetz (links) / Skizze Overlay-Gleichstromnetz (rechts)

Die Stromübertragung erfolgt zu den Verbrauchsschwerpunkten in West-, Süd- und Ostdeutschland, wobei zur Anbindung an das 400-kV-Netz HGÜ-Stationen mit einer Leistung von jeweils 6 GW zum Einsatz kommen. Eine Querverbindung in der Mitte Deutschlands optimiert den Lastfluss. Mit der Ringstruktur ist eine n-1-Sicherheit verbunden.

9.4 Kombination aus Ringlösung und Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Alternativ könnte die in Abbildung 18 dargestellte Variante zum Tragen kommen. Sie geht von drei in Nord-Süd-Richtung verlaufenden 9-GW-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen auf Basis der klassischen HGÜ Technologie (Line Commutated Converter, LCC) aus. Dieses erfordert Nennspannungen von bis zu +/-1000 kV oder zwei parallele +/-500-kV-Systeme. Die Punkt-zu-Punkt-Verbindungen werden ergänzt durch einen +/-320-kV-VSC-HGÜ-Ring mit DC-DC-Kupplungen. Sie sorgen für eine Erfassung der regional auftretenden Lastflüsse und richtungsunabhängige Abfuhr über die leistungsstarken Nord-Südverbindungen. Die Ausführungsform in diesem Leistungsbereich würde nach heutiger Maßgabe die Errichtung von Freileitungen erfordern. Die für den Querverbund erforderlichen DC-DC-Umrichter sind in dieser Leistungsklasse heute kommerziell nicht verfügbar.

Als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen sind die Nord-Süd-Trassen in ihren betrieblichen Eigenschaften beschränkt. Falls erforderlich, ließen sich diese zu einem späteren Zeitpunkt mittels VSC ertüchtigen, so dass das System dann vergleichbare Möglichkeiten bietet wie das in Abbildung 17. Voraussetzung für diese Ausführung ist jedoch die Verfügbarkeit von DC-DC-Umrichtern, die eine Kopplung der beiden HGÜ-Technologien ermöglichen, sowie die entsprechende Steuerungstechnik. Außerdem setzt die Inbetriebnahme des Systems die vollständige Herstellung und Verfügbarkeit der Nord-Süd-Verbindungen voraus. Dies bedeutet neben hohen Vorinvestitionen ein insgesamt hohes Risiko bezüglich der Genehmigung des Gesamtsystems.

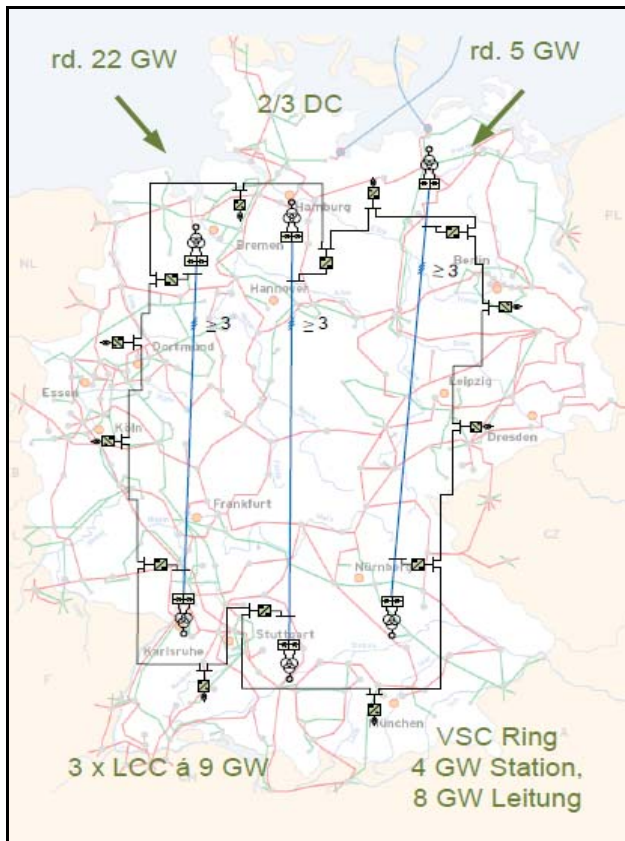


Abbildung 18: Overlay-Netz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Die Punkt-zu-Punkt-Verbindungen nach Abbildung 18 bieten neben ihrer hohen Verfügbarkeit (3 parallele Systeme) den Vorteil, dass es in Form der LCC-HGÜ bereits verfügbare Technologien gibt. Als vorteilhaft ist zu werten, dass LCC-Technologien als weitgehend ausgereift gelten, so dass das technologische Risiko überschaubar bleiben sollte. Positiv zu werten ist weiterhin, dass vor dem Aufbau der Nord-Süd-Verbindung von bis zu +/-1.000 kV das Ring-Netz mit einer geringeren Spannung realisiert werden kann. Frühzeitig ließe sich so eine Entlastung des Übertragungsnetzes erreichen, ohne dass größere kapitalintensive Maßnahmen sofort begonnen werden müssen. Allerdings setzt auch diese Vorgehensweise voraus, dass sowohl DC-Kabel entsprechender Spannung verfügbar sind und die technologischen Herausforderungen in Bezug auf DC-Leistungsschalter rechtzeitig gelöst werden. In Bezug auf den Ring ist im Vergleich zu Abbildung 17 von einer Vielzahl kleinerer Terminals auszugehen, die eine gleichmäßige Lastabführung in das bestehende 400-kV-Netz erlauben. Diese Terminals können auch später für einen optimierten grenzüberschreitenden Lastfluss genutzt werden.

9.5 AC Variante

Für die Umsetzung der Versorgungskonzeption in Abbildung 17 und Abbildung 18 eignen sich auf Basis von AC Technologien vor allem Freileitungen und ggf. für kürzere Abschnitte GIL-Ausführungen.

Die sukzessive Anpassung an höhere Übertragungsleistungen ist auch bei diesen Systemen möglich. Anschlusspunkte an das 400-kV-Netz sind mit Transformatoren herzustellen.

9.6 Regionale Ausrichtung

Die regionale Ausrichtung des Netzes und seiner Terminals orientiert sich an dem erwarteten Energieaufkommen sowie den langfristig bestehenden Verbrauchsschwerpunkten (Abbildung 19). Von größtem Einfluss ist hierbei das Offshore-Windenergieaufkommen in Nord- und Ostsee sowie die Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung im Süden Deutschlands. Beide Einflussgrößen finden Berücksichtigung durch die Konzeption von Terminals im Norden Deutschlands sowie im Süden Deutschlands in den Regionen Stuttgart und München.



Abbildung 19: Standorte von Kraftwerken und Windenergieanlagen in Deutschland

Kennzeichnend für den Transportbedarf sind die Nachfrageschwerpunkte in Westdeutschland (Rhein/Ruhr) sowie in den Räumen Frankfurt am Main, Stuttgart, München und Berlin. Wie Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen, spiegeln die geplanten Terminal-Standorte diese Ansätze wider, so dass sich - abgesehen von

dem Windaufkommen im Norden Deutschlands und der Nachfragesenke Berlin - Quellen und Senken überlagern.

9.7 Netzsicherheit / Stabilität

Die Anforderungen an ein Overlay-Netz im Hinblick auf Netzsicherheit und Stabilität sind die gleichen wie an vorhandene Transportnetze. Das wird erreicht durch eine Ringstruktur, eine Aufteilung in leistungsbegrenzte Teilsysteme (Insich-Redundanz), die Einspeisung hinreichender Reserveleistung und den richtungsunabhängigen Betrieb.

Neben der Einhaltung des n-1-Kriteriums ist bei einem Overlay-Netz mit geregelten Kuppelstellen entsprechend Abbildung 17 und Abbildung 18 die „dynamische Netzsicherheit“ im Zusammenspiel mit dem unterlagerten Drehstromnetz nachzuweisen. Darüber hinaus ist das Kurzschlussleistungskriterium zu beachten. Der dafür maßgebliche Faktor SCR (Kurzschlussleistungsverhältnis) sollte größer/gleich drei sein. Dies bedeutet, dass die Kurzschlussleistung an den Anschlussstellen einer LCC-HGÜ dauerhaft größer 18 GVA sein muss.

In Bezug auf das Overlay-Netz ist von einem geregelten Netz auszugehen. Ein unreguliertes Netz wäre aus physikalischen Gründen für den natürlichen Stromtransport nicht einsetzbar. Was die Leistungs-Frequenz-Regelung betrifft, ist sie nur in Bezug auf den Regelleistungstransport betroffen. Für die Netzsicherheitsberechnung ist jedoch von einer Vorhaltung einer Sicherheitsmarge für den Transport von Regelleistung auszugehen, da mit dem Overlay-Netz auch andere Anforderungen an die Transportkapazität gestellt werden.

9.8 Lastflussanalyse

Dem beispielhaft gewählten Modell für eine Lastflussanalyse liegt die in Abbildung 20 dargestellte Overlay-Konzeption zugrunde. Wie in der Abbildung dargestellt, wird von einem Energietransport über DC-Kabel entlang von Autobahnen ausgegangen, wobei Alternativen wie Eisenbahnen, Flüsse oder Freileitungen als Trassenoptionen ebenfalls denkbar sind. Alternativen in Form eines AC Energietransports sind selbstverständlich auch möglich.

Sieben Schnittstellen verbinden das Overlay-Netz mit dem AC-Übertragungsnetz (Abbildung 20). Die Einspeisung der Windenergie aus Nord- und Ostsee erfolgt an drei Schnittstellen und wird zu den vier Lastschwerpunkten im Westen, Süden und Osten Deutschlands transportiert. Wie in Abschnitt 9.4 beschrieben, verfügen die Umrichter an den Schnittstellen über eine Leistungsfähigkeit von je 6.000 MW, so dass die Einspeisung einer Gesamtleistung von 12.000 MW aus den Windparks der

Nordsee sichergestellt ist. Ausgehend von einer Einspeisung in das Overlay-Netz von 75 % der Erzeugung ergibt sich für die Ostsee eine Einspeisung von 4.000 MW.

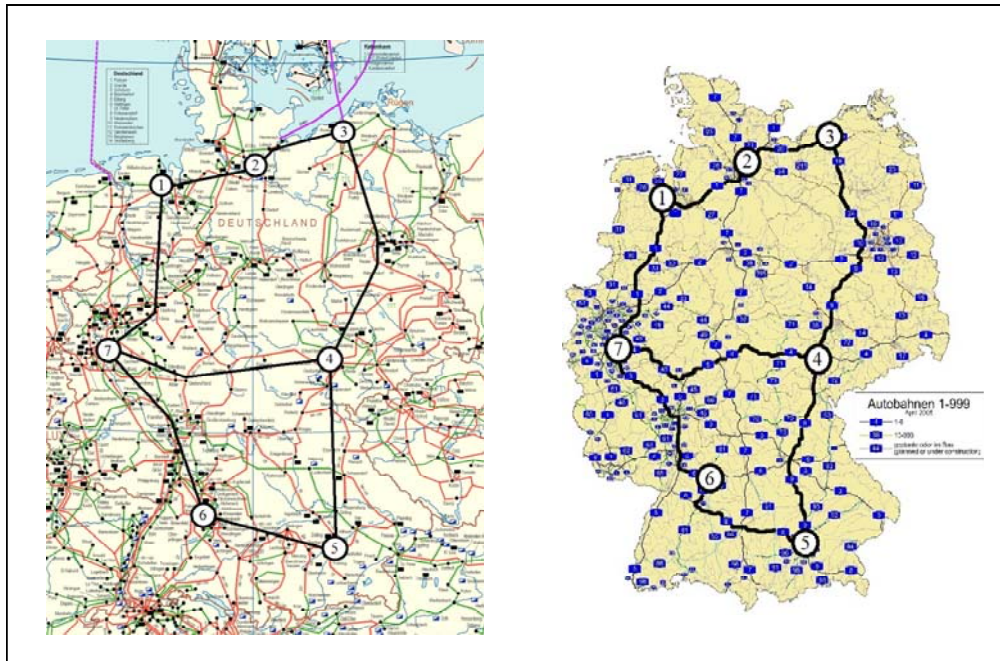


Abbildung 20: Overlay-Konzeption - Anschlusspunkte an das AC-Netz (links), Overlay-Netz entlang der Autobahn (rechts)

Abbildung 21 und Abbildung 22 beschreiben die an den einzelnen Schnittstellen zu erwartenden Einspeisungen und Lasten. Die Energie wird per Kabel mit einer Spannung von ± 500 kV und einer maximalen Übertragungsleistung von 12.000 MW transportiert. Abweichend hiervon gilt bei den Traversen eine Übertragungsleistung von maximal 6.000 MW. Ergänzend sind in den Abbildungen die Entfernungen zwischen den Schnittstellen sowie die anliegenden Autobahnen angegeben. Bedingt durch die hohe Übertragungsleistung von 12.000 MW werden sieben parallele Systeme benötigt, bei einer Übertragungsleistung von 6.000 MW sind es vier parallele Systeme.

Im Folgenden wird eine Lastflussanalyse im Normalbetrieb und im Fehlerfall durchgeführt. Zur Berechnung des Lastflusses wird das Gauß-Seidel-Verfahren angewendet.

Die Lastflüsse über die Schnittstellen 1 bis 5 und 7 sind unabhängig voneinander regelbar. Die Verbindung über die verbleibende Schnittstelle 6 ergibt sich dann entsprechend und unter Berücksichtigung der Leitungsverluste.

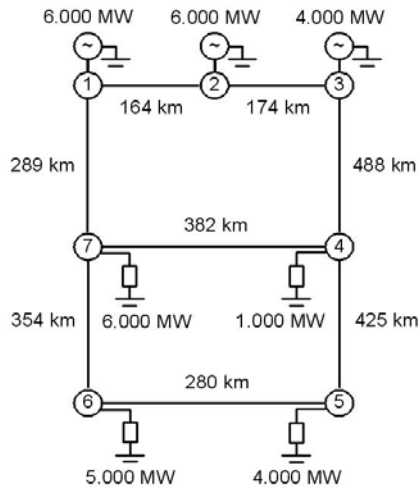


Abbildung 21: Overlay-Netz mit Leitungslängen, Einspeisungen sowie Abgängen

Schnittstelle Nummer	Schnittstelle Name	Einspeisung aus Nord- und Ostsee	Abgang in das AC-Netz
1	Nord-West	6.000 MW	
2	Nord	6.000 MW	
3	Nord-Ost	4.000 MW	
4	Ost		1.000 MW
5	Süd		4.000 MW
6	Süd-West		5.000 MW
7	West		6.000 MW

Abbildung 22: Overlay-Netzanschlusspunkte an das AC-Netz

Von	Nach	Entfernung	Autobahn	Maximale Übertragungsleistung
1	2	164 km	A1, A29	12.000 MW
2	3	174 km	A1, A20	12.000 MW
3	4	488 km	A9, A10, A19, A24	12.000 MW
4	5	425 km	A9	12.000 MW
5	6	280 km	A8, A81	6.000 MW
6	7	354 km	A3, A5, A6, A81	12.000 MW
7	1	289 km	A1, A29	12.000 MW
7	4	382 km	A4, A5, A45	6.000 MW

Abbildung 23: Overlay-Netzkonfiguration

9.8.1 Lastflussanalyse im Normalbetrieb

Die Berechnungen der Lastflussanalyse bestätigen, dass die maximale Übertragungsleistung in jedem Abschnitt eingehalten wird (Abbildung 24). Am höchsten ist die Belastung zwischen den Schnittstellen 1 (Nord-West) und 7 (West) mit 10.088 MW. Dies zeigt, dass das Windaufkommen in der Nordsee fast vollständig

in den Lastschwerpunkten im Westen und Südwesten Deutschlands genutzt werden kann. Der Weg über den Ostseeanschluss 3 (Nord-Ost) wird kaum genutzt, da die Entfernung deutlich größer ist. Dies ist auch der Grund für den geringen Energietransport über die Traversen von Schnittstelle 4 (Ost) nach 7 (West) sowie von 5 (Süd) nach 6 (Süd-West).

Die zugehörigen Spannungen an den Schnittstellen sind in der Tabelle in Abbildung 24 aufgeführt. Sie weichen kaum von der Nennspannung ab.

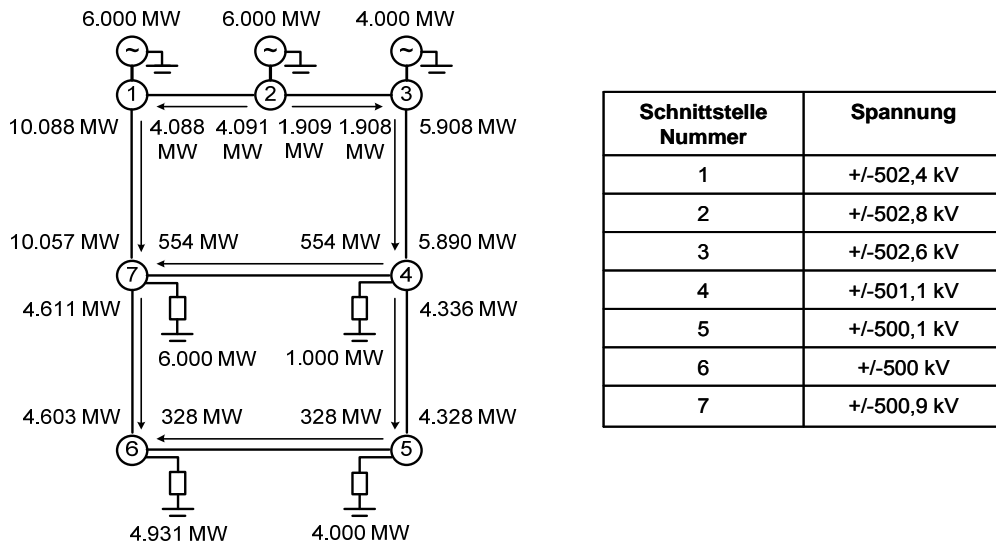


Abbildung 24: Lastfluss im Overlay-Netz im Normalbetrieb

9.8.2 Lastflussanalyse im Fehlerfall

Neben der Sicherstellung des Normalbetriebs, ist die Erfüllung des n-1 Kriteriums zu überprüfen. Hierzu wird beispielhaft der Leitungsausfall zwischen den Schnittstellen 4 und 5 untersucht. Die Konfiguration aus Kapitel 7 bleibt erhalten.

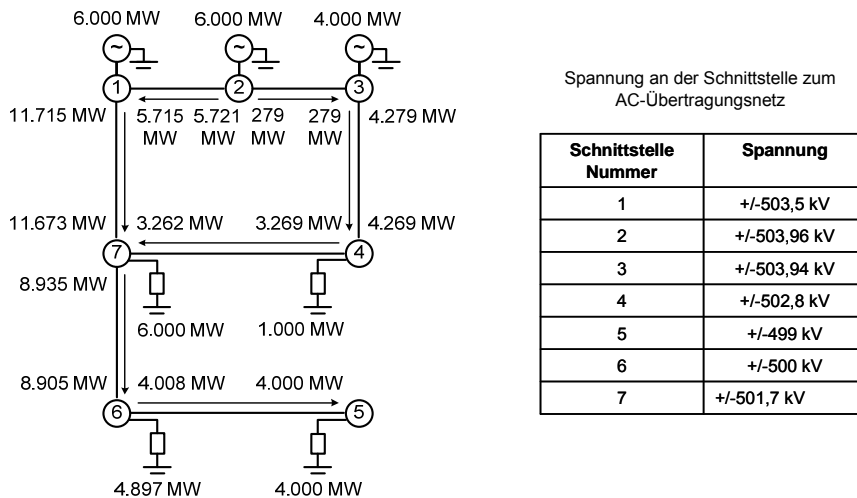


Abbildung 25: Lastfluss im Overlay-Netz im Fehlerfall

Das Ergebnis der Lastflussanalyse im Fehlerfall ist in Abbildung 25 dargestellt. Es zeigt, dass der Netzbetrieb trotz des Leitungsausfalls sichergestellt ist. Die Leitung zwischen den Schnittstellen 1 und 7 ist mit 97,6 % am Limit belastet. Der höhere Lastfluss wird durch eine Spannungserhöhung an der Schnittstelle der Einspeisung erreicht, wie der Tabelle in Abbildung 25 zu entnehmen ist. Da ein Teil der Nord-Süd-Verbindung fehlt, werden die Querverbindungen gut genutzt.

10 Monetäre Systembewertung

Basierend auf den vorstehenden Ausführungen werden die unterschiedlichen Energiesysteme beispielhaft für eine **Übertragungsleistung von 6.000 MW** und eine **Ausbaulänge von 400 km** quantitativ bewertet. Die Analysen unterstellen, dass sich alle Systeme in bestehende Infrastrukturen integrieren oder zu bestehenden Infrastruktureinrichtungen parallel verlegen lassen. Die Betrachtungen berücksichtigen das komplette System. Hierzu zählen Stationen, Transportmittel und ggf. auch erforderliche Baukörper wie Tunnelsysteme.

Das Vergleichsbeispiel geht davon aus, dass die gesamte Leistung von 6.000 MW gezielt gesteuert werden muss. Für DC-Systeme wird der Einsatz von VSC-Anlagen zu Grunde gelegt. In Bezug auf AC-Systeme werden in den AC-Schaltanlagen Einrichtungen zur Steuerung der Lastflüsse benötigt. Vereinfachend wird von der Installation von Längs- und Querreglern ausgegangen, alternative Systeme wie FACTS sind aber auch denkbar. Es kommen in allen Fällen gasisolierte Schaltanlagen (GIS) zum Einsatz.

Die Bewertung berücksichtigt die derzeit verfügbaren Technologien. Für DC-Kabelsysteme gilt entsprechend eine Betriebsspannung von max. +/-320 kV. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich in Deutschland AC- und DC-Freileitungssysteme mit wesentlich größeren Spannungen als 400 kV nur in Einzelfällen realisieren lassen.

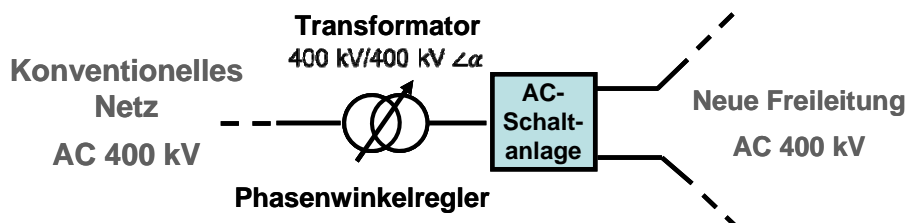


Abbildung 26: Schema 400-kV-AC-Freileitung/Kabel

Sechs verschiedene Varianten werden betrachtet. Als Referenz dient das konventionelle AC-System mit 400-kV Freileitungen (Abbildung 26). Es geht von einer direkten Anbindung an das 400-kV-Netz aus und erreicht über den Einsatz von Querstellern (Phasenwinkelreglern) einen gerichteten Lastfluss.

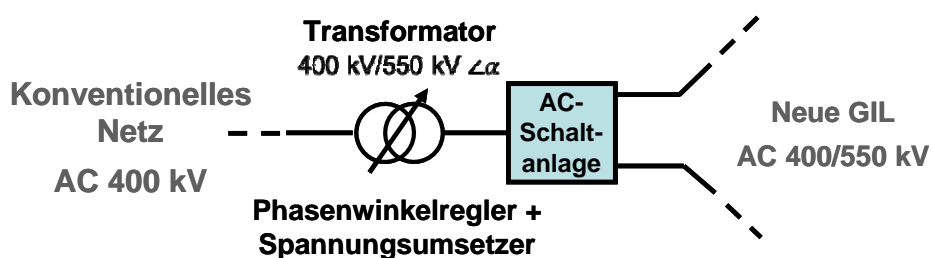


Abbildung 27: Schema einer 550-kV-GIL

Eine Verbindung auf Basis von 550-kV-GIL beschreibt Abbildung 27. Neben Querstellern werden zusätzlich 400/550-kV-Transformatoren benötigt. Mit der Spannung von 550 kV wird den derzeit bestehenden Erfahrungen mit dieser Spannung Rechnung getragen.

Abbildung 28 beschreibt die Ausführung der Verbindung mit DC-Komponenten. VSC-HGÜ-Anlagen kommen zum Einsatz, so dass eine flexible Steuerung des Lastflusses gewährleistet ist. Zur Anpassung der Gleichspannung an die Wechselspannung finden zusätzlich Transformatoren Verwendung. Wie bei der 400-kV-Variante mit AC werden auch hier Freileitungen und Kabel miteinander verglichen.

Neben der Erdverlegung besteht bei Kabel und GIL die Möglichkeit, für die Verlegung der Systeme Tunnel zu nutzen. Zur Bewertung der Kostenunterschiede werden beide Varianten betrachtet.

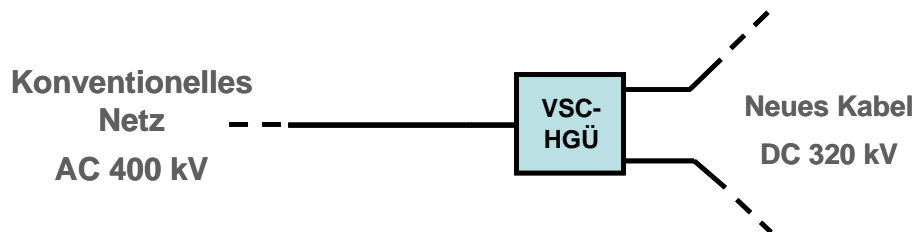


Abbildung 28: Schema mit 320-kV-DC-Freileitung und Kabel

Die Angaben zu den Kosten sind als eine grobe Abschätzung zu betrachten. Sie sind ggf. im Rahmen einer Machbarkeitsstudie zu verifizieren.

10.1 Bewertungsgrundlagen und -annahmen

Die quantitativen Bewertungen berücksichtigen nur die wichtigsten monetären Einflussgrößen. Hierzu zählen Investitionen, Betriebskosten sowie Stromverluste.

Betrachtet werden die Gesamtkosten für die Errichtung des Systems. Hierzu zählen das Leitungssystem selbst, die zugehörige Infrastruktur und die Aufwendungen für die Anschlussstationen. Die Investitionen gehen von derzeit üblichen spezifischen Werten aus. Hierbei wird auf diverse Angaben der Literatur zurückgegriffen, u.a. [19] [20] [21].

Für die Bewertung der Kapitalkosten wird von einem Zinssatz von 8 % und einer Abschreibungszeit von 40 Jahren ausgegangen. Die im Vergleich zu GIS-Schaltanlagen und Freileitungen (80 Jahre Nutzungszeit) geringere Lebensdauer von Kabeln und HGÜ-Systemen (40 Jahre Nutzungszeit) findet in der Kostenbetrachtung Berücksichtigung, indem nach 40 Jahren ein Retrofitting unterstellt wird. Die 40 Jahre Lebensdauer für Kabel werden abgeleitet aus den Ergebnissen der beschleunigten Prüfung sowie der mit 11 Jahren erst relativ kurzen Betriebserfahrungen, die

bisherigen Erfahrung auf der 110 kV Spannungsebene lassen aber eine längere Nutzungsdauer erwarten. Diese zusätzlichen Aufwendungen werden den Instandhaltungskosten zugerechnet.

Die Betriebskosten umfassen die Kosten für die Reparatur einschließlich der Bevorratung von Ersatzteilen.

Die Stromverluste berücksichtigen die in den DC-Anschlussstationen und beim Transport auftretenden Verluste. Hierzu zählt auch der Energiebedarf zur Kühlung der Anlagen. Die Stromkosten werden mit durchschnittlichen Börsenpreisen bewertet.

Für eine erste Bewertung sind nicht die absoluten Werte sondern die Kosten der Systeme im Vergleich zueinander entscheidend. Zur Vereinheitlichung der Aussagen erfolgt die Darstellung der Ergebnisse deshalb in Prozent, bezogen auf den Referenzfall einer Übertragung mittels vier 400-kV-AC-Systemen auf Freileitungen.

10.2 Investitionsvergleich

Die Ergebnisse des Investitionsvergleiches sind in Abbildung 29 dargestellt. Zur besseren Übersichtlichkeit sind die einzelnen Varianten mit Buchstaben von A-J gekennzeichnet.

10.2.1 AC Freileitungen und AC Kabel

Die Ergebnisse bestätigen die allgemeine Erfahrung, dass unter den AC Systemen Freileitungskonzepte (Balken A) klare finanzielle Vorteile besitzen. Wie die Darstellung zeigt, ist für erdverlegte Kabelsysteme (Balken B) von um den Faktor 5 höheren Kosten auszugehen. Der Vergleich berücksichtigt hierbei die Gesamtkosten einschließlich Stationen. Der Kostenunterschied in Bezug auf einzelne Kabelabschnitte kann deshalb noch größer ausfallen, wenn nur die reinen Verbindungskosten (Freileitung und Kabel) verglichen werden.

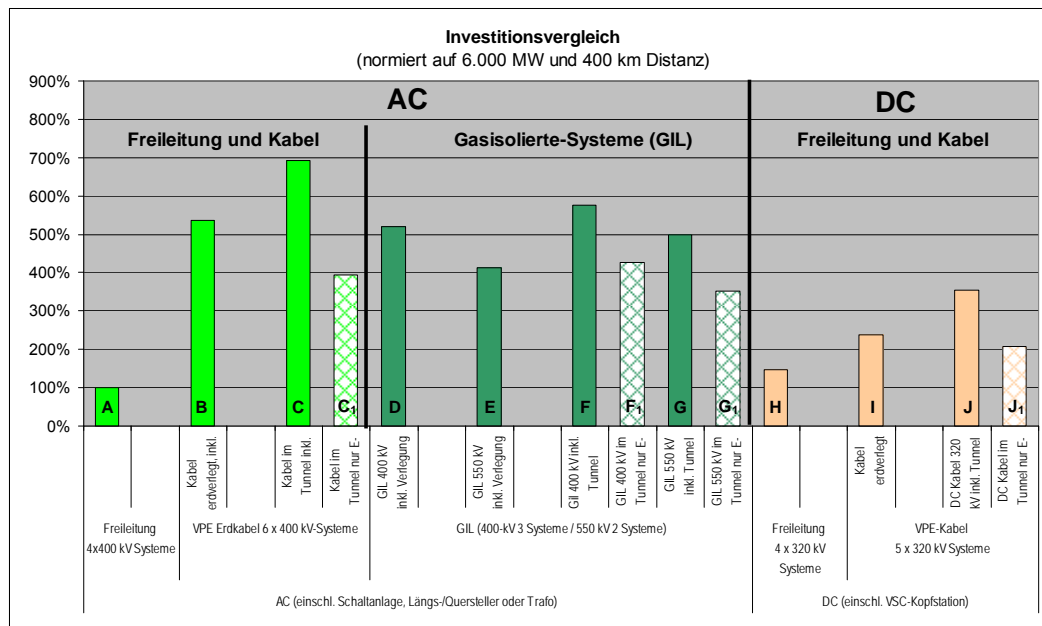


Abbildung 29: Netzausbautechnologien - Vergleich der Investition

Variante C beschreibt die Investitionen für ein tunnelbasiertes AC Kabelsystem. Wie die Balkenhöhe zeigt, liegen die Kosten gegenüber der erdverlegten Variante deutlich höher. Begründet ist dies mit der Annahme, dass sich in einem Tunnel nur drei Systeme unterbringen lassen, so dass zwei parallele Tunnel benötigt werden. Ergänzend sind die Kosten für die reine E-Technik in dem Balken C1 dargestellt.

10.2.2 GIL Systeme

Die Balken D-G beschreiben den Investitionsbedarf für GIL-Systeme, jeweils für 400 kV und 550 kV. Hiernach ist von einer Wettbewerbsfähigkeit von GIL gegenüber AC Kabelsystemen auszugehen, wenn eine entsprechend hohe Übertragungsleistung nachgefragt wird. GIL-Systeme könnten damit für ein AC-Overlay, bei dem gerade diese Zielstellung verfolgt wird, durchaus interessant sein.

Wie der Vergleich der Balken D und E bzw. E und G belegt, führt der Einsatz von Tunneln bei GIL zu nicht unbeträchtlichen Mehrkosten. Begründet liegt dies in dem Umstand, dass GIL generell über eine sehr hohe spezifische Übertragungsleistung verfügen, so dass weniger parallele Systeme erforderlich sind. Die Tiefbaukosten fallen damit bei einer Erdverlegung weniger ins Gewicht als bei AC Kabelsystemen. Da zudem mit der Einbringung der 400-kV oder 500-kV Systeme bereits die Vorleistung für eine später nutzbare 800 kV-Spannungsebene erbracht wird – bei 800 kV-Anwendung ist vorrangig der Gasdruck entsprechend zu erhöhen – bietet ein Tunnel auch langfristig keine größeren Vorteile. Die hierdurch gewonnene Flexibilität zur Systemertüchtigung käme nur begrenzt zum Tragen.

Die ergänzenden Balken F1 und G1 weisen auch hier die Kosten für die reine E-Technik aus. Die Differenzen zu den Balken F und G entsprechen den Aufwendungen für die Herstellung der zugehörigen Tunnel.

10.2.3 DC Systeme

Den Investitionsbedarf für die korrespondierenden Gleichspannungsübertragungssysteme beschreiben die Balken H bis J. Wie bei AC-Lösungen besitzen auch hier Freileitungssysteme finanzielle Vorteile. Im Vergleich zu AC Freileitungen ist sogar von noch geringeren Leitungskosten auszugehen, da sich je DC-Mast bis zu 3 Systeme installieren lassen. (Bei AC sind es in der Regel 2 Systeme). Aus den höheren Aufwendungen für die Umrichterstationen resultieren jedoch zusätzliche Kosten, die sich letztlich im Vergleich zu AC Freileitungslösungen in höheren Gesamtinvestitionen widerspiegeln. Dies gilt trotz der unterstellten AC-GIS-Schaltanlagen und der zugehörigen AC-Quer- und Längsteller.

Gemäß Balken I ist bei einer DC-Erdverkabelung im Vergleich zu einer AC Erdkabellösung (Balken B) von deutlich geringeren Kosten auszugehen. Hierfür sprechen vielfältige Einflussgrößen: Neben geringeren Kabelkosten zählen hierzu insbesondere die fehlenden Kompensationseinrichtungen sowie die deutlich geringere Breite der benötigten Kabelgräben, was sich in entsprechend geringeren Tiefbaukosten widerspiegelt.

Balken J beschreibt die Investitionen für eine tunnelbasierte Lösung. Insgesamt ist gegenüber der AC-Basisvariante mit Freileitung auch hier von deutlich höheren Kosten auszugehen. Der Vergleich mit J1 zeigt aber, dass die Kosten für die reine E-Technik in einem Bereich liegen, der ohne Berücksichtigung der Tiefbaukosten und unter Berücksichtigung weiterer Kostensenkungsmaßnahmen langfristig für eine Wettbewerbsfähigkeit der reinen DC Kabelsysteme (ohne Tiefbau und Tunnel) mit AC-Freileitungssystemen spricht. Dies setzt aber voraus, dass der benötigte Tunnel als Infrastrukturbeitrag von Dritten gestellt wird.

10.3 Kostenvergleich

Basierend auf den in Abbildung 29 beschriebenen Investitionen werden in Abbildung 30 die Stromübertragungskosten verglichen. An der grundsätzlich führenden Stellung der AC-Freileitung ändert sich auch bei diesem Vergleich nichts. Da aber weitere Kostenpositionen wie Wartung und Stromverluste Berücksichtigung finden, verbessert sich die Stellung der übrigen AC- und DC-Systeme relativ zur AC Freileitung.

Wie unter 9.1 angesprochen, findet die gegenüber Freileitungen und GIS-Schaltanlagen geringere Lebensdauer von Kabeln und HGÜ-Anlagen in Form eines erhöhten Wartungsbeitrages Berücksichtigung. Er entspricht einer zusätzlichen

Abschreibung, so dass sich hierüber eine Normierung der Lebensdauern erreichen lässt. Dieser zusätzliche Kostenbeitrag belastet die DC Technologien deutlich stärker als die korrespondierenden AC Technologien, da nicht nur die Kabel sondern auch die HGÜ Anlagen von diesem Kostenfaktor betroffen sind. Dennoch ändert dies nichts an den günstigeren Gesamtkosten der DC Varianten im Vergleich zu AC Kabel und AC GIL.

Die Berücksichtigung der Stromverluste als Kostenfaktor begünstigt die DC Konzeptionen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Höhe der Verluste abhängig ist von der Auslastung. Verringert sich die Auslastung, so verringern sich die Verluste entsprechend dem Quadrat der Auslastung. Dies kann im Jahresmittel zur Folge haben, dass die Verluste als Kostenfaktor ihre Bedeutung verlieren. Dies verbessert die Stellung der AC-Varianten, ändert aber nichts an der grundsätzlichen Reihenfolge.

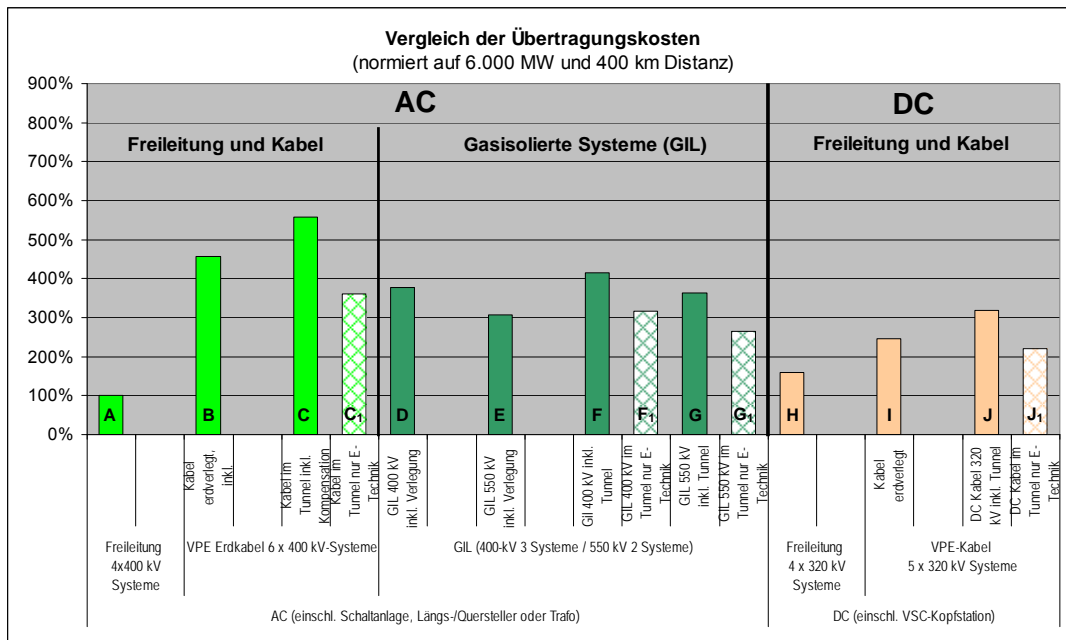


Abbildung 30: Vergleich der Stromübertragungskosten

10.4 Qualitative Bewertung

Die rein quantitative Bewertung liefert eine Aussage über die Kosten zum heutigen Zeitpunkt. Sie vernachlässigt damit langfristige Aspekte, die insbesondere beim Aufbau eines Overlays zur berücksichtigen sind.

Ergänzende qualitative Kriterien beschreiben Eigenschaften, die sich nur unzureichend quantitativ bewerten lassen. Sie sind aber für die Akzeptanz und damit Realisierungsfähigkeit eines Systems von erheblicher Bedeutung. Folgende Kriterien sind zu berücksichtigen:

- **Platzbedarf:** Für den Platzbedarf ist der gesamte Flächenbedarf kennzeichnend. Hierzu zählen die Kopfstationen sowie die Trassen einschließlich Schutzbereichen und Wartungsflächen. Hier bieten insbesondere DC-Kabelbasierte Lösungen Vorteile, wenn sie sich in engem Verbund mit Autobahn- oder Eisenbahntrassen aber auch Flüssen und Kanälen realisieren lassen. Der Platzbedarf der DC-Kopfstationen ist zwar höher zu veranschlagen als der von AC-GIS-Anlagen, weitere Entwicklungen mit dem Ziel einer Flächenreduzierung, aber auch der Möglichkeit, den Flächenbedarf durch Vergrößern der Bauhöhe zu reduzieren, können diesen Nachteil relativieren.
- **Installations- sowie Reparatur- und Wartungsfreundlichkeit:** Ist die Notwendigkeit gegeben, für die geplante finale Übertragungsleistung mehrere Systeme parallel zu verlegen, bietet die Installation im Tunnel Vorteile. Das System lässt sich sukzessive bedarfsorientiert ausbauen. Bei einer Erdverlegung ist hingegen davon auszugehen, dass alle erforderlichen Systeme gleichzeitig verlegt werden. Aus der guten Zugänglichkeit von Tunneln oder Kabelkanälen resultieren weiterhin Vorteile bei Wartungs- und Reparaturarbeiten. Hinsichtlich der gegenseitigen Beeinflussung der Systeme (z.B. im Fehlerfall oder durch Erwärmung) dürfte allerdings eine Erdverlegung gegenüber einer Installation in einem gemeinsamen Tunnel Vorteile bieten. Bei der Dimensionierung des Tunnels sind diese Punkte zu beachten. Hierzu zählen auch Fragen der Zugänglichkeit, z.B. für den Antransport von Teilstücken von Kabeln oder GIL und für den Betrieb der zur Montage erforderlichen Maschinen.
- **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Relevant für die Umsetzung ist die Unterstützung durch die Politik sowie die Akzeptanz durch wesentliche gesellschaftliche Gruppen. Hier sollten alle erdverlegten Lösungen, d.h. Kabel oder GIL Vorteile besitzen. Da zudem eine Kombination mit Infrastrukturen die Erschließung einer neuen Trasse vermeidet, sollte dies für eine höhere Akzeptanz von Kabel- und GIL-Lösungen sprechen.
- **Genehmigungsfähigkeit:** Dieses Kriterium bewertet die Genehmigungsfähigkeit sowie die Länge eines Genehmigungsverfahrens. Bleiben Freileitungen als bekannte Technologie außer Betracht, sollten DC-Systeme generell Vorteile besitzen. Da elektromagnetische Felder bei DC-Systemen im Vergleich zu AC-Systemen geringere Bedeutung haben und die Bodenerwärmung geringer ist, sollte dies zu Gunsten von DC Kabelsystemen mit oder ohne Tunnel sprechen.
- **Entwicklungsstand:** Diese Eigenschaft beschreibt den Stand der Entwicklung bis zur kommerziellen Reife. Hier besitzen alle AC-Systeme einschließlich GIL Vorteile gegenüber der DC-Technologie. Ein gestufter Ausbau könnte

diesen Nachteil jedoch relativieren. Da auch die geplante Offshore-Leistung nicht sofort zur Verfügung steht, ist auch für die Energieübertragung nicht von Beginn an die gesamte Transportleistung erforderlich. Es könnte mit einer begrenzten Leistung begonnen werden, die später bei Bedarf ertüchtigt wird. Dies setzt jedoch eine Struktur voraus, die eine entsprechende Flexibilität ermöglicht. Dies spricht zu Gunsten tunnelbasierter Lösungen.

- **Potential Leistungssteigerung:** Mit dieser Eigenschaft wird das Entwicklungspotenzial bewertet. Da AC Freileitungen bereits heute schon bis zu einer Spannung von 1200 kV zur Verfügung stehen, AC-Kabelsystem bis 550 kV als entwickelt gelten, GIL System bis 550 kV kommerziell im Einsatz und auch erste 800 kV Lösungen bekannt sind, betrifft dies eher DC-Lösungen. Hier ist davon auszugehen, dass bis 2020 VPE-Kabel mit einer Spannung bis zu 500 kV zur Verfügung stehen, so dass dann der Transport auch größerer Leistung möglich wäre.
- **Innovationsfähigkeit:** Berücksichtigt die Eigenschaft des Gesamtsystems, Innovationen zu ermöglichen. Prinzipiell lässt sich jedes System, auch eine Freileitung oder ein Kabel, ersetzen. Der damit verbundene Aufwand sowie Fragen der Genehmigungsfähigkeit sprechen aber gegen größere Veränderungen. Tunnelbasierte Lösungen könnten hier Vorteile bieten. Bei einem entsprechend dimensionierten Tunnel sollte sich die Versorgungsstruktur an den technischen Entwicklungsstand anpassen. Aber auch hier ist zu bedenken, dass relativ lange Installationsdauern für ein neues System und evtl. lange Nichtverfügbarkeiten eines alten Systems auf dieser Strecke beherrscht werden müssen.
- **Kombination mit anderen Medien:** Die für den Energiebereich bestehende Schwierigkeit einer Trassenfindung gilt auch für andere Medien, z. B. von Kommunikationsleitungen. Mit dem Vorhalten einer tunnelbasierten Struktur besteht die Möglichkeit, mehrere Infrastrukturen in einem System zu bündeln. Dies sollte die Akzeptanz für die Realisierung eines Energiesystems steigern.
- **Auswirkung auf die Volkswirtschaft:** Für eine Volkswirtschaft ist die Versorgung mit Energie eine unerlässliche Voraussetzung für eine kontinuierliche Entwicklung. Systeme, die eine flexible Erweiterung ermöglichen und durch ihre Konzeption auch eine Anpassung an Innovationen ermöglichen, sollten aus Sicht der Volkswirtschaft Vorteile besitzen. Dies gilt auch dann, wenn sie in der Realisierungsphase durch höhere Kosten benachteiligt sind. Dies spricht für tunnelbasierte Lösungen.

10.5 Schlussfolgerungen aus der monetären Systembewertung

Die Ergebnisse der vorstehenden Bewertung bestätigen die Vorteile von AC-Freileitungen in Bezug auf Investitionen und Kosten. Diese Vorteile nehmen bei höheren Spannungsebenen noch weiter zu. In wieweit dies die Akzeptanz in der Bevölkerung fördert, ist derzeit fraglich.

AC-Kabelsysteme sind in Bezug auf Investitionen und Kosten den anderen Systemen deutlich unterlegen. Der Einsatz von Tunnelsystemen führt zu zusätzlichen Kosten, da sich je Tunnel nur drei Kabelsysteme unterbringen lassen. AC-Kabellösungen, ohne und mit Tunnel, sollten deshalb nur dann zum Tragen kommen, wenn bei der Verstärkung des bestehenden 400 kV Netzes andere Lösungen ausscheiden.

Erdverlegte GIL-Systeme stellen wegen ihrer hohen Übertragungsleistungen für ein AC-Overlay-Netz eine interessante Option dar. Da sich diese Systeme in der Grundkonzeption auch für höchste Spannungsebenen nutzen lassen - es ist lediglich der Gasdruck zu erhöhen und die Gaszusammensetzung anzupassen -, wäre von Beginn an ein System für höchste Übertragungsansprüche verfügbar. In Bezug auf die hier diskutierte Leistung von 6.000 MW bietet ein Tunnel damit keine zusätzlichen Vorteile. Die mit dem Tunnel verbundene Flexibilität bietet dann aber entscheidende Vorteile, wenn zu einem späteren Zeitpunkt eine weitere Leistungserhöhung zu erwarten ist. Die Erdarbeiten könnten dann entfallen und es fielen nur die Aufwendungen für die reine E-Technik an.

DC-Systeme sind derzeit wegen ihrer hohen Stationskosten und im Vergleich zu AC-System geringeren Nutzungsdauern benachteiligt. Auch bei der Freileitungslösung ist trotz geringerer Leitungskosten von höheren Gesamtaufwendungen auszugehen.

DC-Kabelsysteme einschließlich Stationen lassen im Vergleich zu AC-Freileitungen um den Faktor 2,5 höhere Investitionen und Kosten erwarten. Diese relativ günstigen Konditionen lassen aber außer Betracht, dass sich mit den derzeit verfügbaren Technologien nur geringere Übertragungsleistungen erreichen lassen. Bei Ertüchtigungen zu einem späteren Zeitpunkt werden aufwendigen Erdbaumaßnahmen erforderlich.

Die Mehrkosten von DC-Kabelsystemen in Verbindung mit Tunnelanlagen liegen im Vergleich zu AC-Freileitungen bei einem Faktor 3. Diese höheren Aufwendungen bieten aber einen hohen Flexibilitätsgrad, der bei zukünftigen Ertüchtigungsmaßnahmen vorteilhaft ist. Eine Bewertung der reinen E-Technik zeigt, dass hier die Kostenunterschiede bereits heute schon bei einem Faktor 2 liegen. Weiter sinkende Kosten bei zukünftigen Kabel- und Stationsgenerationen wirken sich bei Nutzung eines Tunnels vorteilhaft aus.

11 Entwicklungsbedarf

Die Umsetzung eines Overlay-Konzeptes setzt unabhängig von der Ausführung - Kabel oder Freileitung – insbesondere bei einer DC-Umsetzung Entwicklungsanstrengungen voraus. Wesentliche Punkte betreffen u.a:

- DC-Leistungsschalter: Die Verfügbarkeit dieser Komponente ist entscheidend für den Aufbau eines vermaschten DC-Netzes.
- Flächen-, volumen- und kostenreduzierte HGÜ-VSC-Stationen: Die derzeit verfügbaren Systeme sind bereits sehr kompakt im Vergleich zur LCC-Technologie. Mit zunehmender Verbreitung der VSC-Technologie sollte von weiter sinkenden Kosten auszugehen sein.
- Herstellung von „Endloskabeln“: Die setzt die Entwicklung von Extrudierungsprozessen voraus, die bei Bedarf die Herstellung eines Endloskabels erlauben. In Verbindung mit einem Tunnel wäre dann die Möglichkeit für Kostensenkungen gegeben, verbunden mit einer erhöhten Verfügbarkeit.
- Kabeltransportsysteme für Tunnel: Der Bewegung von Endloskabeln in Tunneln erfordert statt des Ziehens ein Fördern des Kabels. Entsprechende Systeme sind bereits verfügbar, wären aber an die neue Aufgabenstellung anzupassen.
- Tunnel ohne mechanische Fremdbelüftung: Zur Vermeidung von parasitären Verbräuchen sind Tunnel zu entwickeln, die über eine natürliche Belüftung verfügen. Hierdurch werden die Energieverluste weiter reduziert, bei gleichzeitig höherer Verfügbarkeit von Kabelsystemen in Tunneln.
- Hinweise oder Normen: Die Umsetzung der neuen Versorgungskonzeptionen erfordert eine frühzeitige Anpassung von Normen und Richtlinien als Voraussetzung für eine kosteneffiziente und abgestimmte Vorgehensweise. Dazu gehört vor allem eine herstellerunabhängige Festlegung von VSC-Technologien.
- Entwicklung eines Gleichstromtransformators, einer kompakten Einrichtung, mit der unterschiedliche DC-Spannungsebenen verbunden werden können.

12 Umsetzung

Wie die vorstehenden Ausführungen zeigen, stellt der Um- und Ausbau der Stromübertragungssysteme die Basis für einen großflächigen Energieaustausch und die nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien dar. Denkbar sind hierbei Umsetzungskonzepte mit Freileitungen, Kabeln oder GIL, wobei eine Kombination mit Infrastrukturen Vorteile bei der Umsetzung bietet.

Die bisherigen Erfahrungen mit der kritischen Öffentlichkeit sprechen dafür, dass eine Umsetzung nur im Rahmen einer konzertierten Aktion von Bund, Ländern und Übertragungsnetzbetreibern möglich ist. Hierzu sollten legislativ und administrativ und institutionell die entsprechenden Voraussetzungen geschaffen werden. Grundsätzlich ist insoweit von einer modernen gemischt staatlich-privaten Finanzierung auszugehen.

Aus der Vielzahl der dargestellten Kombinationsmöglichkeiten von Infrastrukturen empfiehlt sich die in Kapitel 10.5 (Schlussfolgerungen) aufgezeigte Staffelung:

- Technisch, kostenmäßig und dem Zeitaufwand nach ist vorrangig die Nutzung bestehender Freileitungstrassen, insbesondere derjenigen der Bahn, zu untersuchen. Dies erscheint als die Option, die eine rechtzeitige Lösung der Stromtransportproblematik erlaubt.
- Gleichzeitig ist mit der Prüfung derjenigen Varianten zu beginnen, die einen längeren zeitlichen Vorlauf benötigen, wie z. B. Tunnelsysteme u. a. entlang von Bundesautobahnen. Dieses Vorgehen ist mit den Erfordernissen aus den Dena-Netzstudien I und II in Einklang zu bringen. Die Öffentlichkeit ist hierzu frühzeitig einzubinden.

12.1 Umsetzungskonzept

Für die Umsetzung ist in einem ersten Schritt eine technologische Entscheidung herbeizuführen (Abbildung 31). Hierzu ist die Übertragungsleistung, die Übertragungsspannung sowie die technische Ausgestaltung festzulegen. Neben der Freileitung stehen gasisolierte Leitungen (GIL) und kabelbasierte Systeme als Optionen zur Diskussion. Abhängig von der technologischen Wahl kommen bei einer unterirdischen Umsetzung eine Erdverlegung oder eine tunnelbasierte Lösung in Betracht.

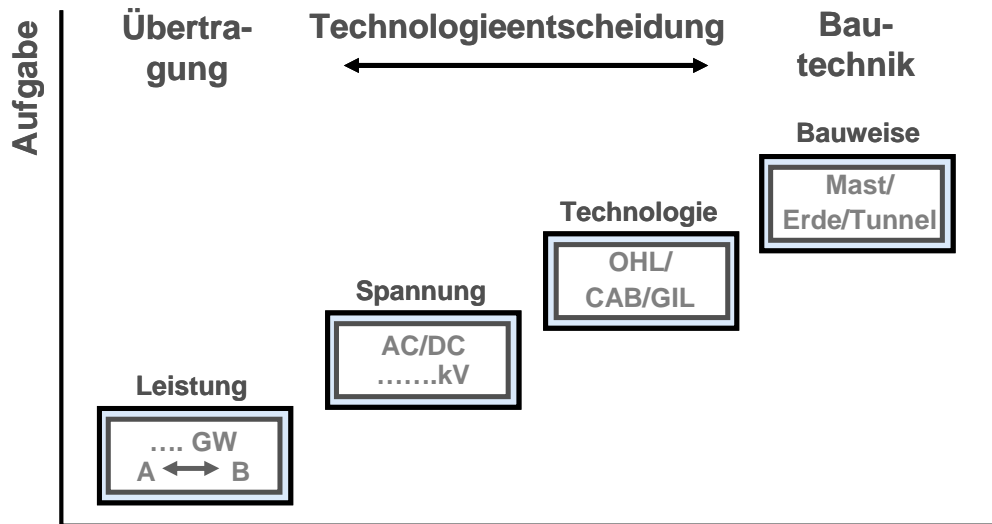


Abbildung 31: Entscheidungsmatrix

Die Umsetzungsphase (Abbildung 32) ist so gestaltet, dass in der ersten Phase noch alle Freiheiten bestehen. Mit der Entscheidung über die bautechnische Konzeption sollte aber eine gewisse Kontinuität gewahrt bleiben, damit die Vorteile der einzelnen Systeme voll zum Tragen kommen.

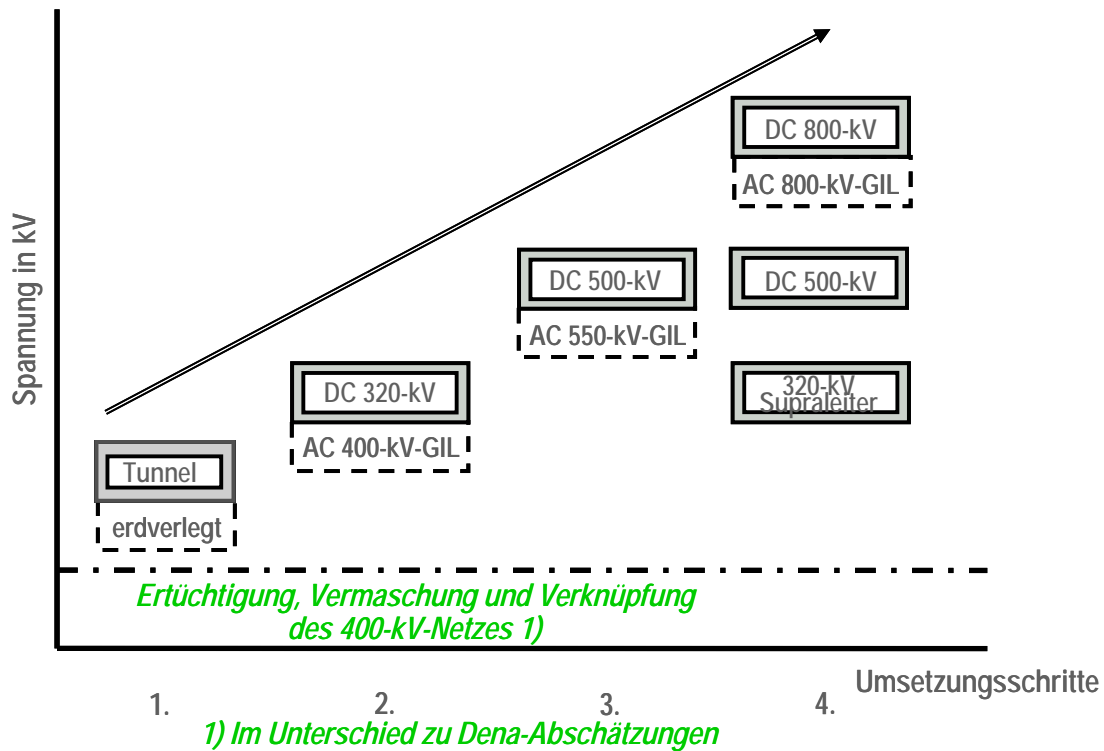


Abbildung 32: Road-map zum Aufbau eines Overlays

Folgende Schritte umfasst die Realisierungsphase:

- Die Umsetzung beginnt mit einer Ertüchtigung, Vermaschung und Verknüpfung des bestehenden Übertragungsnetzes. Neben Freileitungen sind AC-

Kabel oder GIL technische Optionen. Basis sind hierbei die Empfehlungen von Dena II. Ziel ist eine gezielte Verstärkung des Übertragungsnetzes, so dass eine optimale Anpassung an ein parallel zu entwickelndes Overlay-Netz gegeben ist.

- Parallel zur Verstärkung des 400-kV-Netzes sind die Entscheidungen über die zukünftige Konzeption herbeizuführen. Neben Freileitungen stehen als Technologievarianten erdverlegte AC-GIL- oder tunnelbasierte DC-Kabellösungen zur Diskussion. Für die Realisierung des Overlay-Netzes mit Freileitungen sind vorrangig Kombinationen mit bestehenden Bahnstromnetzen zu prüfen.
- Im Falle einer tunnelbasierten DC-Kabellösung könnte ein erster Umsetzungsschritt die Verbindung von Nord- und Westdeutschland darstellen. Für die Erstausrüstung käme die derzeit schon verfügbare +/-320-kV-DC-Technik in Verbindung mit VSC-Stationen zur Anwendung.
- In einem zweiten Schritt könnte eine Ertüchtigung der Trasse mit +/-500-kV-DC-Kabelsystemen erfolgen. Bei einer Umsetzung mit GIL (400 kV AC) wäre im Falle einer geeignet gewählten Baugröße für eine Spannungserhöhung lediglich eine Druckerhöhung und Verbesserung des Isoliergases erforderlich.
- Inwieweit im 3. Schritt eine weitere Erhöhung der Versorgungsspannung erforderlich ist, hängt von der technischen Entwicklung ab. Sollte die Supraleitung für Transportaufgaben verfügbar sein, könnte sogar eine Reduzierung der Betriebsspannung sinnvoll sein.

13 Zusammenfassung

Aus Klimaschutzgründen sollen CO₂-intensive fossile Energieträger in Deutschland und Europa abgelöst werden. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht hierzu eine signifikante Steigerung der Ressourcen- und Energieeffizienz vor bei gleichzeitig verstärkter Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere mittels Offshore-Windkraftparks.

Die Umsetzung dieser Zielstellungen wird in erheblichem Maße beeinflusst durch die Netzinfrastruktur im Transport- und Verteilungsbereich für elektrische Energie. Die Umsetzung ökologisch und technisch erforderlicher Leitungsbauprojekte ist damit unverzichtbare Voraussetzung, um den gewünschten Erfolg zur Nutzung erneuerbarer Energien sicherzustellen.

Im Rahmen der Task Force „Infrastruktur“ hat die Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) neue Lösungswege erarbeitet, um diese Ziele umzusetzen. Hierzu kommt erstmals der Grundgedanke einer physischen Integration der Höchstspannungsnetze in Deutschland und Europa in verschiedene vorhandene und zukünftige Infrastrukturen zum Tragen.

Die Umsetzung dieser Aufgabe ist verbunden mit einer Optimierung und Beschleunigung der Genehmigungsprozesse im Rahmen der Raumordnung und Planfeststellung sowie der Entwicklung von Konzepten zum Ausbau der Netzstruktur. Ziel ist die Identifizierung Erfolg versprechender, gestuft zu realisierender, „mikroinvasiver“ Anpassungs- und Ergänzungsmaßnahmen im Bereich des 400-kV-Transportnetzes. Darüber hinaus wurde für Deutschland ein Overlay-Netz zur Verbindung der Erzeugungs- und Lastzentren abgeschätzt.

Die Ergebnisse der Arbeiten zeigen, dass sich bestehende Infrastrukturen wie Eisenbahn- und Autobahntrassen, Wasserstraßen und bestehende Freileitungstrassen für die Integration von Stromübertragungssystemen nutzen lassen. Eine Bewertung zeigt für Autobahnssysteme die meisten Pluspunkte, alle Infrastrukturen weisen aber spezifische Vorteile auf.

Neben der Nutzung bestehender Freileitungstrassen wie z.B. der Bahn oder anderer Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber, ist für die Integration von Stromversorgungssystemen die Nutzung unterirdischer Verlegetechniken in Betracht zu ziehen. Bei Beschränkung auf unterirdische Verlegetechniken wäre unter Kostengründen die Erdverlegung von Kabeln zu favorisieren. Unter dem Gesichtspunkt einer hohen Leistung von Stromtrassen, einer langfristigen Planung, Anforderungen an die Flexibilität, Leistungsertüchtigung, Wartung sowie Reparaturmöglichkeiten sollte der Fokus eher bei Tunnellösungen liegen. Für die

Umsetzung entsprechender Tunnelsysteme empfehlen sich aus Kosten- und Zeitgründen offene Bauverfahren. Bei Kreuzungen mit anderen Infrastrukturen könnten aber auch geschlossene Tunnelbauweisen (Tunnelvortriebsverfahren) zum Einsatz kommen.

Tunnelsysteme könnten längerfristig die Basis für eine flexible und innovative Vorgehensweise sein. Die hiermit verbundene Zugänglichkeit bietet die Voraussetzung, dass sich bestehende Kabelverbindungen jederzeit reparieren und ertüchtigen lassen. In Verbindung mit geeigneten Herstellungsverfahren sowie innovativen Transportsystemen im Tunnel ist der Einsatz von „Endloskabeln“ denkbar, so dass sonst benötigte Muffen zum großen Teil entfallen können. Verbunden sind hiermit auch eine deutlich erhöhte Verfügbarkeit der Kabelsysteme sowie Einsparungen bei den Herstellungs- und Installationskosten. Für die Zukunft bietet der Tunnel zusätzlich die Option, neuere Technologien, wie z. B. Supraleiter, einsetzen zu können, ohne dass die Entwicklung einer neuen Trasse erforderlich wird. Der Tunnel stellt damit die Basis für Innovationen im Übertragungsnetzbereich dar.

Eine quantitative Bewertung im Rahmen der Arbeit bestätigt die wirtschaftlichen Vorteile von konventionellen AC-Freileitungssystemen. Erdverlegte gasisolierte Leitungen (GIL) können jedoch dann interessant sein, wenn von Beginn an eine hohe Auslastung der Systeme erwartet wird. Die Bewertung zeigt aber auch, dass DC-Kabelsysteme in Verbindung mit Tunneln langfristig als eine wirtschaftlich interessante Option zu betrachten sind. Als Freileitungssystem sind DC-Verbindungen ebenfalls als Alternative zu berücksichtigen.

Ein Overlay-Netz, z. B. als Ringkonzept mit leistungsstarken Trassen vom Norden nach Süden realisiert, bietet die Chance für einen großräumigen Energieaustausch, ohne die unterlagerten Netzteile übermäßig zu belasten. Die Netzausbauten an den Einspeisepunkten aus dem Overlay-Netz ins konventionelle Netz sind jedoch zu berücksichtigen.

Eine entsprechende Stromübertragungsstruktur hätte Vorteile für alle Wirtschaftsbereiche. Durch den leistungsstarken Energietransport kommt es zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei gleichzeitig erhöhter Systemstabilität des Verbundnetzes, verringertem Speicherungsbedarf, Vorteilen durch die Optimierung von Investitionen und Folgekosten, Effizienz- und Beschäftigungseffekten sowie umweltpolitischen Vorteilen. Für Europa könnte eine entsprechende Struktur richtungsweisend sein.

Für die Umsetzung und Finanzierung des Overlay-Netzes bietet sich als Variante ein gemischt staatlich, privates Engagement an. Die Umsetzung im Rahmen einer „Private Public Partnership“ (PPP) mit dem Staat als Eigentümer der anderen

Infrastrukturen bietet hierbei den Vorteil eines leichteren Zugriffs auf die benötigten Einrichtungen. Ein aufwendiger Abstimmungsprozess kann entfallen. Gleichzeitig ist die Voraussetzung für eine günstigere Finanzierung gegeben.

Die Realisierung könnte in gestufter Vorgehensweise erfolgen. Zur Ertüchtigung des bestehenden Übertragungsnetzes empfehlen sich vorrangig Freileitungen, soweit genehmigungsfähig. Für den erweiterten Ausbau ist in der ersten Phase eine Grundsatzentscheidung über Leistungsgröße (z.B. 6 GW/System), Übertragungsspannung (z.B. 800 kV) und technologische Lösung - AC oder DC, Freileitung, Kabel oder GIL – zu treffen. Unabhängig, ob GIL oder Kabel, ist in beiden Fällen die Verlegung der Systeme direkt in der Erde oder im Tunnel möglich. Bei einer Entscheidung zu Gunsten von tunnelverlegten DC-Kabeln könnte mit der derzeit verfügbaren Spannungsebene von +/- 320 kV begonnen und die Trasse zu einem späteren Zeitpunkt mit einer leistungsstärkeren Kabeltechnologie (z.B. +/- 500 kV) durch Austausch der Kabel ertüchtigt werden. Ggf. ist auch der Umstieg auf eine dann verfügbare bessere Technologie, wie z.B. Supraleitung, möglich.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Ausbau der Netze entscheidend für die Integration erneuerbarer Energien ist. Hiermit verbunden ist gleichzeitig eine Reduktion des Energiespeicherungsbedarfs. Die Energieübertragung ist hierbei als gesamtstaatliche Aufgabe zu betrachten. Indem die Trassen des Bundes und der Länder in den Ausbau des Übertragungsnetzes einbezogen werden, kann sich die Akzeptanz für neue Stromversorgungssysteme verbessern. Tunnelbasierte Lösungen könnten hierbei die Basis für innovative Lösungen darstellen sowie die Basis zur Hebung von Kostensenkungspotenzialen. Die heute bestehenden wirtschaftlichen Nachteile von Kabellösungen lassen sich so reduzieren. Hieraus entstehen gleichzeitig Chancen für Innovationen mit der Basis für eine Technologieführerschaft im Übertragungsnetzbereich. Der Aufbau eines Overlay-Netzes stellt einen Impuls für einen großflächigen europaweiten Netzausbau dar; mehr Effizienz aber auch Beschäftigungseffekte werden die Folge sein.

14 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die Integration erneuerbarer Energien den Netzausbau voraussetzt. Hiermit verbunden ist gleichzeitig eine Reduktion des sonst erforderlichen Energiespeicherungsbedarfs.

Die Ausführungen verdeutlichen, dass sich mit der Integration erneuerbarer Energien die Versorgungsaufgaben verändern. Neben der Bewältigung der Einspeisung fluktuierender Energie fällt dem Transport von größeren Energiemengen über längere Distanzen eine große Bedeutung zu.

Eine wesentliche Voraussetzung für den Ausbau des Übertragungsnetzes ist die Akzeptanz durch die Bevölkerung. Die Kombination von elektrischen Versorgungssystemen mit anderen Infrastrukturen könnte hier einen positiven Beitrag leisten.

Die Umsetzung von Energieübertragungsprojekten ist als gesamtstaatliche ordnungspolitische Aufgabe (Governance) zu betrachten. Mit der Einbeziehung von Trassen des Bundes und der Länder zum Aufbau eines Overlay-Netzes könnte dies unterstrichen werden.

Neue Ansätze zur Realisierung von Übertragungssystemen bieten Chancen für Innovationen im Übertragungsnetzbereich. Sie sind darüber hinaus verbunden mit Möglichkeiten zur Hebung von Kostensenkungspotenzialen, so dass hieraus positive Effekte für die Versorgungskosten resultieren sollten. Darüber hinaus bieten Innovationen die Chance, um im Übertragungsnetzbereich die Technologieführerschaft zu erhalten und ausbauen.

Nicht zuletzt stellt der Aufbau des Overlay-Netzes den Impuls für einen großflächigen europaweiten Netzausbau dar. Hiermit sollten Effizienz- und Beschäftigungseffekte verbunden sein.

15 Handlungsbedarf

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Kombination von Infrastrukturen mit elektrischen Energieversorgungssystemen technisch, ökonomisch und ökologisch realisierbar ist. Die betrachteten vielfältigen Möglichkeiten, die sich aus der Kombination von Eisenbahntrassen, Bundesfernstraßen, Pipelinesystemen, Flüssen, Kanälen und Freileitungstrassen ergeben, können bei unterschiedlichen Umgebungs- und Landschaftsbedingungen entsprechend ihren speziellen Vorteilen ausgewählt werden. Dabei ist von einer Mischung der Kombinationen entlang einer Fernübertragungstrecke auszugehen.

Alle betrachteten elektrischen Technologien und deren Übertragungseigenschaften für elektrische Energie sind heute schon verfügbar und können umgehend eingesetzt werden. Die technologische Entwicklung wird in den einzelnen Übertragungstechnologien fortschreiten und zum einen zu höheren Übertragungsspannungen und –leistungen führen. Zum anderen ist auch von einer Reduzierung der Kosten durch die technologische Entwicklung auszugehen.

Die Grenzen dieser Untersuchungen sind vor allem durch die Allgemeinheit der Betrachtungen vorgegeben. Ziel der Untersuchung war möglichst eine lösungsoffene Beschreibung der Möglichkeiten ausgehend vom heutigen Standard.

In einem nächsten Schritt wären die Handlungsschritte wie folgt anzusetzen:

- Abstimmung mit Ministerien und Ländern zur Modifizierung der Genehmigungsverfahren für Projekte von bundesweitem Interesse.
- Analyse geeigneter Bahntrassen zusammen mit der Deutschen Bahn AG.
- Identifizierung einer oder mehrerer Übertragungstrecken in Deutschland, z.B. von der Nordsee zum Ruhrgebiet.
- Erstellen einer Machbarkeitsstudie für diese Übertragungstrecke einschließlich der Kostenermittlung.
- Entwicklung eines Overlay-Netzes für ganz Deutschland unter Berücksichtigung der Nachbarländer.
- Identifizierung und Bau einer Pilotstrecke als erstes Teilstück des Overlay-Netzes.
- Definition von Entwicklungsaktivitäten.

Anhang 1

1 Energieaufkommen

Als Haupttreiber für die Notwendigkeit zum Ausbau der Stromversorgungssysteme gilt das Aufkommen an erneuerbaren Energien. Den politischen Zielstellungen in diesem Bereich gerecht zu werden, erfordert die Nutzung aller Potenziale. Für Deutschland bedeutet dies, die Aufkommen an Wind, Sonne, Biomasse und dezentraler Erzeugung weitestgehend auszuschöpfen.

1.1 Windenergie

Eine Schlüsselstellung bei der Nutzung erneuerbarer Energien fällt der Windenergienutzung zu. Die im norddeutschen Binnenland realisierten Windfarmen verfügen bereits heute über eine installierte Leistung von über 27.000 MW. Ein weiterer Ausbau auf ca. 40.000 MW ist vorprogrammiert, wobei der Schwerpunkt beim Repowering liegen wird. Als Folge wird es zu einer zunehmenden Belastung der Verteilungs- und Transportsysteme kommen, mit der Folge von verstärkten Leistungseinschränkungen oder Abschaltungen von Windenergieanlagen.

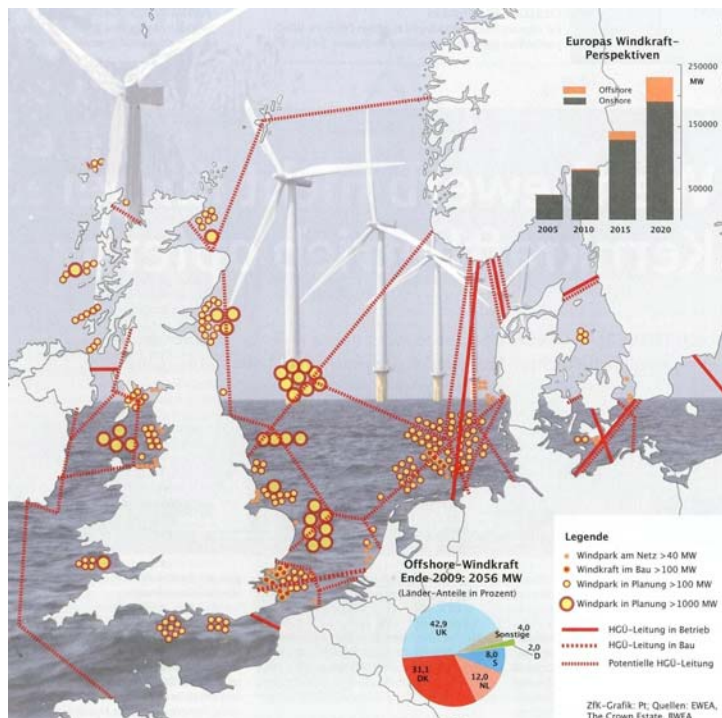


Abbildung 33: Offshore-Perspektiven in Nord-/Ostsee und Atlantikbereich [22]

Eine wesentliche Bedeutung fällt zukünftig der Windenergieerzeugung im Offshore-Bereich zu. Aktuelle Analysen sprechen dafür, dass bei einer Umsetzung aller geplanten Projekte im europäischen Bereich zukünftig von einer Erzeugungsleistung von über 170.000 MW auszugehen ist (Abbildung 33). Die europäischen Länder haben daher ihre politische Absicht zum Aufbau eines Offshore-Grids erklärt.

Für Deutschland ist die Offshore-Stromerzeugung entscheidend, damit das Land seinen europäischen Verpflichtungen in Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung nachkommen kann. Die derzeitigen Planungen gehen von einer Gesamtleistung in Nord- und Ostsee von zusammen rd. 27.300 MW aus (Abbildung 34). Der Nordsee fällt hierbei eine besondere Bedeutung zu. Dies hängt nicht allein mit der hier geplanten großen Erzeugungsleistung von fast 22.900 MW zusammen. Dies ist auch auf das deutlich höhere Windaufkommen zurückzuführen. Messungen auf Ölplattformen sprechen in der Nordsee für Volllaststundenzahlen von über 4.000 Stunden/a; demgegenüber ist in der Ostsee von „nur“ 3.000 Stunden auszugehen. Dies ist gegenüber dem Durchschnittswert im Onshore-Bereich immer noch ein hervorragender Wert, die Differenz zur Nordsee unterstreicht aber die große energiewirtschaftliche Bedeutung des westlichen Offshore-Bereiches.

Windpark-Projekt	Standort	Projektierer	Anzahl	Leistung [MW]
Nordsee (AWZ)*				
Amrumbank (Nordsee-Ost)	ca. 30 km nordwestlich v. Helgoland	Winkra-Energie GmbH	250	max. 1250
Amrumbank West	ca. 36 km südwestlich v. Amrum	Rennett Offshore, E.ON Energy Projects	80	max. 400
Borkum Riffgrund	vor Borkum (38 km) und Juist (34 km)	Plambeck Neue Energien AG	180	max. 746
Borkum Riffgrund-West	ca. 45 km nordwestlich v. Borkum	Energiekontor AG	458	ca. 1800
Borkum West	ca. 45 km nördlich v. Borkum	Prokon Nord Energiesysteme GmbH	208	max. 1040
Butendiek	ca. 30 km westlich v. Sylt	OSB GmbH & Co. KG	80	240
Hochsee WP "He dreht"	ca. 75 km nördlich v. Borkum	Eos Offshore AG	119	535,5
Hochsee WP "Nordsee"	ca. 75 km nördlich v. Borkum	Eos Offshore AG	508	2286
Dan-Tysk	ca. 45 km westlich v. Sylt	GE0 mbH	300	1500
Meerwind	15-50 km nordwestlich v. Sylt	Windland GmbH	234	819
North Sea Windpower	40 km nördlich v. Juist	Enova GmbH	251	1255
Sandbank 24	ca. 100 km westlich v. Sylt	Projekt GmbH	980	max. 4720
Weißer Bank	ca. 80 km nordwestlich v. Helgoland	Energiekontor AG	200	600
Globaltech I		Nordsee Windpower GmbH & Co KG	320	1440
Nördlicher Grund	ca. 90 km westlich v. Sylt	Geo mbH, ABB, GREP/Vestas	402	2195
Gode Wind		Plambeck Neue Energien AG	224	896
Uthland	ca. 49 km westlich v. Sylt	Geo mbH	80	400
H2-20	"Entenschnabel" der AWZ	Geo mbH	80	400
			Summe: 22.522,5	
Nordsee (12-SMZ) **				
Dollart (Ems-Emden)	Industrieafen Emden	Enova GmbH	1	9
Nordergründe	zwischen Wangerooge und Cuxhaven	Energiekontor AG	25	125
Riffgat	ca. 15 km nordwestlich v. Borkum	Enova GmbH	44	200
Wilhelmshaven	Jadebusen	Winkra-Energie GmbH	1	4,5
			Summe: 338,5	
Ostsee (AWZ) *				
Adlergrund	ca. 40 km nordöstlich v. Rügen	OWP Adlergrund GmbH	160	max. 720
Arkona-Becken Südost	ca. 32 km nordöstlich v. Rügen	BEC GmbH, E.ON Energy Projects GmbH	201	max. 1005
Beltsee	nordwestlich v. Rostock	Plambeck Neue Energien AG u.a.	59-83	max. 415
Kriegers Flak	ca. 30 km nordwestlich v. Rügen	Offshore Ostsee Wind AG	80	max. 320,5
Pommersche Bucht	ca. 42 km nordöstlich v. Rügen	Winkra-Energie AG	200	max. 1000
Ventotec Ost 2	ca. 35 km nordöstlich v. Rügen	Konsortium+	200	600
			Summe: 4060,5	
Ostsee (12-SMZ) **				
Baltic I	12-20 km nördlich v. Meck.-Vorpommern	Offshore Ostsee Wind AG	21	54
Sky 2000	15-20 km südöstlich v. Fehmarn	Geo mbH, E.ON Energy Projects GmbH	50	100
Breitling	Rostock	Wind-Projekt GmbH	1	2
Klützer Winkel	Meck. - Vorpommern	Konsortium+	1	2
Rostock		WKN AG u.a.	n.b.	207
			Summe: 365	
			rd. 27.300	

* AWZ = Ausschließliche Wirtschaftszone: Genehmigung Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)

** 12 SMZ = 12 Seemeilen-Zone: Genehmigung Landes- und Bezirksregierungen

Abbildung 34: Offshore Planungen in Nord-/ Ostsee und Atlantikbereich [23]

Die Planungen sehen einen Offshore-Vollausbau in Deutschland bis 2030 vor. Zusammen mit der Leistung im Onshore-Bereich ergibt sich ein Erzeugungspotenzial von rd. 67.000 MW. das zum größten Teil aus dem norddeutschen Bereich in verbrauchsstarke Regionen im Westen und Süden Deutschlands über größere Entfernungen zu übertragen ist. Eine sinnvolle Ausschöpfung dieses Potenzials ist

ohne die Vorhaltung entsprechender Transportkapazitäten nicht gewährleistet. Dies spricht für den Aufbau eines leistungsstarken Übertragungsnetzes.

Mit der Berücksichtigung des Vollausbaus in Deutschland und den hieraus resultierenden Lastflüssen unterscheidet sich diese Untersuchung von EWIS [24].

EWIS geht bei seinen Analysen von dem gleichzeitig auftretenden max.

Windaufkommen in allen Mitgliedsländern in Nordeuropa aus. Hieraus resultiert eine Mittelung der Belastung, von der die regional auftretende Spitzenbelastung deutlich abweichen kann.

1.2 Photovoltaik

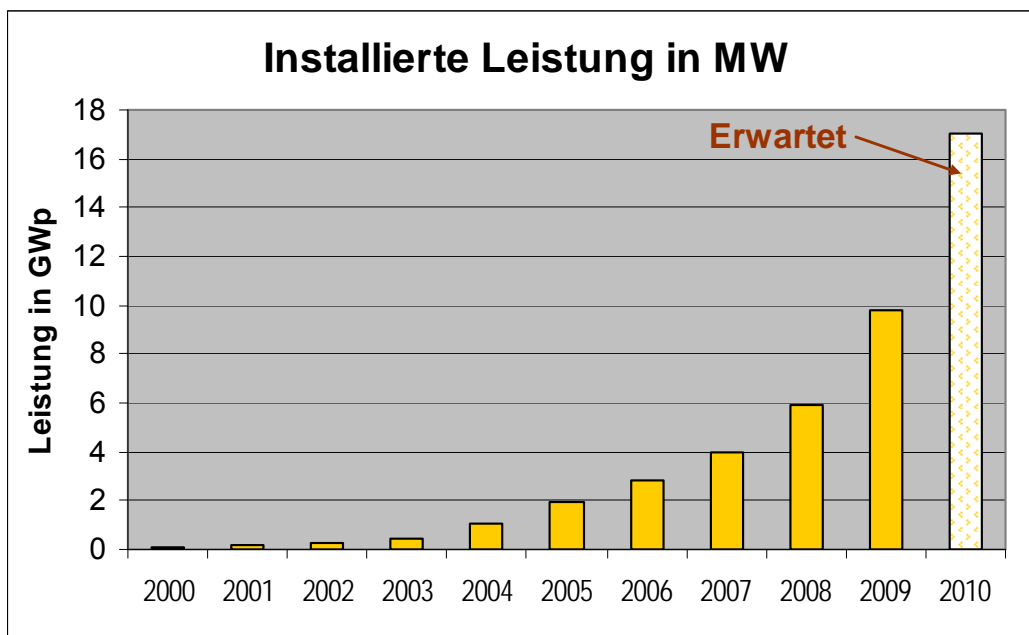


Abbildung 35: Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland [25]

Durch die Anreizregelungen im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) unterstützt, konnte sich die Stromerzeugung auf photovoltaischer Basis in den letzten Jahren in Deutschland übermäßig entwickeln. Wie Abbildung 35 zeigt, ist die installierte Leistung bis Ende 2009 auf rd. 10.000 MW gewachsen. Für 2010 wird ein weiterer Zuwachs um rd. 7.000 MW erwartet.

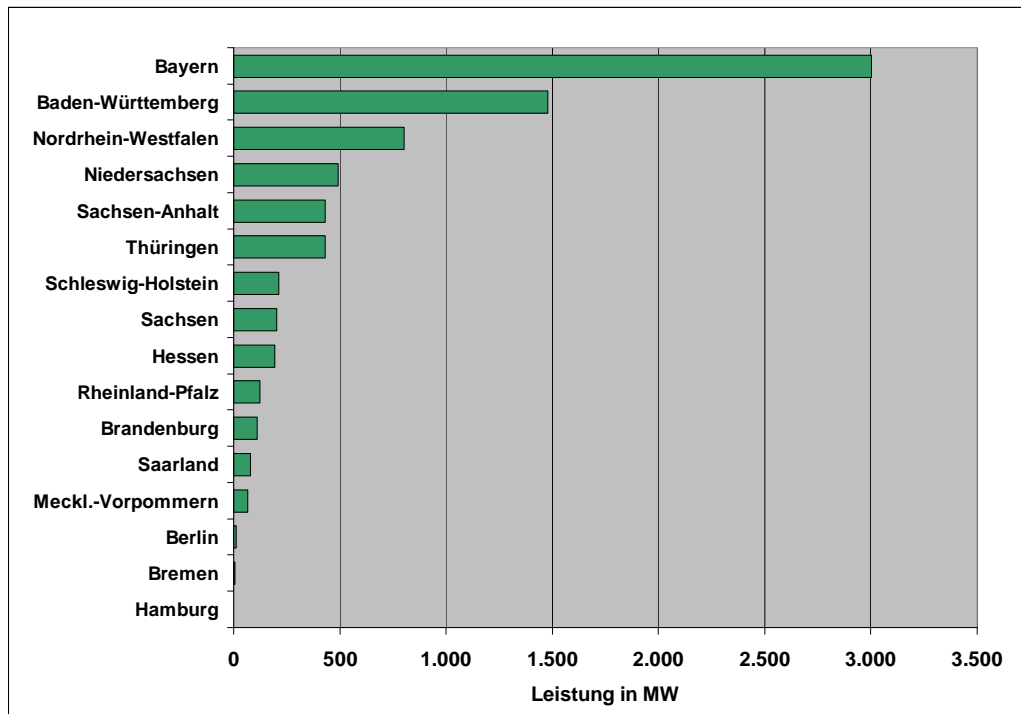


Abbildung 36: PV Systeme in Deutschland unterteilt nach Bundesländern [26]

Die Einstrahlungsverhältnisse in Deutschland sind sehr unterschiedlich. Im Norden des Landes ist bei der photovoltaischen Stromerzeugung von Volllaststundenzahlen von unter 800 h/a auszugehen, demgegenüber sind im Südwesten Deutschlands Werte von 1200 h/a nicht ungewöhnlich. Diese natürlichen Differenzen spiegeln sich wieder in der Verteilung der installierten Systeme. Führend sind hierbei die Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg, gefolgt von Nordrhein-Westfalen (Abbildung 36). Dem Windaufkommen in Norddeutschland steht somit ein solares Aufkommen in Süddeutschland gegenüber. Ein regionaler Ausgleich wäre wünschenswert, was für den Aufbau eines leistungsstarken Übertragungsnetzes spricht.

Trotz der Beschränkung der staatlichen Förderung ab 2010 [27]. ist davon auszugehen, dass der Anteil der photovoltaischen Stromerzeugung weiter zunehmen wird. Maßgebend hierfür sind die erwarteten Preisentwicklungen (Abbildung 37) und das verfügbare Flächenpotenzial (Abbildung 38). Untersuchungen von A.T. Kearney sprechen für Systempreise von 1.500 Euro/kW im Jahre 2020 (Abbildung 37). Da Flächenabschätzungen (Abbildung 38) allein bei Nutzung der Dachflächen und einer mittleren Ausnutzungsdauer von 1.000 h/a für ein Erzeugungspotenzial von mehr als 100.000 MW sprechen, sollte sich hieraus ein weiteres Wachstum ableiten lassen.

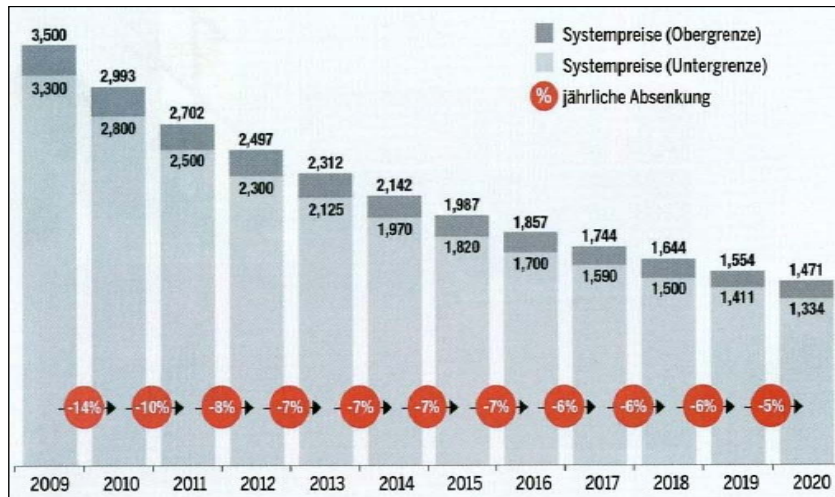


Abbildung 37: Preisentwicklung von PV-Systemen (Nettopreise) [28]

Für die vorliegende Studie wird unterstellt, dass sich die installierte Leistung in den nächsten 20 Jahren verfünffachen wird, bei Beibehaltung der regionalen Verteilung. Für 2030 bedeutet dies, dass bundesweit von einer installierten Leistung von rd. 50.000 MW auszugehen ist; der Erzeugungsanteil in den südlichen Bundesländern ist hierbei mit etwa 30.000 MW zu veranschlagen.

	System-wirk.Grad	Dächer		Fassaden		Siedlungs-/Verkehrsflächen		Frei-flächen		Summe	
		Fläche	Strom-ertrag	Fläche	Strom-ertrag	Fläche	Strom-ertrag	Fläche	Strom-ertrag	Fläche	Strom-ertrag
	%	km ²	TWh/a	km ²	TWh/a	km ²	TWh/a	km ²	TWh/a	km ²	TWh/a
Kaltschmidt (1993)	8-9%	800	98,1	-	-	-	-	3.518	411,3	4.318	509,4
Kaltschmitt (2002)	5,4/5,7 1)	838	45	200	7	-	-	4.140	263	5.178	315
	11,7/12,4 2)	838	99	200	14	-	-	4.140	577	5.178	690
Nitsch (1999)	11,7	200 3)	k.A.	150	k.A.	350 4)	k.A.	300 5)	k.A.	1.000	135
Quaschnig (2000)	13,5	864 6)	112,5	200	20,7	39	5,7	250	36,5	1.353	175,5
Lehmann (2002)	16,0	986	164,2	531	44,4	-	-	-	-	1.516	208,6

- 1) amorphe Module mit 6,3 % Wirkungsgrad; Performance Ratio: 0,85 (Dach-, Fassadenflächen) bzw. 0,9 (Freiflächen)
- 2) monokristalline Module mit 13,8 % Wirkungsgrad; Performance Ratio: 0,85 (Dach-, Fassadenflächen) bzw. 0,9 (Freiflächen)
- 3) 25 % von 800 km²; 600 km² für Solarthermie
- 4) 50 % von 700 km²; 350 km² für Solarthermie
- 5) 45 % von 650 km²; 350 km² für Solarthermie
- 6) 66 % von 1.304 km²; 440 km² für Solarthermie

Abbildung 38: PV Potenziale in Deutschland [29]

1.3 Dezentrales Aufkommen

Marktanalysen sprechen dafür, dass sich die bestehende zentrale Versorgungsstruktur verändern wird. Ein Trend zur Dezentralisierung der Energieversorgung ist unverkennbar. Die ETG hat auf diese Entwicklung mit ihren Studien „Elektrische Energieversorgung 2020“ aus dem Jahre 2005 und „Dezentrale Energieversorgung 2020“ aus dem Jahre 2007 bereits hingewiesen. Hiernach ist in 2020 von einem Erzeugungsanteil von 20 % auszugehen, resultierend aus allen Facetten der dezentralen Erzeugung. Hierzu gehören Strom- und Wärmeerzeugung

in Kraft-Wärme-Kopplung, dezentrale Stromerzeugung auf Basis von Biomasse, Geothermie und Wasser sowie die anteilige Erzeugung auf Basis der Photovoltaik.

Bezogen auf den derzeitigen Stromabsatz von 600 TWh entspricht ein Marktanteil von 20 % einer Stromerzeugung von etwa 120 TWh/a. Bei einer unterstellten mittleren Ausnutzungsdauer von 4.000 h/a leitet sich hieraus eine installierte Leistung von 30.000 MW ab. Dieser nicht unwesentliche Erzeugungsbeitrag wird auf die zukünftige Netzkonzeption allerdings nur längerfristig Auswirkungen haben. Hierfür sprechen folgende Aspekte:

- Der Marktanteil von Biomassensystemen lag Anfang 2010 bereits bei 5,2 % [30]. Dennoch ist davon auszugehen, dass deren Erzeugung genauso wie die anderer Erzeugungssysteme (Geothermie, kleinere Wasserkraftwerke etc.) noch längerfristig ins Verteilungsnetz eingespeist und auch dort verbraucht werden. Bei dem erwarteten Aufkommen von etwa 50 TWh bis 2020 [31] bei einer Leistung von etwa 10.000 MW - hierin ist die Erzeugung der bestehenden großen Wasserkraftwerke enthalten - ist eine Auswirkung auf die Struktur eines Ferntransport-Netzes nur gering.
- Für Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme gilt, dass ihr Einsatz heute vorrangig wärmegeführt erfolgt, verbunden mit einer entsprechend großen Netzeinspeisung von elektrischer Energie. Mittel- bis langfristig ist bei sinkendem Wärmebedarf jedoch von einem stromorientierten Betrieb der Anlagen auszugehen. D.h. die Stromnachfrage ist entscheidend für den Einsatz der Systeme. Die Netzeinspeisung wird sich dann auf kleinere unbedeutende Erzeugungsanteile beschränken; das Gros der Erzeugung wird dezentral verbraucht. Ein Einfluss auf die zukünftige Übertragungsnetzkonzeption sollte damit vernachlässigbar bleiben.

2 Transite

Die Bestrebungen der Europäischen Kommission zur Liberalisierung der Energiemärkte werden zu einer Zunahme des internationalen Stromtransports führen. Deutschland im Zentrum Europas und Transitland wird hierbei eine Schlüsselrolle spielen mit Konsequenzen für die zu bewältigende Transportaufgabe.

Im Rahmen der EWIS-Studie wurden zur Bewertung dieser Entwicklung Lastflussanalysen durchgeführt (Abbildung 39). Die Ergebnisse zeigten, dass bereits heute zu Starkwindzeiten die Stromnetze der Nachbarländer Deutschlands, insbesondere Polen, Holland und Tschechien an ihre Belastungsgrenzen stoßen. Negative Auswirkungen lassen sich teilweise nur durch Eingriffe in die Netzkonstellation oder Aufbau zusätzlicher Längs- und Querregler beherrschen.

Das langfristig erwartete verstärkte Aufkommen von Transiten wird diesen Trend noch verstärken. Bereits heute beläuft sich die grenzüberschreitende Leistung Deutschlands auf bis zu ca. 9.000 MW. Zukünftig ist darüber hinaus von Transiten in verschiedenen Richtungen auszugehen. Neben der heutigen Vorzugsrichtung Nord-Südwest sind Transite in Ost-West-Richtung o.a. denkbar. Damit das Übertragungsnetz auch langfristig den Herausforderungen gerecht wird, ist die Struktur so zu gestalten, dass zu einem späteren Zeitpunkt eine Leistungserhöhung möglich ist. Der Ansatz eines neuen überlagerten Netzes muss daher immer den europäischen Aspekt mit einbeziehen.

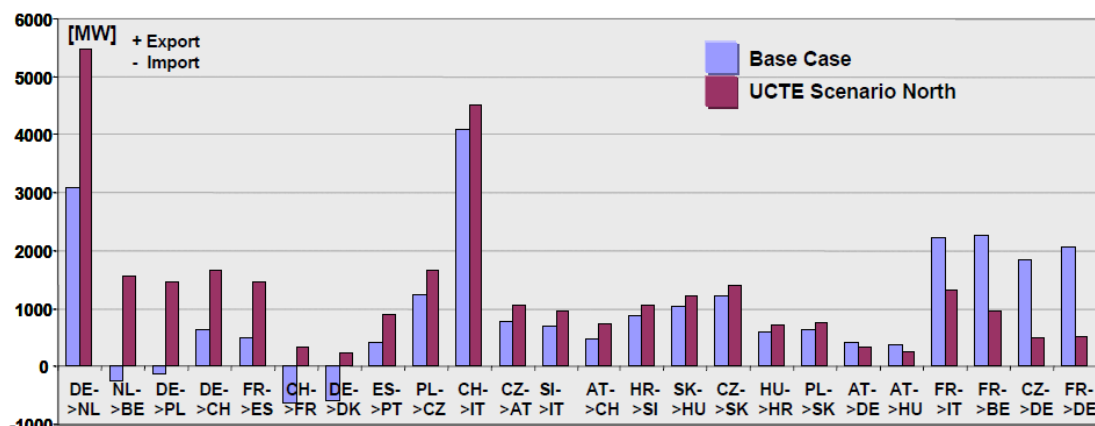


Abbildung 39: Lastflüsse: Vergleich Base Case und UCTE Wind Szenario North

3 Sonstige

Mit dem Ausbau der Übertragungswege bieten sich Optionen, die heute noch nicht absehbar sind. Inwieweit Kopplungen zu anderen großen Netzstrukturen in Asien, Russland usw. sinnvoll sind, müsste durch entsprechende Marktabschätzungen geprüft werden. Hierzu gibt es derzeit keine Anhaltspunkte. Kopplungen mit Erzeugungsanlagen bis hin nach Sibirien sind als Theorien bereits in den achtziger und neunziger Jahren des letzten Jahrhunderts veröffentlicht worden, aber bisher über den theoretischen Ansatz nicht hinausgekommen [32]. Die Physik der leitungsgebundenen Stromübertragung setzt hier Grenzen, so dass diese Ansätze nicht weiter verfolgt werden, zumal dies auf die innerdeutsche Struktur und die Nutzung anderer Infrastrukturen keinen Einfluss hat.

3.1 Stromspeicher

Wie bisherige Erfahrungen zeigen, ist bei der Windenergieerzeugung nicht nur von längeren Flauteperioden mit fehlendem Windaufkommen auszugehen, es sind auch Starkwindperioden mit Stromüberschüssen zu erwarten. In der Vergangenheit wurden diese Stromaufkommen entweder in den Nachbarländern Deutschlands abgesetzt, oder die Windenergieanlagen wurden in ihrer Leistung gedrosselt.

Mit dem geplanten Ausbau des Offshore-Bereiches werden diese Zwangszustände zunehmen. Die Beherrschung fluktuierender Einspeisungen erfordert deshalb neben dem Aufbau geeigneter Transportkapazitäten den Einsatz von Speichersystemen. Sie sind entsprechend ihrer Lage in die Konzeption eines zukünftigen Übertragungsnetzes einzubinden.

Abbildung 40 beschreibt die derzeit verfügbaren Speichersysteme. Die für die großtechnische Energiespeicherung in Frage kommenden Systeme sind durch einen Kreis markiert: Es sind Pumpspeicherkraftwerke, Luftspeicherkraftwerke und Anlagen, bei denen für die Speicherung Wasserstoff (H₂) zum Einsatz kommt.

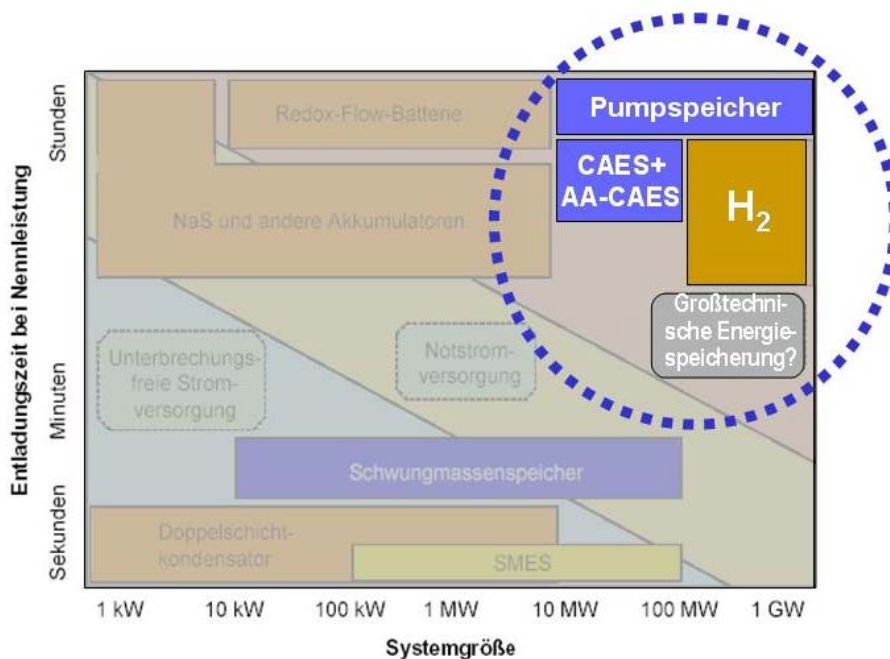


Abbildung 40: Energiespeichersysteme

3.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Diese Anlagen stellen heute die kostengünstigste Speichermöglichkeit dar und sind wegen der hohen Systemwirkungsgrade die bevorzugte Lösung. Das derzeit im deutschen Raum vorhandene Potenzial ist mit 7 GW zu veranschlagen, bei einer speicherbaren Energiemenge von 40 GWh. Wie Lastverlauf und Windstromerzeugung in Abbildung 41 zeigen, ist dieses Potenzial bei weitem nicht ausreichend. Allein eine einwöchige Energiespeicherung entspricht bei einer Leistung von 6 GW einer Energiemenge von rd. 1.000 GWh, also bereits dem 25-fachen der heute verfügbaren Speicherkapazität. Dies ist in Zukunft bei weitem nicht ausreichend. Eine Abschätzung des zukünftigen Speicherungsbedarfs in Deutschland wird derzeit von einer weiteren Task Force der ETG erarbeitet.

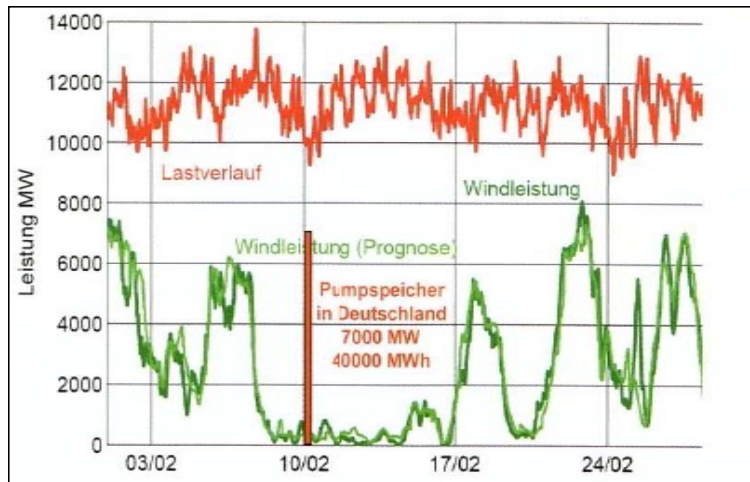


Abbildung 41: Regelzone 50Herz-Transmission - Lastverlauf und Windenergieleistung

Pläne für neue Projekte, bzw. Maßnahmen zur Vergrößerung des Speichervolumens bestehender Anlagen, sind vorhanden [33]. Insgesamt ist von einer zusätzlichen Leistung von ca. 1.200 MW in Deutschland auszugehen. Auch die südlichen Nachbarländer Österreich und Schweiz planen zusätzlich zu den bestehenden Kapazitäten von rd. 5.780 MW neue Speichieranlagen mit einer Gesamtleistung von 4.950 MW [34]. Bei entsprechenden wirtschaftlichen Voraussetzungen sind weitere Projekte denkbar. Diese Aktivitäten lösen zwar nicht die generelle Angebots-/Nachfrageproblematik, sie entschärfen sie aber und werden das Stromtransportaufkommen beeinflussen. In der Regel werden dabei nur die Leistungswerte bestehender Anlagen erhöht. Die Erhöhung der Speicherkapazität würde eine Vergrößerung der Speicherbecken oder einen Neubau bedeuten. Derartige Projekte werden aus Naturschutzgründen in Zukunft immer schwieriger umzusetzen sein.

Erhebliche Speicherkapazitäten bestehen dagegen in Skandinavien. Allein Norwegen besitzt Speicherkraftwerke mit einer Speicherkapazität von bis zu 84 TWh, die sich durch Bau von Steigleitungen und Einbau zusätzlicher Pumpen zu Pumpspeicherkraftwerken erweitern lassen. Vergleichbares gilt für Schweden, wo ebenfalls eine Kapazität an Speicherwasserkraftwerken in Höhe von fast 34 TWh besteht. Diese Speicher werden heute i.d.R. durch natürliche Zuflüsse gefüllt und weisen daher meistens keine Pumpmöglichkeiten auf. Zur Erfüllung weiterer Aufgaben müssten zusätzliche Pump-/Turbinen-Sätze (incl. Druckrohrleitungen) mit den zugehörigen Motoren/Generatoren installiert werden.

Wie Abbildung 42 zeigt, sind die skandinavischen Kraftwerke zum großen Teil kaskadenförmig aufgebaut, so dass sich eine Ertüchtigung zu Pumpspeicherkraftwerken anbietet. Die meisten der circa 370 norwegischen Wasserspeicherkraftwerke bestehen aus einem System mehrerer Seen. Häufig sind in einem solchen System bereits heute verschiedene Ober-, Mittel- und Unterseen durch unterirdische Zuflusstunnels und Druckschächte miteinander verknüpft. Zu beachten ist jedoch, dass die Übertragungskapazität zwischen Skandinavien und

Zentraleuropa derzeit sehr begrenzt ist. Zur Nutzung dieser Potenziale wären zusätzliche Unterwasserkabel mit entsprechender Übertragungskapazität zu installieren.

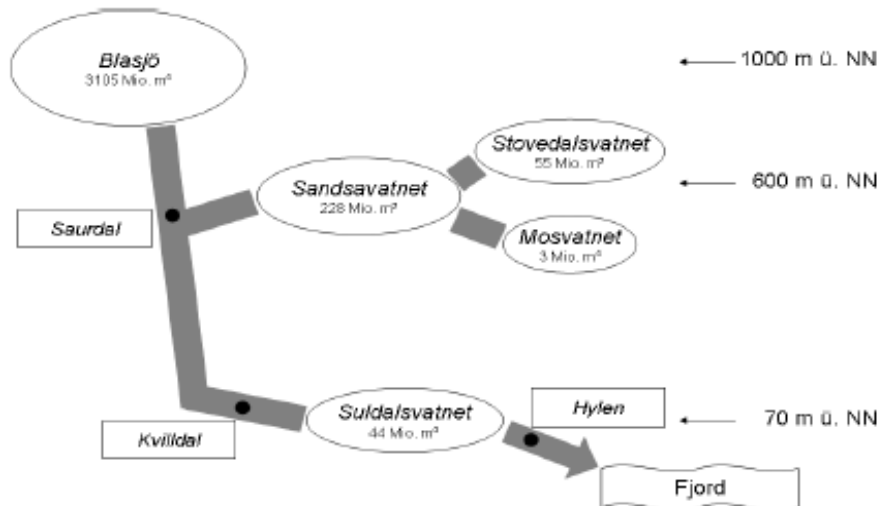


Abbildung 42: Ausschnitt aus einem typischen norwegischen Speicherkraftwerkskomplex [35]

3.1.2 Sonstige Speichersysteme

Zusätzlich zu Pumpspeicherkraftwerken sind weitere Speichertechnologien in der Diskussion. Abbildung 40 zeigt, dass Druckluftspeicherkraftwerke (CAES = Compressed Air Energy Storage) und H₂-Speichersysteme zukünftig von Interesse sein werden. Insbesondere Luftspeicherkraftwerke mit adiabatischen Prozessen (A-CAES = Adiabatic Compressed Air Energy Storage) könnten mit Wirkungsgraden bis zu 70 % zukünftig eine Option für die Kurzfristspeicherung (wenige Stunden) darstellen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die noch bestehenden technischen Schwierigkeiten bei der Wärmespeicherung gelöst werden und genügend Kavernen zur Luftspeicherung zur Verfügung stehen. Aufgrund der geringen Energiedichte und der relativ hohen Stand-by-Verluste kommen diese Systeme für die dringend benötigte Langfristspeicherung jedoch nicht in Frage.

H₂-Speichersysteme bieten in Verbindung mit H₂-Kavernen das größte Speicherpotenzial im Bereich der Langfristspeicherung. Allerdings wird dies erkaufte mit dem Nachteil eines erheblichen energetischen Verlustes. Die Bilanz für den kompletten Zyklus (Strom-Wasserstoff-Strom) liegt bei nur 40 %. Allerdings ist dieser Verlust an dem zu messen, der eintreten würde, wenn die Windenergieanlagen wegen fehlender Nachfrage abgeregelt werden müssten.

Weitere Langzeitspeichersysteme sind in der Entwicklung oder bereits Erprobung. Hierzu zählen u.a. auch Speichersystem mit flüssiger Luft, wie sie Air Liquid als Lösung sieht. Hierzu zählt aber auch die Methanisierung, die die Einspeisung von Synthesegas in das Erdgasnetz ermöglicht.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass der Einsatz von Speichersystemen, insbesondere, wenn in größerem Maße skandinavische Kraftwerken zur Anwendung kommen, zu erhöhten Lastflüssen führen wird. Sie sind bei der Konzeption eines zukünftigen Übertragungsnetzes zu berücksichtigen.

Anhang 2

1 Stand der Technik

Generell ist derzeit von folgendem Entwicklungsstand auszugehen:

- AC-Freileitungen sind weltweit mit Spannungen bis zu 1000 kV im Einsatz.
- AC-Kabel sind mit Spannungen bis zu 500 kV verfügbar. Im deutschen 400-kV-Verbundnetz wird der Einsatz als Hybridverbindung zunächst an vier Pilotstrecken erprobt.
- Ein erstes gasisoliertes 800-kV-Rohrleitungs-AC-System (GIL) erlaubt die Übertragung hoher Leistungen von bis zu 6 GW und ist mit Freileitungen kombinierbar.
- Kennzeichnend für DC-Systeme ist der Umstand, dass sie für ihren Betrieb keine Blindleistung benötigen. Sie sind daher für die Übertragung elektrischer Leistungen über große Entfernungen prädestiniert.
- DC-Freileitungen sind weltweit mit Spannungen bis zu +/-800 kV im Einsatz.
- DC-Kabel sind - hauptsächlich als Seekabel mit Papier-Masse-Isolierung - bis zu einer Spannung von +/-500 kV in Betrieb. DC-Kabel-Systeme mit Kunststoffisolierung sind heute mit Übertragungsspannungen von +/-320 kV verfügbar; die Verfügbarkeit für höhere Spannungsebenen (+/-500 kV) wird bis 2020 als möglich erachtet [36].
- Für die elektrische Verbindung des vorhandenen Drehstromnetzes mit DC-Leitungen werden Konverterstationen benötigt. Vermaschte DC-Systeme gibt es derzeit nicht. In Verbindung mit der Voltage-Source-Converter-(VSC)-Technik ist jedoch auch bei DC eine Vermaschung möglich. (s. hierzu 2.3).

2 AC-Technologie

2.1 Freileitung

AC-Freileitungsübertragungssysteme sind heute bis zu Spannungen von 800 kV vielfältig im Einsatz. Entsprechend groß sind die Erfahrungen. Seit 2009 ist in China sogar eine 1000-kV-Freileitung mit 600 km Länge in Betrieb.

Generell gilt die Freileitungstechnik als ausgereift. Entwicklungsbedarf besteht bei der Auslegung für den Netzbetrieb mit Freileitungsmonitoring (FLM) und dem Einsatz von Hochtemperaturseilen (TAL). Beide Einrichtungen ermöglichen eine höhere Auslastung einzelner Leitungsabschnitte unter Ausnutzung variabler

Umgebungsbedingungen. Der Einsatz von FLM und TAL bedingt eine Umstellung der Netzbetriebsführung, da hier die n-1-Sicherheit eine zeitliche Komponente erhält und mit den heute kommerziell verfügbaren Verfahren nicht mehr zuverlässig bestimmt werden kann.

Die Übertragungsleistung von 400-kV-Freileitungen liegt derzeit ohne Berücksichtigung von FLM und TAL bei 1800 MVA je System. Insgesamt lassen sich je Mast bis zu vier 400-kV-Systeme unterbringen.

2.1.1 Gasisolierte Leitung (GIL)

GIL sind als eine Option für den leistungsfähigen AC-Stromtransport zu betrachten. Sie sind wirtschaftlich dann interessant, wenn die Übertragungsleistung eine Systemverdopplung für konventionelle AC Kabel erfordert. GIL bestehen aus AL-Rohrsegmenten, die in Fabriken vorgefertigt und auf der Baustelle zu beliebig langen Systemen zusammengeschweißt werden. Als Isolationsgase kommen SF₆ und Mischgase aus Stickstoff (N₂) und SF₆ in Betracht. Die Mischungsverhältnisse werden projektspezifisch festgelegt und betragen z. B. 80 % Stickstoff und 20 % SF₆ bei 400 kV.

Erfahrungen mit GIL sind weltweit vorhanden (Abbildung 43). Derzeit existieren Leitungen mit einer Gesamtlänge von rd. 250 km Rohrlänge. GIL-Systeme sind bis 800 kV Wechselspannung als Stand der Technik zu betrachten. Eine Anlage mit einer entsprechend hohen Spannung und einer Länge von 1 km ist seit 2008 in China in Betrieb.

Mit einer typischen Strombelastbarkeit von 4.000 A und in Grenzfällen bis 8.000 A können sehr hohe Übertragungsleistungen realisiert werden. Dabei sind Kurzschlussströme von 63 kA möglich. Durch die hohe Übertragungsleistung und die Überlastfähigkeit der GIL lassen sich im Netz hohe Reserven aktivieren. Der Aufwand für Kompensationseinrichtungen bei GIL ist im Vergleich zu Kabeln wegen des niedrigeren kapazitiven Belages ($C=55\mu\text{F}/\text{km}$) gering. Sie werden ab Übertragungslängen von typischerweise 60 - 80 km erforderlich.

Generell können GIL erdverlegt, tunnelverlegt oder oberirdisch aufgestellt werden. Aus wirtschaftlichen Gründen wurden jedoch Freileitungslösungen bevorzugt. GIL-Anwendungen beschränkten sich auf Sonderprojekte wie Staudämme, Kavernen oder Flughäfen. Mit der forcierten Nutzung von erneuerbaren Energien sowie der eingeschränkten Möglichkeit zum Bau von Freileitungen könnten sich im Hochleistungsbereich neue Anwendungsmöglichkeiten für GIL ergeben.

Die GIL-Technologie ist grundsätzlich auch für DC-Übertragungssysteme entwicklungsfähig.

	Name	Typ	Gleichspannung	Nennleistung	Länge	Isolation-Medium	Inbetriebsetzung
1	PALEXPO, Swiss	Tunnel	300 kV	800 MVA	2560 m	N ₂ -SF ₆ Gas-mixture	2001
2	Baxter Wilson, USA	Oberirdisch (bodennah)	550 kV	4.200 MVA	1250 m	SF ₆ Gas	2001
3	PP9, Saudi Arabia	Oberirdisch (hoch)	420 kV	1.000 MVA	17000 m	SF ₆ Gas	2002
4	Hams Hall, UK	Oberirdisch & Tunnel	420 kV	3.000 MVA	750	N ₂ -SF ₆ Gas-mixture	2003
5	Theri Hydro, India	Tunnel	420 kV	1.500 MVA	4550 m	SF ₆ Gas	2006
6	Dubai, Emirates	Oberirdisch	420 kV	1.800 MVA	4050 m	SF ₆ Gas	2007
7	Huang-he Laxi-wa, China	Tunnel	800 kV	5500 MVA	2750 m	SF ₆ Gas	2008
8	Kelsterbach, Deutschland	Direkt in Erde	400 kV	2 x 1.890 MVA	5400 m	N ₂ -SF ₆ Gas-mixture	2010
9	ERTAN Hydro Power, China	Senkrechter Tunnel	550 kV	3.800 MVA	3300 m	N ₂ -SF ₆ Gas-mixture	2011
8	Three Gorges, China	Senkrechter Tunnel	550 kV	4.250 MVA	12700 m	N ₂ -SF ₆ Gas-mixture	2012

Abbildung 43: Realisierte AC-Projekte mit GIL

2.1.2 Kabel

AC-Kabelsysteme kommen heute bis zu einer Spannung von 400 kV zum Einsatz. Betriebserfahrungen für Kunststoffkabel auf dieser Spannungsebene liegen von über 11 Jahren vor. Die Anwendungen sind in Europa bisher meist auf städtische Gebiete (Abbildung 44) beschränkt, außerhalb von Europa ist die 400-kV-VPE – Technologie bereits vermehrt im Einsatz. Als beispielhaft kann die Diagonalverbindung in Berlin gelten, bei der das Stadtgebiet mit einer ca. 7 km langen Verbindung unterquert wird. Hier wurden sowohl Kunststoff- wie auch Ölpapierkabel verwendet. Für zukünftige Projekte geht man von der Verwendung von Kunststoffkabeln aus. Die bisher vorliegenden Erfahrungen sprechen für eine ausgereifte Technologie. In der Vergangenheit lagen die Schwachstelle dieser Technologie in der Verbindungstechnik (Muffen und Endverschlüssen). Die Weiterentwicklungen der Verbindungstechniken lassen eine verbesserte Funktionstüchtigkeit erwarten.

Die Kabel werden mit Querschnitten bis 2.500 mm² angeboten. Abhängig von den Voraussetzungen resultiert hieraus eine max. Übertragungskapazität von 1.250 MVA pro System.

AC-Kabelsysteme für höhere Spannungsebenen (500 kV) sind bereits im Ausland im Einsatz. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig entsprechende Systeme bei Bedarf auch hier zum Einsatz kommen werden.

Ort	Projekt	Kabel Schaltkreise x Länge (km)	Kabel pro Phase	Zeit
Kopenhagen	Ersatz von Freileitungen im städtischen Gebiet	1x22 1x12	1	1996 1999
Berlin	Verbindung der Ost/West Systeme	2x6 2x6	1	1998 2000
York-Tal	Landschaftlich besonderes Gebiet	4x6	2	2000/1
Madrid	Barajas Flughafen Erweiterung	2x13	1	2002/3
Jutland	Landschaftlich besonderes Gebiet, Wasserwege und Vorstadtgebiete	2x14	1	2002/3
London	London Ring	1x20	1	2002/5
Rotterdam	Randstad Wasserkreuzung	2x2.1	1	2004/5
Wien	Elektrizität für die Innenstadt	2x5.5	1	2004/5
Mailand	Vorstadtabschnitt der Turbigo-Rho Strecke	2x8.5	2	2005/6

Abbildung 44: Referenzprojekte für 400-kV-Kunststoffkabel

Ein AC-VPE-Landkabel für 400 kV, welches ca. 1250 MVA übertragen kann (Kupfer, Querschnitt 2500 mm²) weist einen Außendurchmesser von 140 mm und ein Gewicht von 40 kg/m auf. Die max. Lieferlänge bei AC-VPE -Kabel liegt zwischen 0,7km -1 km (herstellerabhängig). Das Transportgewicht der Trommel ist bei der Belastbarkeit der Zufahrtswege zu berücksichtigen. [37] Bei einer Kabelspule mit Außenabmessungen von ca. 3 m x 4,2 m und einem Innendurchmesser von 3,2 m ergibt sich bei einem Kabeldurchmesser von 140 mm bei 2.500 mm² eine Kabellänge von rund 1 km. Bei einem spezifischen Gewicht von rund 40 kg/m hat dieses Kabel pro Spule ohne Spuleneigengewicht ein Transportgewicht von 40 t, was wiederum Herausforderungen für den Transport und die Zufahrt mit sich bringt.

AC-Kabelsysteme erfordern aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Blindleistung (ca. 10 Mvar/km für 400 kV) alle 20-25 km Kompensationseinrichtungen. Bei langen galvanisch zusammenhängenden Stromkreislängen (z. B. 400 km) steigen somit die technischen und wirtschaftlichen Aufwendungen unangemessen an. AC-Kabelnetze sind aus diesem Grund nach heutigem Kenntnisstand für das angedachte Overlaynetz nicht sinnvoll, können aber bei kürzeren Längen durchaus eine Alternative sein.

2.1.3 Supraleiter

Supraleiter gelten als Entwicklungstechnologie. Auch wenn kommerzielle Anwendungen mit supraleitenden Systemen bereits verfügbar sind (z.B. supraleitende Kurzschlussstrom-begrenzer), sind Anwendungen im Transportnetzbereich noch als Pilot- und Demonstrationsanlagen zu betrachten. Als die leistungsfähigste Strecke ist derzeit das LIPA-Kabel (138 kV, ca. 600 MVA) zu betrachten. Bei entsprechendem Bedarf gelten jedoch auch sehr hohe Übertragungsleistungen und -längen als realisierbar (Abbildung 45).

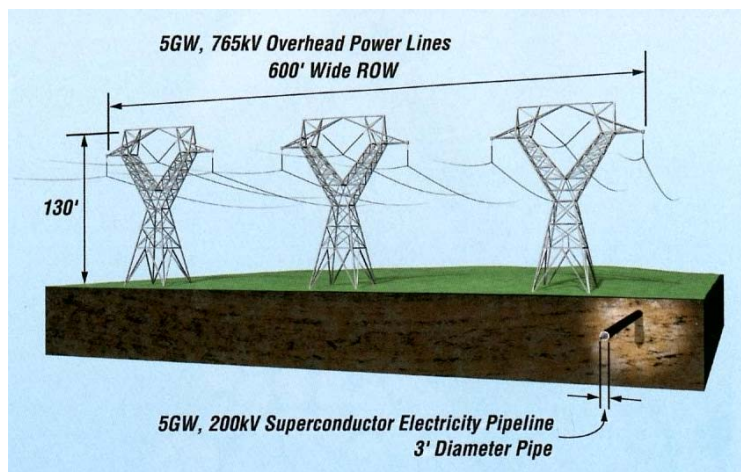


Abbildung 45: Supraleiter für das Transportnetz [38]

Die Supraleitungstechnik unterscheidet sich von anderen Übertragungstechnologien dadurch, dass selbst für die Übertragung von sehr hohen Leistungen keine sehr hohen Spannungen benötigt werden (z.B. nur 200 kV für 5 GW, s. Abbildung 45). Dieser Vorteil muss allerdings mit der Kühlung des Leiters auf die Temperatur von flüssigem Stickstoff erkauft werden. Trotz guter thermischer Isolierung lässt sich ein Wärmeeintrag in das Kabel nicht ganz vermeiden, so dass in gewissen Abständen Kühlstationen zu installieren sind. Die hierbei anfallende Verlustwärme lässt sich bei entsprechendem Bedarf thermisch nutzen. Durch das koaxiale Kabeldesign sind supraleitende AC-Kabel nach außen praktisch frei von elektromagnetischen Feldern.

DC-Anwendungen sind durch das einfache Kabeldesign von besonderem Vorteil. Außerdem entfallen dabei die bei AC-Systemen auftretenden Verluste, so dass sich größere Abstände zwischen den Kühlstationen realisieren lassen.

Das Zukunftspotenzial ist vielversprechend, aber auch entsprechend komplex. Auf längere Sicht könnte mit dieser Technologie eine platzsparende und sehr effiziente Transporttechnologie zur Verfügung stehen. Durch die relativ geringen Spannungen ergeben sich zusätzlich Vorteile bei der Integration in bestehende Netze. Weitere Vorteile sollten im Bereich des Stationsbaus liegen.

Als Herausforderung sind die hohen Ströme zu betrachten. Sie lassen sich aber im Bedarfsfall durch integrierte supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer beherrschen. Im Betrieb ist zudem von einem höheren Service-Aufwand für die Kältemaschinen und andere Sekundäreinrichtungen auszugehen.

Verlässliche Aussagen zu einer kommerziellen Verfügbarkeit von Supraleitung in Transportnetzen gibt es derzeit nicht.

2.1.4 Wechselspannungssysteme mit reduzierter Frequenz

Als weitere Option wird derzeit der Einsatz von Wechselspannungssystemen mit reduzierter Frequenz diskutiert. Ein erster Ansatzpunkt wäre eine Frequenz von 16,7 Hz. Systeme mit dieser Nennfrequenz befinden sich bei der Bahnstromversorgung im Einsatz. Die Technologie ist grundsätzlich bis zu einer Nennspannung von 110 kV in einem Einphasenwechselstromsystem bekannt. Die Skalierung von Anlagen auf höhere Nennspannungen, die für den Abtransport größerer Energiemengen erforderlich wären, bedingt Produktentwicklungsaufwand.

Vorteilhaft wäre bei einer entsprechenden technischen Ausgestaltung der Umstand, dass die kapazitiven Verluste insbesondere bei Kabelsystemen deutlich abnehmen, so dass sich der Bedarf an Kompensationseinrichtungen entsprechend vermindert. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die niedrige Frequenz zu Betriebsmitteln führt, die in ihren Abmessungen deutlich größer sind als jene heute aus der 50-Hz-Technologie bekannten Geräte.

Nachteilig ist, dass die Verbindung von 50-Hz-Netzen mit 16,7-Hz-Netzen den Einsatz von Frequenzumrichtern erfordert. Der Aufwand an Leistungselektronik pro Verknüpfungspunkt ist mindestens so hoch wie bei Gleichstromnetzen. Es kann sogar mit einem höheren Aufwand gerechnet werden, da hier nicht nur eine Gleichrichtung erfolgen muss, sondern eine Frequenzumformung erforderlich ist, die sowohl Gleich- als auch Wechselrichtung in einer Komponente enthält. Es ist bis heute ungeklärt, ob der Einsatz dieser Technologie gegenüber AC- und DC-Kabellösungen tatsächlich nachhaltige Vorteile aufweisen wird.

3 DC – Technologie

Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme) finden seit den 50er Jahren des letzten Jahrhunderts Anwendung. Eine frühe kommerzielle HGÜ-

Übertragungsstrecke wurde 1951 in der damaligen UdSSR zwischen Kashira und Moskau errichtet. Es war ein Kabelprojekt mit einer Gesamtlänge von 100 km, einer Nennleistung von 30 MW und einer Nennspannung von +/-100 kV. Kurz darauf (1954) wurde die Insel Gotland und das schwedische Festland mittels einer monopolen HGÜ-Strecke durch ein Unterseekabel verbunden. Über diese wurde eine Nennleistung von 20 MW bei einer Nennspannung von +/-100 kV über eine Strecke von 96 km übertragen. Beide Projekte basierten auf der Technologie von Quecksilberdampfventilen. Das Projekt "Nelson River Bipole 1" (Kanada, 1,854 MW, +/-463 kV, 897 km) beendete 1977 die Übergangsphase zu den Thyristorventilen. Seit 1976 werden Thyristorventile großflächig in HGÜ-Systemen verwendet. Mit der raschen Weiterentwicklung von leistungselektronischen Komponenten wurde die Thyristortechnologie um aktiv abschaltbare Bauelemente wie Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBT) und Gate Turn-Off Thyristoren (GTO) erweitert. Damit war es möglich, selbstgeführte Umrichter auch im großen Leistungsmaßstab zu konstruieren.

Heute sind mehrere unterschiedliche Technologievarianten für HGÜ kommerziell verfügbar. Grundsätzlich unterscheidet man die Varianten anhand ihrer Betriebsweise in selbstgeführte Umrichter (als Spannungsumrichter, also VSC ausgeführt) und netzgeführte Umrichter (Line Commutated Converter, LCC) mit Gleichstromzwischenkreis (Current Source Converter, CSC). Es existieren allgemein folgende Technologieausführungen:

- Pulsweitenmodulierte (PWM) Zweilevel- oder Dreilevel-VSC-Umrichter - erstmals von ABB in den 90er Jahren eingeführt (PWM-VSC-HGÜ, kurz: PWM-VSC oder PWM-HGÜ). Diese Technologie ist unter dem Markennamen "Light-Technology" bekannt.
- Multilevel Umrichter Technologie – wird sich voraussichtlich als Stand der Technik in den nächsten Jahren für hohe Leistungen in HGÜ-Anwendungen durchsetzen. Drei verschiedene Konzepte werden derzeit verfolgt:
 - Modulare Multilevel Umrichter Technologie (MMC-VSC-HGÜ, kurz: MMC-VSC oder auch MMC-HGÜ) die etwa 2006 durch Siemens auf den Markt gebracht wurde und unter dem Markennamen "Plus-Technology" bekannt ist.
 - Hybrid-Multilevel-Ansatz (HML-VSC-HGÜ, kurz: HML-VSC), der 2010 durch Alstom Grid entwickelt wurde. Technologisch ist dieser Ansatz eine Kombination der beiden zuvor genannten Technologien.
 - Kaskadierte Zweilevel-Umrichter (CTL-VSC-HGÜ, kurz: CTL-VSC) wurden ebenfalls 2010 durch ABB eingeführt. Dieser Ansatz ist eine Weiterentwicklung der Zweilevel- bzw. Dreilevel-PWM-VSC-

Technologie und soll unter demselben Markennamen vermarktet werden: "Light-Technology".

Darüber hinaus wird derzeit auch ein Multilevel-Technologieansatz (IPL) verfolgt, der auf den Einsatz von Kapazitäten verzichtet. Weitere Informationen hierzu finden sich unter 3.2 des Anhangs.

Eine LCC-HGÜ erfordert ein stabiles Drehstromnetz an den Umrichteranschlussorten, damit eine Gleich- bzw. Wechselrichtung erfolgen kann. Während LCC-HGÜ für die Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen heute immer noch alternativlos eingesetzt werden, ist nach heutigem Stand der Technik die VSC-HGÜ auf einige wenige Gigawatt pro Umrichterstation limitiert.

Es ist denkbar, Hochleistungsenergieübertragung mittels LCC in naher Zukunft bis etwa 10^3 GW pro Umrichterstation und Stromkreis realisieren zu können. Die erreichbare Gleichspannung liegt heute bei +/- 800 kV bei einer Leistung von 7.200 MW. In der Planung sind Systeme mit Spannungen bis in den Bereich von +/- 1.000 kV, entsprechend bis zu 10 GW.

Die VSC-HGÜ-Technologie wird mit fortschreitender Entwicklung im Bereich von Anwendungen für große elektrische Leistungen mit hohen Spannungen und Nennleistungen in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

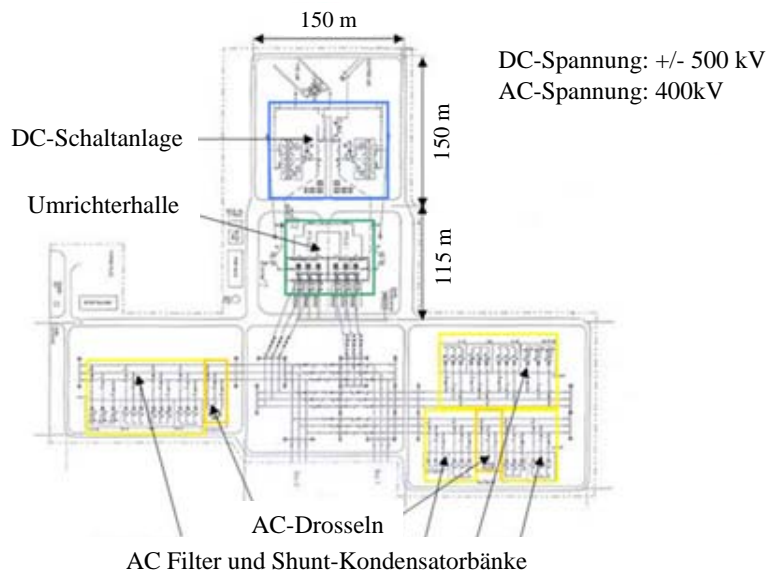
3.1 Netzgeführte HGÜ (LCC-Systeme)

LCC-Stromrichter basieren auf der Thyristortechnologie. Als netzgeführte Systeme lassen sie sich nur mit einem gegenüber der Spannung nacheilenden AC-Strom betreiben. Der Umrichter benötigt deshalb für den Betrieb Blindleistung, die in der Regel vor Ort geschaltete Kondensatoren, Filter-Anlagen oder andere Blindleistungsquellen zur Verfügung stellen. Zusätzlich werden Stromrichtertransformatoren benötigt sowie Gleichstromglättungsdröseln, um eine Stromunterbrechung bei minimaler Leistung zu vermeiden und DC-Fehlerströme zu begrenzen.

Generell gehören zur Ausrüstung von LCC-HGÜ-Stationen Umrichter-Ventile, Umrichter-Transformatoren, AC-Filter, Blindleistungskompensationsanlagen, Glättungsdrösel, DC-Filter, Steuerung und Ventil-Kühlungssysteme. Hierzu ist entsprechend Platz vorzuhalten, wie in Abbildung 46 beispielhaft für ein LCC-HGÜ-Umspannwerk mit der Bemessungsleistung von 2 x 1000 MW dargestellt.

LCC-HGÜ-Umrichter benötigen eine relativ stabile Spannung am Anschlussort. Ein gewisses Maß an Netzkurzschlussleistung am Anschlussort ist somit Voraussetzung. „Schwache“ Netzknoten sind damit für den Anschluss von HGÜ-LCC nur bedingt

geeignet. Als Regel gilt: Die Kurzschlussleistung am Anschlussort sollte mindestens zwei bis dreimal so hoch sein, wie die Bemessungsleistung der Umrichterstation.



Installierte kapazitive und induktive Komponenten:

Kondensatoren: 1160 MVar

Drosseln: 240 MVar

Abbildung 46: Typisches Stationslayout einer LCC-HGÜ [39]

Als Basis-Konfigurationen von LCC-HGÜ sind Back-to-Back-Verbindungen, bipolare und monopolare Punkt-zu-Punkt-Verbindungen verfügbar:

Back-to-Back-HGÜ (auch als Kurzkupplung bekannt) kommen für die Verbindung von zwei asynchronen Systemen zur Anwendung, bipolare Anordnungen für die Energieübertragung über große Entfernungen. Bei einseitig gerichtetem Energiefluss hat ein Pol eine positive Polarität und der andere Pol eine negative Polarität. Um den Energiefluss umzukehren, wird die Polarität der DC-Spannung geändert. Ein monopolarer Betrieb ermöglicht in der Regel einen Betrieb von 50% bis 70% der bipolaren Nennleistung, da das System häufig inhärente thermische Reserven aufweist.

Mehrpunktverbindungen (Multiterminal-LCC-HGÜ) sind theoretisch machbar, wurden aber bis heute nicht mit einem vermaschten Netz ausgeführt. Eine wesentliche Schlüsselkomponente für einen sinnvollen Betrieb stellt der Gleichstrom-Leistungsschalter dar, der aber bis heute kommerziell nicht verfügbar ist. Die bislang einzige Multiterminal-LCC-HGÜ-Einrichtung weltweit ist die „Quebec–New England-Verbindung“, eine Dreipunktverbindung ohne Masche. Die aktuelle Ausbaustufe sieht hier die Übertragung einer Leistung von 2.000 MW über eine Entfernung von 1.100 km bei einer Gleichspannung von +/-450 kV vor.

3.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC- HGÜ)

Mit der Verfügbarkeit von Leistungstransistoren (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) in den späten 1990er Jahren wurde die HGÜ-Technik auf Basis von Vierquadrantenumrichtern eingeführt. Diese auch als Spannungszwischenkreisumrichter bezeichnete Technologie (Voltage Source Converter, VSC) arbeitet selbstgeführt, so dass der Bezug von Blindleistung aus dem Netz nicht erforderlich ist. Zwei VSC-Technologien stehen heute zur Verfügung: Zweilevel- und Multilevel-VSC-Systeme. Sie unterscheiden sich in der Erzeugung der AC-Spannung. (Abbildung 47)

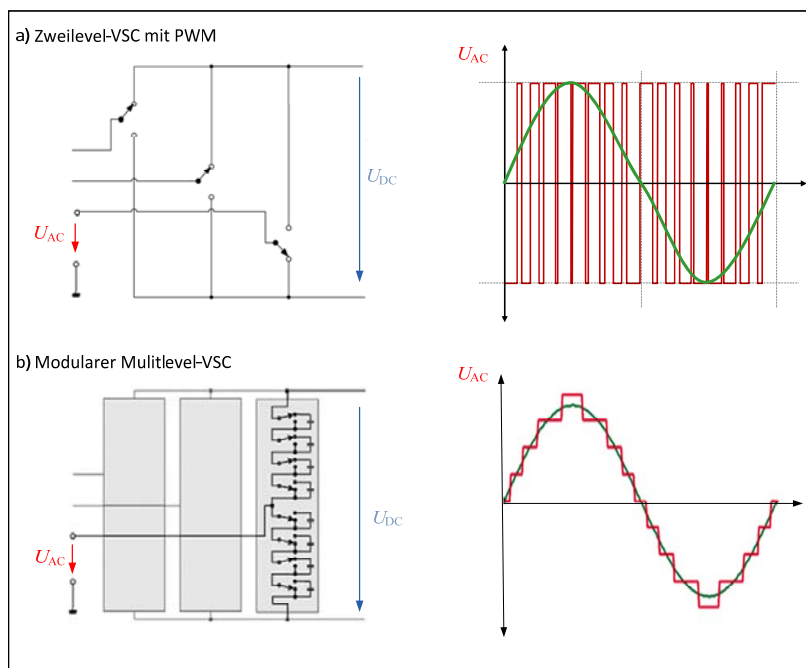


Abbildung 47: VSC – Umrichtertopologie [40]

Der grundlegende Unterschied zur LCC-Technologie besteht im Einsatz von IGBT, die den Strom abschalten können. Es besteht also kein Bedarf an einer Kommutierungsspannung aus einem leistungsstarken Netzanschlusspunkt. Ein weiterer Vorteil liegt in der Fähigkeit, die Blindleistung an beiden Umrichter-Stationen unabhängig vom Wirkleistungsfluss zu steuern. Voraussetzung hierbei ist jedoch, dass die abgegebene (aufgenommene) Scheinleistung in vorgegebenen Grenzen liegt.

VSC-HGÜ lassen sich überall im AC-Netz ohne Berücksichtigung der verfügbaren Kurzschlussleistung einsetzen. Dies ermöglicht die Versorgung von passiven Netzen in Bezug auf die Schwarzstartfähigkeit oder den Inselbetrieb.

Grundsätzlich erfordern VSC-HGÜ-Stationen weniger bis gar keine Blindleistungskompensationsanlagen. Gleichfalls ist im Vergleich zu LCC-Stationen von einem geringeren bis gar keinem Bedarf an AC-Filter-Ausrüstungen

auszugehen. Unter anderem hieraus resultiert ein deutlich geringerer Platzbedarf. Die Höhe der Gleichspannung wird heute durch das Kunststoffkabel limitiert. Derzeit liegt die höchste Gleichspannung in einem Kabelsystem bei +/- 320 kV. Im Zusammenhang mit einer Freileitung ist bereits ein System mit + 350 kV realisiert worden (Caprivi-Link).

Die Umrichterleichspannung lässt sich ohne signifikanten Entwicklungsaufwand ungefähr verdoppeln. Die übertragbare Leistung erhöht sich entsprechend. Dies setzt jedoch den Einsatz von Freileitungen voraus.

Ergänzend zu den oben angesprochenen VSC-Entwicklungen wird derzeit von mehreren deutschen Energieversorgern ein neues VSC-Konzept verfolgt, das einen integralen Ansatz vorsieht (Abbildung 48). Diese IPL (Integrated Power Link) Technologie [41] sieht eine kondensatorlose Anlagenkonzeption vor und hat zum Ziel

- eine deutliche Reduktion des Platzbedarfs,
- geringere Verluste,
- geringere Herstellkosten und
- eine Vereinfachung von Aufbau und Steuerung zur Steigerung von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit.

IPL Concept: Integration of Switchgear-Functions into Cascade-Type Transformer Results in Substantial Size & Cost Reductions

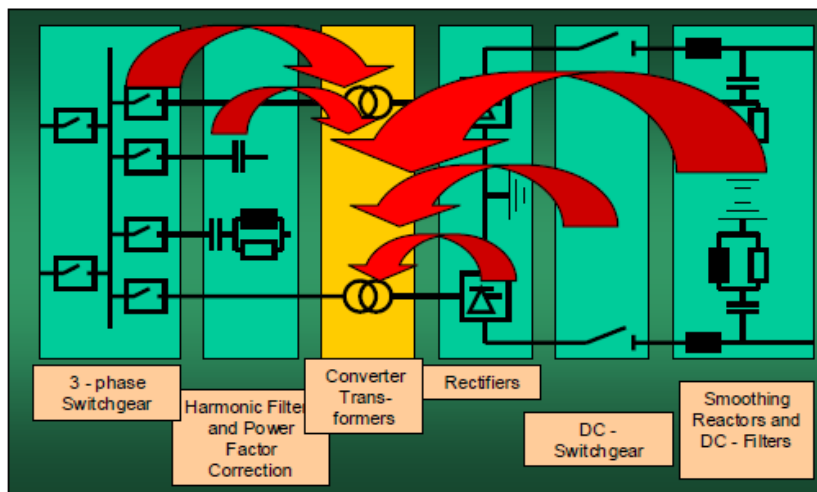


Abbildung 48: IPL-VSC-Konzept

Die Entwicklungsarbeiten zielen auf Anwendungen im Offshore- und HGÜ-Bereich ab. Die max. Leistung liegt derzeit bei 1,5 MVA.

3.3 DC-Übertragungstechnologie

Als Übertragungsmedium im DC-Kreis kommen grundsätzlich drei verschiedene Technologien in Frage, die aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften die Leistungsübertragung begrenzen und die betrieblichen Möglichkeiten vorgeben:

- Freileitung
- Masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel)
- Kunststoffkabel (VPE-Kabel)

Freileitungen stellen in der Regel die geringste Begrenzung dar. Hier sind lediglich die Abmaße des „Right of Way“, die bautechnische Konstruktion der Masten sowie isolationstechnische Randbedingungen begrenzende Faktoren. Freileitungen für HGÜ-Anwendungen sind heute bis 800-kV-Gleichspannung und 4,5-kA-Gleichstrom dimensioniert worden.

Masseimprägnierte Kabel sind bis dato bis zu einer Nenngleichspannung von +/- 500 kV verfügbar. Typischerweise wird diese Kabeltechnologie für Seekabelverbindungen eingesetzt. Präqualifikationstests gemäß der CIGRE-Empfehlungen sind mit polypropylen-papier-laminiertem masseimprägnierten Kabeln (MI PPL Kabel) bis 600 kV erfolgreich durchgeführt worden. Eine technologische Grenze für MI-Kabel besteht in der Abfuhr der Verlustenergie und maximalen (durch das Isolationsmedium gegebenen) Betriebstemperatur. MI-Kabel werden heute praktisch nur in Verbindung mit Seekabelprojekten verlegt. Für die Anlandung werden hier MI-Kabel auch erdverlegt. Diesbezüglich liegen Betriebserfahrungen vor.

Eine weitere Begrenzung besteht in dem maximalen Außendurchmesser eines Kabels, der durch den Leiterquerschnitt und die Dicke des Isolationsmaterials gegeben ist. Bei Seekabeln stellt der Außendurchmesser keine großartige Begrenzung bzgl. der maximalen Kabelsegmentlänge dar, weil das produzierte Kabel direkt in einem Trommelspeicher auf einer entsprechenden Verlegebarkasse aufgespult werden kann. Auf diese Weise können Kabelsegmente großer Länge produziert werden. Anders stellt sich der Transport bei Landkabeln dar. Hier werden die Kabel auf für den Schwertransport auf der Straße / Schiene geeignete Kabeltrommeln aufgewickelt und mittels Tieflader zum Installationsort transportiert. Die Größe dieser Kabeltrommeln ist durch das Transportprofil (Straße / Schiene) vom Produktionsort zum Installationsort bestimmt. Unter Berücksichtigung des Biegeradius und der typischen Isolationsdicke kann man von einer Kabelsegmentlänge von kleiner gleich 1 km pro Kabeltrommel für 500-kV-MI-Kabel ausgehen.

Als Beispiel sei das reine MI-Kabel im Neptune-Projekt mit einem Außendurchmesser von etwa 130 mm angeführt. Die Kabelabschnitte werden mittels

Kabelmuffen miteinander verbunden. Stand der Technik bei MI-Kabeln sind handgewickelte Muffen, die in einem speziellen „Muffenfertigungszeit“ unter kontrollierten klimatischen Bedingungen angefertigt werden müssen. Der Arbeitsaufwand für die Anbringung einer MI-Kabel-Muffe muss nach Aussagen verschiedener Hersteller mit 2-4 Tagen angesetzt werden.

Kunststoffkabel mit Isolation aus quervernetztem Polyäthylen haben bezüglich der erforderlichen Isolationsdicke und Transportgewicht einige Vorteile gegenüber MI-Kabeln. Auch das thermische Verhalten ist für die Verlegung als Landkabel deutlich vorteilhafter, da mit höheren Betriebstemperaturen gearbeitet und die Wärmeabfuhr durch das Isolationsmedium besser gewährleistet werden kann. VPE-Kabel sind heute bis zu einer Nennleichspannung von +/- 320 kV kommerziell verfügbar. Der Außendurchmesser ist bei gleichem Leiterquerschnitt vergleichbar (leicht geringer) mit dem eines MI-Kabels. Das spezifische Gewicht ist ebenfalls vergleichbar. Bezüglich der logistischen Anforderungen an eine Landverlegung zwischen den MI- und VPE-Kabeln ergeben sich nur geringe Unterschiede. Die VPE-Kabelabschnitte werden ebenfalls mit Kabelmuffen miteinander verbunden. Diese Kabelmuffen können in Teilen vorgefertigt werden, was eine deutliche Reduktion des Zeitaufwands zur Installation der Kabelmuffen bedeutet. Der Arbeitsaufwand für die Anbringung einer VPE-Kabel-Muffe muss nach Aussagen verschiedener Hersteller mit 1-2 Tagen angesetzt werden (Abbildung 49).



Abbildung 49: Einrichtung: Erstellung einer Muffenverbindung (VPE-HGÜ-Kabelsystem) [42]

3.4 Aktuell realisierte Projekte

Neben der Begrenzung der übertragbaren Leistung durch die heute verfügbaren Bemessungsspannungen und -ströme der verfügbaren Leitungstechnologien, sind

auch die Umrichtertechnologien nicht beliebig skalierbar. So liegt bei der LCC-Technologie aktuell die maximal erreichbare Gleichspannung bei +/- 800 kV.

#	Name	Typ	Gleichspannung	Nennleistung	DC-Medium	Länge (Punkt zu Punkt)	Inbetriebsetzung
1	Caprivi Link	VSC	350 kV	300 MW	Freileitung	970 km	2010
2	BorWin 1	VSC	± 150 kV	400 MW	Seekabel	203 km	2009
3	Estlink	VSC	± 150 kV	350 MW	Seekabel	105 km	2006
4	Murraylink	VSC	± 150 kV	220 MW	Landkabel	180 km	2002
5	Transbay	VSC	± 200 kV	400 MW	Seekabel	88 km	2010
6	Inelfe	VSC	± 320 kV	2 x 1000 MW	Landkabel	63 km	2013
7	NorNed	LCC	± 450 kV	700 MW	Seekabel	580 km	2008
8	BritNed	LCC	± 450 kV	1.000 MW	Seekabel	245 km	2011
9	Ballia-Bhiwadi	LCC	± 500 kV	2.500 MW	Freileitung	800 km	2010
10	Hukunbeir-Liaonin	LCC	± 500 kV	3.000 MW	Freileitung	920 km	2009
11	Yunnan-Guangdong	LCC	± 800 kV	5.000 MW	Freileitung	1.418 km	2010
12	Xiangjiaba-Shanghai	LCC	± 800 kV	6.400 MW	Freileitung	2.071 km	2010

Abbildung 50: Auswahl repräsentativer Anlagen

Der Gleichstrom bei LCC-HGÜ ist durch die Thyristorgröße auf 4,5 kA beschränkt. VSC basierte Umrichter sind nach Herstellerangaben bis etwa +/- 640 kV Gleichspannung pro Pol lieferbar, wobei in diesem Spannungsbereich derzeit nur eine Kombination mit einer Freileitung möglich ist. Der maximale Gleichstrom liegt heute bei 1,8 kA und stellt einen thermischen Grenzstrom dar. Bei praktisch ausgeführten Anlagen ist ein Nenngleichstrom von 1,25 kA üblich (vgl. auch Abbildung 51).

Im Jahr 2013 soll im Rahmen des Inelfe-Projektes (Abbildung 50) erstmals eine Anlage mit einem Gleichstrom von knapp 1,6 kA in Betrieb gehen. Dieses Projekt stellt zugleich das erste Projekt mit reiner Landkabelverlegung, eingebettet in ein synchrones AC-Netz auf dem europäischen Kontinent dar. Betrachtet man zusätzlich die installierte Leistung, stellt es das erste reine Landkabelprojekt mit einer installierten Leistung von deutlich über 250 MW dar.

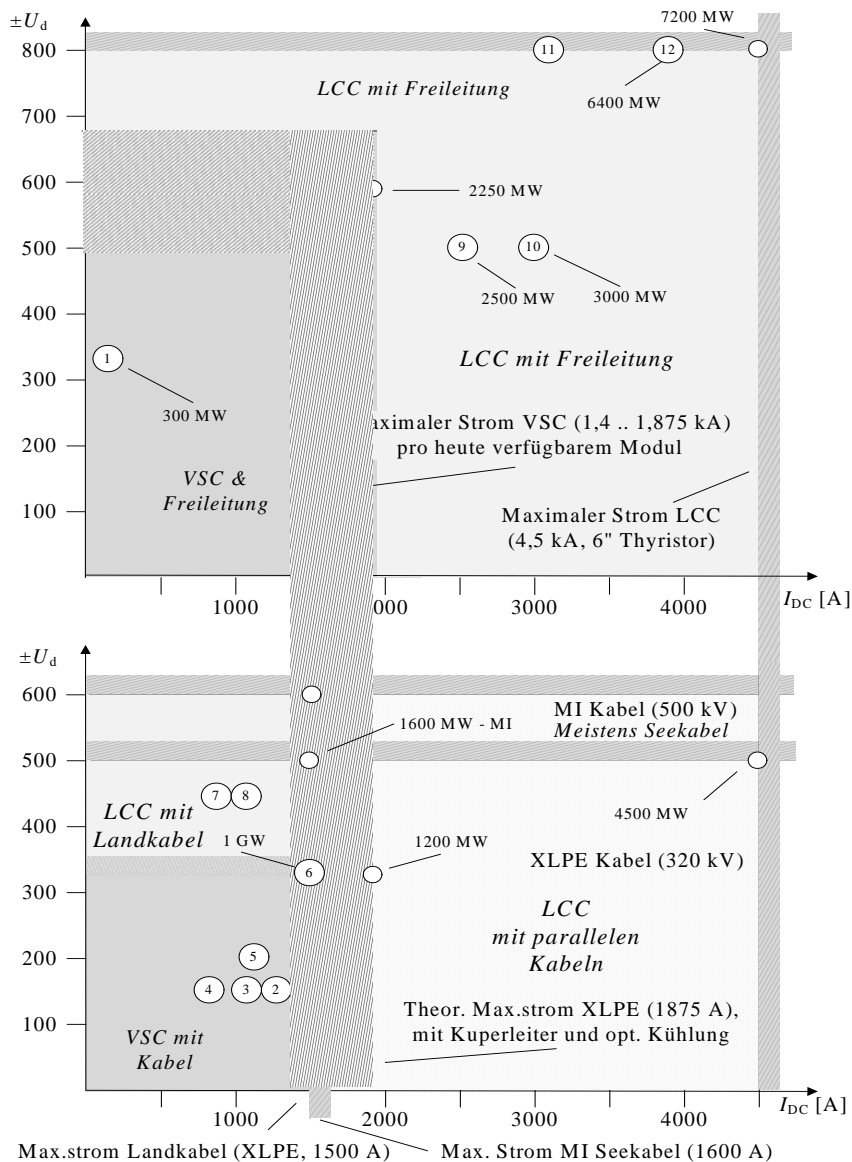


Abbildung 51: Verfügbare Systemleistungen und –spannungen (unterschieden nach Umrichter- und Übertragungstechnologie auf Basis von CIGRE WG B4.46 und Informationen über realisierte Anlagen)

Die in Abbildung 51 dargestellten technologischen Grenzen setzen aus aktueller Sicht die theoretisch möglichen Anlagenspannungen und -ströme in ein Verhältnis. Demnach liegt in Freileitungstechnik die theoretische Begrenzung bei bipolarer Ausführung als Zweileiter-System (2 Leiterseile):

- für VSC-HGÜ bei 2.400 MW (+/- 640 kV).und
- für LCC-HGÜ bei 7.200 MW (+/- 800 kV).

Für eine Ausführung als Landkabel kann die Grenze für bipolare Systeme als Zweileiter-System (2 Kabel) wie folgt angesetzt werden:

- VSC-HGÜ mit VPE-Kabel bis 1.200 MW (+/- 320 kV)

Die angegebenen Daten stellen eine Momentaufnahme aus dem Jahr 2010 dar. Dennoch ist davon auszugehen, dass zumindest in der Kabeltechnologie diese Grenzen kurz- bis mittelfristig nicht überschritten werden.

3.5 Stationsverluste der unterschiedlichen Technologien

Ausgangspunkt für die Darstellung der Verluste sind Herstellerangaben oder auch Ergebnisse der CIGRE Working Group B4.46 bzw. Angaben aus publizierten HGÜ-Studien. Stationsverluste setzen sich zu einem großen Anteil aus Durchlass- und Schaltverlusten der Leistungshalbleiter sowie Transformatorverlusten zusammen. Hier kommen technologische Unterschiede in den Halbleitern ebenso zum Tragen wie der Einfluss der Umrichtertopologie auf die erforderliche Schaltheufigkeit. Die Durchlassverluste hängen zusätzlich von dem aktuellen Strom, d.h. der Belastung der Umrichter ab. Zur Verlustklassifikation wird in der Regel die Volllastsituation angegeben, die eine „Worst-Case“-Betrachtung darstellt.

Thyristorbasierte LCC-HGÜ-Anlagen weisen mit Abstand die geringsten Stationsverluste von deutlich unter einem Prozent (0,6 % - 0,7 %) im Volllastbetrieb auf. Technologiebedingt sind die Verluste bei IGBT-Umrichtern deutlich höher. Aufgrund ihrer Topologie weist heute die VSC-HGÜ mit PWM die höchsten Verluste von knapp 1,5 % pro Umrichterstation auf. Beim Einsatz einer anderen Umrichtertechnologie können mit der VSC-HGÜ in Multilevelausführung die Schaltverluste deutlich reduziert werden, sodass heute die Verluste für VSC basierte HGÜ üblicherweise bei 1,0 % pro Station liegen. Diese Angaben sind Richtwerte und können bei realen Anlagen durch Designfeinheiten leicht abweichen.

Erfahrungen mit realisierten Anlagen lassen für ein LCC-Gesamtsystem mit 6.400 MW und 2000 km Freileitung Verluste von 7 % erwarten. Hiervon entfallen auf die HGÜ-Stationen 1,6 % Verluste, auf die Freileitung 5,4 % [43].

3.6 Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit

Die Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit von HGÜ Anlagen (ohne Kabel- oder Freileitungssystem) wird herstellerübergreifend vom CIGRE SC B4 statistisch erfasst. Aufgrund der im Vergleich zur Installationsbasis der thyristorbasierten LCC-HGÜ nur äußerst geringen installierten Leistung (und Anlagenanzahl) von VSC-HGÜ liegen heute nur belastbare Zuverlässigkeits- und Verfügbarkeitsdaten von LCC-HGÜ-Anlagen vor. Diese wurden im Rahmen einer EPRI-Studie über die Möglichkeiten von Ultra-HGÜ (± 800 kV) eingehend analysiert [44]. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 52 dargestellt. Die Komponente mit der größten Auswirkung auf die Zuverlässigkeit von LCC-HGÜ-Anlagen stellt der Umrichtertransformator dar (siehe erste Zeile in der Tabelle). Die hier verwendeten Kennzahlen sind die störungsbedingte Nichtverfügbarkeit und geplante

Nichtverfügbarkeit [45], jeweils bezogen auf die in dieser Zeit nicht lieferbarer Energie aufgrund der Nichtverfügbarkeit. In angelsächsischen Regionen spricht man auch von forced energy unavailability (FEU) bzw. scheduled energy availability (SEA). Bei der FEU bzw. SEU werden nur Komponenten der Umrichterstationen berücksichtigt. Ausfälle von Kabeln oder Freileitungen gehen in diese Statistik nicht ein. SEU umfassen planmäßige z.B. aufgrund von Wartungsarbeiten durchgeführte Abschaltungen.

Kategorie	Verfügbarkeit
Gesamte Verfügbarkeit der Anlagen (10-Jahres-Statistik)	98,5 % Gesamte Anlagen 99,5 % Anlagen ohne Transformatorfehler
... davon FEU	0,5 % FEU bzw. 99,5 % Verfügbarkeit
... davon SEA	1 % SEA bzw. 98,5 % Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von SEU und FEU

Abbildung 52: Verfügbarkeit von LCC-HGÜ-Anlagen (Planungskriterien)

Zur weiteren Erklärung der Daten sollten einige Punkte berücksichtigt werden, die nicht aus der stark komprimierten Darstellung der statistischen Ergebnisse in Abbildung 52 entnommen werden können:

- Fehler bei HGÜ-Anlagen treten weltweit nicht in gleicher Verteilung auf. Anlagen, an denen einmal Fehler aufgetreten sind, weisen eine erhöhte Häufigkeit von Fehlern auf.
- Vier der mehr als 50 untersuchten HGÜ-Anlagen verursachten 65 % aller Fehler.
- Die beobachteten Fehler haben unterschiedliche Ursachen; d.h. es gibt keine dominanten ursächlichen Fehlerursachen.
- Die meisten beobachteten Fehler sind an Systemen mit hoher Nennspannung und hoher Leistungsbemessung aufgetreten. Es lässt sich hieraus eine Tendenz ableiten, dass die Fehlerhäufigkeit mit steigender Nennleistung korreliert. Langjährige Betriebserfahrungen liegen derzeit nur bis zu einer Nennspannung von +/- 500 kV vor.

Zuverlässigkeit von HGÜ-Systemen ist bis zu einem gewissen Grad planbar. Durch z.B. eingebaute Redundanzen oder eine entsprechende Ersatzteilstrategie kann die Zuverlässigkeit erhöht werden.

Anhang 3

Stromübertragung für den Klimaschutz - Gesamttext

Tabelle 1: Eigenschaften von VSC/LCC-Stationen

Technische Vorschau 2030	Entwicklungsstand	Bemerkungen	Kommerzielle Verfügbarkeit	Garantierte Verfügbarkeit	Spez. Investition	Betriebskosten	Fläche je Umrichter B x T x H	Vorteile	Nachteile	Erfahrungen seit	Bautechnik/zeit	Bedeutende Installation in den letzten 5 Jahren
VSC												
±350 kV												
1200 MVA	Verfügbar	Max. Gleichstrom heute bei 1,8 kA (themischer Grenzstrom). Nenn-gleichstrom von 1,25 kA bei ausgeführten Anla-gen. Installiert: 400 MW mit Kabeln / 300 MW mit Freileitung	Verfügbar	98% Hinweis: Einzelverfügbar-keit nur begrenzt aussagefähig. Systemverfüg-barkeit relevant		Wartung ca. 1,5%/Jahr	100 m x 60 m x 25 m; 120 x 50 x 11 m (500 MW); 48 x 25 x 27 m (500 MW) Fläche variiert mit Bauhöhe - Richtwert: 10m ² /MW	DC-Netz fähig, Spannungsregelung, Spannungssteuerung kontinuierlich (Ant-wort in < 100 ms), Dynamischer Support, Lei-stungsregelung, 4-Quadranten-Betrieb, Multi-terminalbetrieb, Lastflussregelung im synchro-nen Netz, Betrieb mit schwachen Netzen / Black-start, Keine Längenbegren-zung, Entwick-lungspotenzial groß	Verluste pro Umrichter: VSG mit Pulsbreiten-modulation 2,0 % - 1,6 % pro Station; VSG mit Modular Multi-level 1,4 % - 1,0 % pro Station; Trends zu 1,0 % pro Station; Lebens-dauer durch Lei-stungselektronik auf 30 Jahre beschränkt		Lieferzeit heute: 24 - 36 Monate	Installationen seit 1999: 2,5 GW Übertragung-leistung; 980 km Freileitungs-distanz; 450 km Landkabel-distanz; 1.154 km Seekabel-distanz
2400 MVA	Entwicklungsbedarf (Modularer Aufbau)	Parallelschaltung 2 x 1200 MVA	Verfügbar in 1-2 Jahren nach Anmeldung des Bedarfs	98%		CIGRE Report 388	Max. doppelte Fläche eher kleiner					
±640 kV												
2400 MVA	Entwicklungsbedarf	Technologische Fragen im Grundsatz geklärt (650 kV und 2.200 MW in Verbindung mit Freileitungen). Max. Gleichstrom von 1,8 kA (them. Grenzstrom). Leistungssteigerung möglich durch lei-stungsstärkere IGBT-Module	Verfügbar in 3-5 Jahren	98%								
4000 MVA	Entwicklungsbedarf	Parallelschaltung 2 x 2000 MVA	Verfügbar in 3-5 Jahren	98%								
LCC												
±500 kV												
1000 MVA	State of the Art		Verfügbar	98% berechnet: 99,5 %		Wartung ca. 2%/Jahr (geschätzt aus Cigre-Report 388)	Flächenbedarf grundsätzlich größer als bei VSC	Verluste pro Umrichter nur 0,6-0,8% Leistungsregelung Keine Längen-begrenzung		ca. 1980	Lieferzeit heute: typisch 36 Monate	Sapei 2009/2010, 1000 MW
2000 MVA	State of the Art		Verfügbar	98%						ca. 1980		Three Gorges - Shanghai 2007, 3000 MW
±600 kV												
3000 MVA	State of the Art		Verfügbar	98%						ca. 1985		Rio Madeira, 2012, 3150 MW
±800 kV												
6400 MVA	State of the Art	Gleichstrom durch Thyristorgröße beschränkt 4,5 kA	Verfügbar	98%			200m x 300m x 25m			2010		Xiangjiaba-Shanghai, 2010, 6400 MW
±1200 kV												
> 8000 MVA	Geplant								ca. 0,6 %			

Stromübertragung für den Klimaschutz - Gesamttext

Tabelle 2: Eigenschaften von VPE-Kabelsystemen

Technische Vorschau 2030 VPE Kabel	Entwicklungsstand	Bemerkungen	Kommerz. Verfügbarkeit	Betriebliche Verfügbarkeit	Spez. Investition	Betriebskosten	Verbindung/Muffe		Max. Leitungslänge	Ausführung	Trassenflächenbedarf		Vorteile	Nachteile	Erfahrungen seit	Bautechnik Bauzeit	Bedeutende Installation in den letzten 5 Jahren
							Aufwand	Hinweis			Trassen-/Grabenbreite	Schutzstreifen					
AC																	
400 kV 1200 MVA	verfügbar	Bis 1200 MVA verfügbar	Verfügbar	Beeinträchtigt durch Muffen	1..1,5 k€/m System; zusätzlich Faktor 2 bis 20 für Bau	Bei 1% Verluste, 0,8 Ausnutzungsggrad: ca. 70 MWh / Jahr und MW. Also ca. 1000 € pro inst. MW und Jahr	1 - 2 Tage	Stand 2010: Muffe in Teilen vorgefertigt	Kabelkonfektionslänge bei Trommeltransport <= 1 km	Erdverlegt un Kanal	5 m für 2 Kabel	ges. 10 m (1 System)	Kein Öl, keine zusätzliche Isolationsmaterialien wie bei Öl üblich	Verfügbarkeit durch Muffen und Kabelendverschlüsse begrenzt	ca. 30 km 400 kV Kabel weltweit??	Von Muffen abhängig	Berlin (bereits 1998 in Betrieb genommen)
2400 MVA		Leistungerhöhung durch Parallelschaltung von 1.200 MVA-Kabeln									10 m für 4 Kabel	20 m für 2 Kabelsysteme					
550 kV 2400 MVA	Derzeit in der Diskussion																
4000 MVA																	
DC																	
±320 kV 1200 MVA	verfügbar	Bis 800 MW System verfügbar, Für DC bisher praktisch noch nicht realisiert	Verfügbar		0,9 k€/m System direkte Erdverlegung	Bei 1% Verluste, 0,8 Ausnutzungsggrad: ca. 70 MWh / Jahr und MW. Also ca. 1000 € pro inst. MW und Jahr	1 - 2 Tage	Stand 2010: Muffe in Teilen vorgefertigt	Kabelkonfektionslänge bei Trommeltransport <= 1 km		5 m für 2 Kabel	ges. 10 m (1 System)	Gegenüber AC geringere Verluste und geringere thermische Beanspruchung	Wenig Erfahrungen bei Hochleistungsanwendungen		Von Muffen abhängig	Bisher keine Projekt BorWind 70 km Landkabel mit 150 kV; 200 kV Landkabel zwischen
2400 MVA		Leistungerhöhung durch Parallelschaltung von 800 MW-Kabeln									10 m für 4 Kabel	20 m für 2 Kabelsysteme					
±500 kV 2400 MVA	In der Entwicklung	Höhere Spannung erfordert neue Materialien	2020?														
4000 MVA		Leistungerhöhung durch Parallelschaltung von Kabeln															

Tabelle 3: Eigenschaften von Masse-Kabelsystemen

Technische Vorschau 2030 Massekabel	Entwicklungsstand	Bemerkungen	Kommerz. Verfügbarkeit	Betriebliche Verfügbarkeit	Spez. Investition	Betriebskosten	Verbindung/Muffe		Max. Leitungslänge	Ausführung	Trassenflächenbedarf		Vorteile	Nachteile	Erfahrungen seit	Bautechnik Bauzeit	Bedeutende Installation in den letzten 5 Jahren
							Aufwand	Hinweis			Trassen-/Grabenbreite	Schutzstreifen					
AC																	
400 kV																	
1200 MVA	verfügbar	Massekabel nur für Offshore-Bereich favorisiert; bis 55 °C einsetzbar; Kühlung erforderlich	verfügbar		1..1,5 k€/m System; zusätzlich Faktor 2 bis 20 für Bau	hoch	2 - 4 Tage	Wickel-muffe	Konfektionslänge bei Trommeltransport <= 1 km		5 m für 2 Kabel	ges. 10 m (1 System)	Erfahrungen vorh.	Keine Baugenehmigung erhältlich; schlechtere thermische Belastbarkeit im Vergleich	Mehr als 10 Jahre Betrieb	Von Muffen abhängig	Nur im Offshore-Bereich
2400 MVA	verfügbar		10 m für Kabel	20 m für 2 Kabelsysteme													
4000 MVA	Verfügbar		noch keine Erdfahrungen														
500 kV																	
2400 MVA	Verfügbar	noch nicht gegeben															
DC																	
±320 kV																	
1200 MVA	Verfügbar	Massekabel nur für Offshore-Bereich favorisiert; bis 55 °C einsetzbar; Kühlung erforderlich	Verfügbar	Schlechter als bei VPE wegen Muffen	Gegenüber VPE höher Kosten erwartet	Wie bei VPE DC	2 - 4 Tage	Wickel-muffe	Konfektionslänge bei Trommeltransport <= 1 km		5 m für 2 Kabel	ges. 10 m (1 System)	Vertragen Polaritätswechsel	OI als Isolationsmedium und thermisch weniger als VPE belastbar	ca. 5 Jahre Erfahrung		
2400 MVA			10 m für Kabel								20 m für 2 Kabelsysteme						
±500 kV																	
2400 MVA	Verfügbar	Massekabel nur für Offshore-Bereich favorisiert; bis 55 °C einsetzbar; Kühlung erforderlich	Verfügbar														Norwenge - Holland 2008 (450 kV)
4000 MVA			Verfügbar														

Tabelle 4: Eigenschaften von GIL-Systemen

Technische Vorschau 2030 GIL	Entwicklungsstand	Bemerkungen	Kommerz. Verfügbarkeit	Betriebliche Verfügbarkeit	Spez. Investition	Betriebskosten	Verbindung/Muffe		Max. Leitungslänge	Ausführung	Trassenflächenbedarf		Vorteile	Nachteile	Erfahrungen seit	Bautechnik Bauzeit	Bedeutende Installation in den letzten 5 Jahren
							Aufwand	Hinweis			Trassen-/Grabenbreite	Schutzstreifen					
AC																	
400 kV AC																	
2000 MVA	GIL derzeit nur für AC entwickelt	Die Leistung wird durch den Rohrdurchmesser und die Wandstärke projektbezogen festgelegt	Für AC verfügbar, für DC verfügbar in 3-5 Jahre	Für AC sehr hoch seit 40 Jahren sind GIL weltweit in mehr als 250 km Rohrlängen im Einsatz und es ist noch kein Ausfall im Betrieb bekannt. Bei der DC GIL kann man gleiches erwarten. Liegt an dem physikalischen Prinzip.	3-6 Mio / System*km,	Niedrig, da keine Wartung und Überwachung; geringe Übertragungsverluste	GIL ist komplett geschweißtes System, kennt keine Muffen	Herstellung d. Schweißverbindungen vor Ort 100% Qualitätskontrolle der Schweißnäht ist Standard. Gute und seit Jahrzehnten bewährtes Frühwarnsystem zur Schadensvermeidung mit Dichtewächtern vorhanden. Schnelle Reparatur durch genaue Fehlerortung bei internen Überschlagen durch Lichtbogenortungssystem.	Grundsätzlich können größere Längen erreicht werden. Die maximale Länge bis zur erforderlichen Kompensation ist 60-80 km. Ist jedoch von Netzparametern abhängig und muß projektbezogen berechnet werden.	Verlegung von GIL wie Pipeline. Von daher bieten sich Pipelinetrassen an	Rohrdurchmesser etwa 0,5 m. Für ein dreiphasiges System werden 4,5 m benötigt.	Schutzstreifen 10 bis 20 m; muss frei von Bäumen und tiefen Wurzel sein. Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten.	Sehr hohe Leistungen: 2 GW bei 400 kV AC, 3 GW 550 kV AC und 6 GW bei 800 kV AC. In Abschnitten als Teilstrecke einer Freileitung und für große Längen einsetzbar. Hohe Energiebündelung in einer Trasse Kombination mit Verkehr (Tunnel und Brücken) möglich wegen geringer EMF, keine Auswirkungen im Fehlfall (interner Lichtbogen wirkt nicht nach außen) und Betriebssicherheit.	Wie alle unterirdisch verlegten System sind die Verlegekosten höher als bei Freileitungen. Dieser Kostenunterschied für unterirdische Systeme wird mit steigender Übertragsleistung, bzw. Betriebsspannung bezogen auf die Freileitungen geringer.	Die erste AC-GIL ging 1974 bei 400 kV in Betrieb und läuft weiterhin fehlerfrei. Diese Erfahrung deckt sich mit anderen Herstellern weltweit. Bisher sind mehr als 250 km Rohrlänge in Betrieb.	Die Verlegezeit für ein GIL läßt sich durch parallelisieren der Arbeitsorte auf den gewünschten Zeitrahmen einstellen. Eine 50 km lange GIL kann somit in einer Bauzeit von 3 Jahren abgeschlossen werden. Siehe CIGRE Bericht Nr. 351.	Erste tunnelverlegte GIL 1974 in Schluchsee, Schwarzwald. Erste erdverlegte 132 kV GIL in Joshua Falls, USA, 1976. Erste mischgasisolierte GIL in PALEXPO, Genf, Schweiz, 2001 Erste 400 kV erdverlegte GIL in Kelsterbach, Deutschland. Erste DC GIS in Japan in 1998;
550 kV AC		Die höhere Spannungsebene wird durch eine Veränderung des Mischgases erreicht werden. Kein größerer Durchmesser.			3-6 Mio / System*km												
3000 MVA					X Mio / System*km												
800 kV AC		Durchmesser erhöht sich von 500 mm bei 400/550 kV auf 650 mm bei 800 kV. Das sind nur 30% Durchmessererhöhung bei einer Spannungs-(leistung-) verdopplung.			Hier kann von Siemens kein Wert genannt werden, da die Anlage von einem amerikanischen Hersteller in China gebaut wurde. Als Abschätzung können entsprechend dem Durchmessererhältnis (500 zu 650 mm) etwa 30% Mehrkosten angesehen werden.												
6000 MVA																	

Literatur

- [1] entsprechend Art. 20 Abs. 1 Grundgesetz (GG)
- [2] gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 i.V.m. Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 GG (GG-Änderung vom 28.06.2006, BGBl. I S. 2034 – s.a. Art. 30f., 70 ff. GG).
- [3] gemäß Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 GG
- [4] gemäß Art. 72 Abs. 3 Satz 23 GG
- [5] Gesetz zur Änderung des Raumordnungsrechts und anderer Gesetze (Ge-ROG) vom 22.12.2008 (BGBl. I S. 2986)
- [6] gemäß den §§ 72 ff. des Verwaltungsverfahrensgesetzes des Bundes (VwVfG) sowie den identischen landesgesetzlichen Vorschriften
- [7] im Sinne des § 35 VwVfG
- [8] § 17 Abs. 1 und 2 i.V.m. § 26 Abs.1 und 4 ROG
- [9] §§ 18, 23 ROG
- [10] Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025
- [11] Wikipedia
- [12] DB Netz AG: Eisenbahnnetz Europas mit zugelassenen Geschwindigkeiten der Züge
- [13] Bundesfernstraßengesetz
- [14] Mineralölwirtschaftsverband e.V.
- [15] Pressenotiz BDEW, 22.03.2010 und Publikationen der Transportnetzbetreiber
- [16] ABB: Feasibility-Study for Converting 380-kV AC Lines to Hybrid AC/DC-Lines, EPRI HVDC and FACTS Conference 2009, USA
- [17] renewable energy outlook, Jack Mccall, AMFC, Rise of the superconductor part 2, Sept./Oct. 2009
- [18] Nexans
- [19] Diverse Literaturangaben zu Investitionen für VSC-HGÜ-Anlagen, Wirtschaftlichkeitsvergleich der geschlossenen und offenen Bauweise in großstädtischen Gebieten (Bewag AG, GuD Consult GmbH)
- [20] Wirtschaftlichkeitsvergleich der geschlossenen und offenen Bauweise in großstädtischen Gebieten (Bewag AG, GuD Consult GmbH)
- [21] G.L.P. Aanhaanen Eindhoven, 27th of March 2006
- [22] Grafik ZfK, Februar 2010
- [23] IWR-Firmennetzwerk
- [24] EWIS (European Wind Integration Study), Interim Report Juli 2008
- [25] Bundesnetzagentur
- [26] BMU 2010: Erneuerbare Energie in Zahlen
- [27] Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11.August 2010
- [28] Sonne Wind & Wärme 04/2010, Martha-Lux Steiner Helmholtz-Zentrum Berlin, NLER: A.T. Kearney
- [29] Photon September 2002
- [30] BMU: Entwicklung der erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009,März 2010
- [31] ETG: Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr - lassen sich die Vorgaben im Stromsektor erreichen?, Juni 2009
- [32] Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Ausgabe 2/2002, Global Link
- [33] www.wendezeit.ch/pumpspeicherung-pumpspeicherkraftwerke-problematik-gewinn
- [34] Handelsblatt, Wirtschaft/Unternehmen, 31.03.2010
- [35] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): 100 % erneuerbare Energie bis 2050, 5. Mai 2010
- [36] Information Senergy Econnect
- [37] Stark G.: Energieübertragung mit HGÜ-Technologie und Projektbeispiele, Beitrag zur ETG-Fachtagung „Transport von elektrischer Energie mit Freileitungen und Kabeln“, ETH Zürich, 2. April 2009
- [38] renewable energy outlook, Jack Mccall, AMFC, Rise of the superconductor part 2, Sept./Oct. 2009
- [39] ABB-Publikation
- [40] Siemens Workshop HVDC Transmission, 27. November 2008

- [41] www.ipltechnology.com und Vattenfall-Information
- [42] ABB
- [43] Siemens: HGÜ-Verbindung in China
- [44] Adapa, R. (ed.): Advanced HVDC Systems at ± 800 kV and Above, Electric Power Research Institute (EPRI) Report 1013857, November 2007
- [45] Nach DKE/VDE

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
Telefax 069 6312925
<http://www.vde.com>
E-Mail service@vde.com

