

Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien

**Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit**

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
izes@izes.de
www.izes.de

BET GmbH
Büro für Energiewirtschaft und tech-
nische Planung
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Tel.: +49-(0)241-47062-0
Fax: +49-(0) 241-47062-600
info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

PowerEngS
Institut für elektrische Energiesysteme
Hochschule für Technik und
Wirtschaft des Saarlandes
Goebenstraße 40
66117 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-5867-360
Fax: +49-(0)681-5867-42
michael.igel@htw-saarland.de
www.powerengs.de

Bearbeitung:

**Prof. Dr. Uwe Leprich
Hermann Guss
Katja Weiler**

**Dr.-Ing. Michael Ritzau
Dr.-Ing. Uwe Macharey**

**Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Johannes Diegler**

Saarbrücken, den 20.06.2011

Redaktionsschluss: 24.02.2011

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzzusammenfassung	1
2	Netzausbau und Akzeptanzprobleme.....	4
3	Systematische Darstellung gesetzlicher Rahmenbedingungen und relevanter technischer Normen.....	6
3.1	Raumordnungsgesetz.....	7
3.2	Baugesetzbuch	7
3.3	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung.....	8
3.4	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen	8
3.4.1	Novellierung des EnLAG.....	9
3.5	Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde.....	9
3.6	Verwaltungsverfahrensgesetz und Verwaltungsgerichtsordnung	9
3.7	Bundesimmissionsschutzgesetz und 26. Bundesimmissionsschutzverordnung	10
3.8	Bundesnaturschutzgesetz.....	10
3.9	Natura 2000	11
3.10	Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien	11
3.11	DIN EN 50341, Freileitungen über AC 45 kV	12
3.12	DIN EN 50182 2001: Leiter für Freileitungen	13
3.13	Übersicht Normen zu Höchstspannungskabeln	13
4	Bestandsaufnahme der elektrischen Energieübertragung und –verteilung in Deutschland.....	15
4.1	Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen	16
4.2	Stand der 380-kV-Freileitungsübertragung in Deutschland	20
4.3	Überblick über Auslegung und Bemessung von Erdkabeltrassen.....	22
4.4	Stand der 380-kV-Erdkabelübertragung in Deutschland.....	23
5	Integration der beiden unterschiedlichen Technologien in den Netzbetrieb	27
5.1	Thermische Übertragungskapazität von Freileitung und Kabeln.....	27
5.1.1	Thermische Übertragungskapazität von Freileitungen.....	27
5.1.2	Thermische Übertragungskapazität von Kabeln	27
5.2	Begrenzende Faktoren der Übertragungskapazität von Kabeln und Freileitungen.....	31

5.3	Umweltwirkungen von Kabeln und Freileitungen	33
5.4	Physikalische Auswirkung der Realisierung von Kabeltrassen im Vergleich zu Freileitungstrassen.....	36
5.5	Analyse von Statistiken zu Ausfallhäufigkeit und -dauer	36
5.5.1	VDN-Zuverlässigkeitskenndaten.....	38
5.5.2	Zuverlässigkeitskenndaten der Cigré	39
5.6	Auswirkung auf Netzschutztechnik sowie die Auswirkung auf die Kurzschlussortung	39
5.6.1	Netzschutztechnik in der Höchstspannungsebene	39
5.6.2	Automatische Wiedereinschaltung.....	44
5.7	Bewertung der Übertragungstechnologien.....	45
6	Ermittlung des Reifegrads von Erdkabeln	47
6.1.1	Reifegrad Kabel	47
6.1.2	Reifegrad Kabel-Muffe	47
6.1.3	Reifegrad Kompensationsanlagen	48
7	Aufstellen eines Kostenvergleichs zwischen den Technologien.....	49
7.1	Trassenvarianten und Investitionskosten	51
7.1.1	Investitionskosten der Freileitungsvarianten	51
7.1.2	Investitionskosten der Teilverkabelungsvarianten.....	52
7.1.3	Zusammenfassende vergleichende Darstellung der Investitionskosten	56
7.2	Übertragungsverluste und Verlustkosten	58
7.3	Zwischenfazit	61
8	Gesamtwirtschaftliche Betrachtung im energiewirtschaftlichen Kontext.....	62
8.1	Netzausbau im Jahr 2010 und darüber hinaus	62
8.2	Genehmigungsverfahren, deren Praxis und Studien zum Netzausbau.....	63
8.2.1	Genehmigungsablauf zum Neubau von Freileitungen und Erdkabeln im 380-kV Höchstspannungsbereich	63
8.2.2	Betrachte Zeitabläufe der EnLAG-Pilottrassen	72
8.2.3	Studien zum Netzausbau	76
8.3	Abschätzung der Kosten für eine 1-jährige Verzögerung des Netzausbaus und Kostenvergleich zwischen verzögerten Freileitungsausbau und unverzögerten Ausbau mit Teilverkabelung.....	78
8.3.1	Kosten für Engpässe im Übertragungsnetz	78

8.3.2	Schätzung der Kosten für eine 1-jährige Verzögerung im Jahr 2020....	82
8.3.3	Kostenvergleich verzögerte Freileitungstrasse zu unverzögerter Trasse mit Teilverkabelung.....	89
8.4	Ergebnisdiskussion und Ausblick.....	93

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Ausgewählte Begriffe der Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen	17
Abbildung 4-2: Beispiel eines 380-kV-Freileitungsmastes (Donaumast) [ERM07] .	19
Abbildung 4-3: Querschnitt eines ACSR Leiters.....	20
Abbildung 4-4: Kabelgraben (in m) [Osw05].....	22
Abbildung 4-5: Grabenprofil für 2 Kabelsysteme (in m, links Kabel und rechts Leerrohre für ein zusätzliches Kabel-System) [Osw05].....	22
Abbildung 4-6: Kabeltrasse [Amprion GmbH]	23
Abbildung 5-1: Unterschied der thermischen Übertragungskapazität von erdverlegten Kabeln und Freileitungen [Cig04]	29
Abbildung 5-2 Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 °C Leitertemperatur, 15 °C Umgebungstemperatur, Cross-Bonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{TH} = 2,5 \text{ Km/W}$ [Osw05].....	30
Abbildung 5-3 Thermische Grenzleistung 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90°C Leitertemperatur, 15°C Umgebungstemperatur, Cross-Bonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{TH} = 1,2 \text{ Km/W}$ [Osw05].....	30
Abbildung 5-4 Elektr. Feldstärke und magn. Flussdichte unter einer Freileitung (2 Systeme) in 1 m Höhe über dem Erdboden quer zur Trassenrichtung am Ort des größten Seildurchgangs. Min. Leiter-Boden-Abstand 12 m [FEM08].....	35
Abbildung 5-5: Breite einer Kabeltrasse in der Bau- und Betriebsphase [DEN06]....	36
Abbildung 5-6: Schutz Höchstspannungskabelstrecke	39
Abbildung 5-7: Auslösekennlinie eines Differenzialschutzes [Ige10]	40
Abbildung 5-8: Fehlerabhängigkeit	41
Abbildung 5-9: Auslösekennlinie.....	42
Abbildung 5-10: Staffelkennlinie Distanzschutz	43
Abbildung 5-11: Richtungserkennung.....	43
Abbildung 6-1: Badewannenfunktion	48
Abbildung 7-1: Regionenbild Deutschland, Regionenbezeichnungen nach ENTSO-E [DEN10]	49
Abbildung 7-2: Spezifische Investitionskosten von reinen Freileitungstrassen.....	50
Abbildung 7-3: Spezifische Investitionskosten von Kabeltrassen bei Vollverkabelung	51

Abbildung 7-4: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 2 Kabelsysteme	53
Abbildung 7-5: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 3 Kabelsysteme	54
Abbildung 7-6: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 4 Kabelsysteme	55
Abbildung 7-7: Gesamtinvestitionskosten [Mio. €] der Übertragungsvarianten.....	57
Abbildung 7-8: Spezifische Investitionskosten [€/km · MVA] der Übertragungsvarianten	58
Abbildung 8-1: Ablauf des Raumordnungsverfahrens Ganderkesee – St. Hülfe	72
Abbildung 8-2: Zeitverteilung des Raumordnungsverfahrens Ganderkesee – St. Hülfe	73
Abbildung 8-3: Ablauf des Raumordnungsverfahrens Wahle - Mecklar	74
Abbildung 8-4: Zeitverteilung des Raumordnungsverfahrens Wahle - Mecklar	74
Abbildung 8-5: Vergleich der Zeiträume für die Erstellung der Planungs- und Genehmigungsverfahren der dargestellten Raumordnungsverfahren	75
Abbildung 8-6: Zahlungsflüsse bei EEG-Einspeisung	79
Abbildung 8-7: Zahlungsflüsse bei Einspeisemanagement nach § 11 EEG	80
Abbildung 8-8: Zahlungsflüsse bei Engpassmanagement nach § 13 (2) EnWG	81
Abbildung 8-9: Betrachtungsraum und ENTSOE-E Regionen ([DEN10, S. 258]).....	82
Abbildung 8-10: Installierte EEG-Anlagen PLZ-2 Gebiet 2009	83
Abbildung 8-11: Nicht übertragbare Strommengen im Jahr 2020 nach Dena Netzstudie II ([DEN10], S. 258 & S.473).....	84
Abbildung 8-12: Windeinspeisung im PLZ-2 Gebiet im Jahr 2020.....	85
Abbildung 8-13: Nicht übertragbare Strommenge im PLZ-2 Gebiet im Jahr 2020....	85
Abbildung 8-14: Installierte Leistung in MW je Region 2020 nach Dena Netzstudie II ([DEN10], S. 262)	86
Abbildung 8-15: Installierte konventionelle Kraftwerke und deren wahrscheinliche Abregelung	87
Abbildung 8-16: Nicht übertragbare konventionelle und erneuerbare Strommenge .	87
Abbildung 8-17: Strompreisprognose auf Basis von Grenzkosten [BET10].....	88
Abbildung 8-18: Nicht übertragbare Leistung im PLZ-2 Gebiet und übertragbare Leistung bei Neubau zweier Trassen	89
Abbildung 8-19: Ergebnisse für die 265/35-Leiterseilvarianten.....	91
Abbildung 8-20: Ergebnisse für die 385/35-Leiterseilvarianten.....	92
Abbildung 8-21: Ergebnisse für die 560/50-Leiterseilvarianten.....	92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Mindestabstände im Feld und am Mast ([DIN02], S. 79)	18
Tabelle 4-2: Mindestabstände zum Boden abseits von Gebäuden, Straßen, Eisenbahnen und schiffbaren Wasserstraßen ([DIN02], S. 80)	18
Tabelle 4-3: Kennwerte ausgewählter ACSR Leitungsseile und deren maximale Übertragungsleistung	21
Tabelle 4-4: Höchstspannungskabelstrecken	24
Tabelle 4-5: Betriebsgrößen Freileitung/Kabel [Osw05]	25
Tabelle 5-1 Kennwerte ausgewählter ACSR Leitungsseile und deren maximale Übertragungsleistung	34
Tabelle 5-2: Zuverlässigkeitskenndaten VDN	38
Tabelle 7-1: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 1	53
Tabelle 7-2: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 2	54
Tabelle 7-3: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 3	54
Tabelle 7-4: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 4	55
Tabelle 7-5: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 5	55
Tabelle 7-6: Investitionskostenvergleich der Übertragungsvarianten	56
Tabelle 7-7: Vergleich der Übertragungsverluste der untersuchten Varianten	60
Tabelle 7-8: Vergleich der Übertragungsverluste bei + 20 % Übertragungskapazität	61
Tabelle 8-1: Ausschnitte an beschleunigenden Elementen	71
Tabelle 8-2: Ausschnitte an verzögernden Elementen	71
Tabelle 8-3: Kostenvergleich einer 1-jährig verzögerten Freileitungstrasse zu einer teilverkabelten Trasse ohne Verzögerung	90

Formelverzeichnis

$m = \frac{1}{24 \cdot I_{\max}} \cdot \int_{t1=0h}^{t2=24h} i(t) \cdot dt$ (4.1)	25
$Q_C = \omega C' \cdot l \cdot U_n^2$ (5.1)	31
$I_C = \omega C' \cdot l \cdot U_n / \sqrt{3}$ (5.2)	31
$Q_L = 3\omega L' \cdot l \cdot I^2$ (5.3)	31
$Q = Q_L - Q_C$ (5.4)	32
$I_{\text{nat}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_W}$ (5.5)	32
$P_{\text{nat}} = U_n \cdot I_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_W}$ (5.6)	32
$\frac{1}{\mu} \cdot \text{rot } \vec{B} = 0$ (5.7)	32
$B = \mu \cdot \frac{I}{2\pi r}$ (5.8)	32
$K_{DL} \approx 60 + 0,4U_N + 0,4 \sqrt[4]{n_2} \cdot A_{Al}$ (7.1)	51
$P'_{VI} = 3 \frac{R'}{n} I_L^2$ (7.2)	58
$R' = R'_{20} [1 + \alpha(T - 20)]$ (7.3)	58
$W'_{VI} = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} P'_{VI}(t) \cdot dt$ (7.4)	59
$W'_{VI} = P'_{VI, \max} \cdot T_V$ (7.5)	59
$T_V = \frac{1}{T_0 \cdot I_{\max}^2} \cdot \int_0^{T_0} I_L^2(t) \cdot dt$ (7.6)	59
$P_{VU} = n_S \cdot G' \cdot l \cdot U_n^2$ (7.7)	59
$P'_{IC} = \frac{R'_L}{n} I_C^2$ (7.8)	59
$K_{Engpass} = K_{Regelenergie} + K_{Redispatch} + W_{EEG} \cdot P_{Intraday} + K_{Schadensersatz}$ (8.1)	81

$$P_{t,2020} = \left(2 \cdot \frac{P_{t,2008}}{P_{\max,2008}} - \left(\frac{P_{t,2008}}{P_{\max,2008}} \right)^2 \right) \cdot P_{inst,2020} \cdot \frac{P_{\max,2008}}{P_{inst,2008}} \quad (8.2) \dots\dots\dots 84$$

$$K_{Engpass} = W_{konv} \cdot \Delta p_{konv} + W_{EEG} \cdot (p_{dayahead} + \Delta p_{konv}) \quad (8.3) \dots\dots\dots 88$$

Abkürzungsverzeichnis

ϵ_r	relative Dielektrizitätszahl
φ_{ZL}	Impedanzwinkel
€	Euro
°C	Grad Celsius
μT	Mikrotesla
A	Ampere
a	Leiterachsenabstand
ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union
Abs.	Absatz
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
AKW	Atomkraftwerk
Al	Aluminium
Alu.	Aluminium
APG	Austrian Power Grid
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus- Ausführungsverordnung
AusglMechv	Ausgleichsmechanismusverordnung
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BauBG	Baugesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasser- wirtschaft
BEWAG	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts- Aktiengesellschaft
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzgl.	bezüglich
ca.	circa

Cigré	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
C _{LE}	Leiter-Erde-Kapazität
C _{LL}	Leiter-Leiter-Kapazität
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Cu	Kupfer
d.h.	das heißt
dB	Dezibel
Dena	Deutsche Energieagentur
DIN	Deutsche Industrienorm
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EN	Europäische Norm
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EVU-Last	Lastgang mit einem Belastungsgrad von 0,7
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
f	folgende
FFH-RL	Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie
FNN	Forum Netztechnik/ Netzbetrieb
GIL	Gas isolierte Rohrleiter
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GVBl	Gesetz- und Verordnungsblatt
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
i.A.	im Allgemeinen
i.a.R.	in aller Regel
I _{Basis}	Basisstrom

I_c	lokale Blindleistungskompensation
I_{diff}	Differenzstrom
IEC	International Electrotechnical Commission
inkl.	inklusive
I_{rest}	Haltestrom
K	Kelvin
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kN	Kilonewton
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	Meter
mH	Millihenry
min	Minute
Mio.	Millionen
mm	Millimeter
ms	Millisekunden
MVA	Megavoltampere
Mvar	Megavar
MW	Megawatt
m Ω	Milliohm
Nds.	Niedersächsisch
nF	Nanofarad
NNA	Nationale Normative Festlegungen
nS	Nanosiemens
PLZ	Postleitzahl
P_{nat}	natürliche Leistung
P_V	Übertragungsverluste
R	Wirkwiderstand
R_F	Fehlerwiderstand
ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk

s	Sekunde
S.	Seite
sog.	Sogenannt
St	Stahl
St.	Sankt
t	Tonnen
TA	Technische Anleitung
TEN-E	Transeuropäische Energienetze
T_V	Jahresverluststundenzahl
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
UCTE	L'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité
U_N	Nennspannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber
VEAG	Vattenfall Europe AG
vgl.	vergleiche
VORIS	Vorschrifteninformationssystem
VPE	vernetztes Polyethylen
VSch-RL	Vogelschutz-Richtlinie
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
VwVfg	Verwaltungsverfahrensgesetz
X_k	Kurzschlussreaktanz
X_L	Leitungsreaktanz
z.B.	zum Beispiel
\underline{Z}_k	Kurzschlussimpedanz
\underline{Z}_L	Leitungsimpedanz
\underline{Z}_W	Wellenwiderstand
Ω	Ohm

1 Kurzzusammenfassung

Der zielstrebige Ausbau der Erneuerbaren Energien führt zwangsweise zu Veränderungen in unserem bestehenden Stromsystem. Ein Aspekt dieses Wandels ist die Anpassung der Netzinfrastruktur an die neuen Anforderungen. Bereits heute zeigen sich Engpässe bei der Übertragung von Windenergie aus den nördlichen und nordöstlichen Netzgebieten in die südlicheren Verbrauchszentren, die eine zeitweilige Reduzierung der Einspeiseleistung der betroffenen Anlagen unumgänglich machen. Um diese und zukünftige Netzengpässe zu verhindern, ist der gezielte Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig. Spätestens seit Veröffentlichung der Dena Netzstudie I im Februar 2005 ist die Thematik in Fachkreisen und in betroffenen Teilen der Öffentlichkeit präsent.

Der Gesetzgeber hat im August 2009 auf den notwendigen, aber bisher stockenden Netzausbau reagiert. Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde ein Bedarfsplan für vierundzwanzig Übertragungsleitungen erstellt. Dieser legt den vordringlichen Bedarf, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und die Vereinbarkeit dieser Leitungen mit dem § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) fest. Diese verbindliche Festsetzung hat eine reduzierte Prüftiefe für die benötigten Planfeststellungsverfahren zur Folge und soll somit zu Beschleunigungen bei der Planung und Genehmigung der benötigten Trassen führen. Daneben wurde der Rechtsweg gegen Behördenentscheidungen in den vordringlichen Fällen verkürzt und erst- und letztinstanzlich dem Bundesverwaltungsgericht zugewiesen.

Aufgrund der geringen Kosten werden für neue Übertragungsleitungen üblicherweise Freileitungen eingesetzt. Wegen Bedenken der Öffentlichkeit gegen den Einfluss auf die menschliche Gesundheit, die Natur und auf das Landschaftsbild, steht die Genehmigung von Freileitungstrassen verstärkt in der Diskussion. Eine Alternative zu nicht-isolierten, oberirdischen Leitungen sind im Boden verlegte Erdkabel. Sie werden von Teilen der Öffentlichkeit bevorzugt, was sich gegebenenfalls beschleunigend auf die Genehmigungen vom Netzausbau auswirken kann. Dem gegenüber stehen höhere spezifische Investitionskosten im Vergleich zu Freileitungen.

In der vorliegenden Studie wird die Frage nach dem rentablen Einsatz von Freileitungen unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien untersucht. Dafür wurde der Fokus auf die Ausbauthematik im 380kV-Übertragungsnetz gesetzt. Für die Untersuchung wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie technischen Normen der Übertragungsalternativen (Freileitung/Erdkabel) sondiert und dargestellt. In einer Bestandsaufnahme wurden die aktuelle elektrische Energieübertragung in Deutschland und die Integration von Freileitungen und Erdkabeln in den bestehenden Netzbetrieb betrachtet. Dabei wurde auf deren thermische Übertragungskapazitäten, Umwelteinflüsse, Zuverlässigkeitskennzahlen und deren Auswirkungen auf die Netzschutztechnik eingegangen und eine kurze Abschätzung des Reifegrades der Erdkabeltechnologie unternommen.

Im rein technischen Vergleich besitzt die Freileitung gegenüber der Erdverkabelung einige Vorteile: Sie besitzt eine höhere thermische Übertragungskapazität, kürzere Bauzeiten, und durch einen einfachen Zugriff sind Reparaturen bei einem Störfall

schneller durchführbar. Im praktischen Betrieb sind diese Vorteile jedoch zu relativieren.

Die thermisch höhere Übertragungskapazität von Freileitungen wird durch eine bessere Wärmeabfuhr an die umgebende Luft ermöglicht, Erdkabel können Ihre Wärme hingegen nur eingeschränkt an den Erdboden abgeben. Im realen Betrieb werden Stromtrassen jedoch nie dauerhaft im Bereich der höchsten theoretischen Belastbarkeit betrieben. Darüber hinaus ist je nach Freileitungsvariante die maximale Übertragungskapazität aus netztechnischen Gründen beschränkt. Zudem unterscheiden sich Erdkabel gegenüber Freileitungen durch höhere thermische Überlastbarkeiten, durch welche zeitlich beschränkt höhere Übertragungskapazitäten sichergestellt werden können. Ein Vergleich einzelner technischer Daten, wie der Übertragungskapazität, ist daher zu kurz gegriffen und muss im Zusammenhang des Betriebsregimes des Netzes bzw. des zeitlichen Verlaufs der zu übertragenden Leistungen gesehen werden.

Zwar sind Freileitungstrassen im Bau etwa doppelt so schnell zu realisieren, wie erdverkabelte Trassen, bei Betrachtung von Teilverkabelungen spielt dies jedoch selten eine Rolle. Geht man davon aus, dass bei einer Teilverkabelung der Anteil der Freileitung deutlich über 50 % an der Gesamttrasse liegt, ist eine Verlängerung der Bauzeit durch Verwendung von Erdkabeln auszuschließen, da bei parallelen Arbeiten an Freileitung und Erdkabeln die Bauzeit durch die Fertigstellung der gesamten Freileitungsabschnitte bestimmt wird.

Durch die bisher geringe Verbreitung von Erdkabeln im 380kV-Übertragungsnetz (2009: 20.131 km Freileitung/70 km Erdkabel) existiert in Deutschland noch keine annähernd repräsentative Ausfallstatistik für deren Einsatz. In einer umfassenderen Studie des Cigré (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) zeigt sich für Erdkabel eine geringere Ausfallrate mit einer um ein Vielfaches höheren Ausfalldauer. Als Datenbasis liegen aber auch hier vergleichsweise wenige Ereignisse vor (40 Ausfälle bei 1.800 km Kabel). Das bisher erste 380-kV-VPE-Kabel (vernetztes Polyethylen, derzeitiger Stand der Technik im Kabelbau) wurde erst Ende der 90er Jahre in Berlin verlegt. Bis heute ist noch kein Fall bekannt, in dem eine Störung durch Versagen der Isolierung des Kabels verursacht wurde. Ausfälle von Kabeln sind derzeit vor allem durch externe Einwirkungen (z. B. Bagger) zu erwarten. Eine Schwachstelle von Kabelstrecken liegt in den Verbindungsstellen der einzelnen Kabelabschnitte (Muffen). Dort können durch Montagefehler, hauptsächlich in der Anfangszeit des Betriebs, gehäuft Ausfälle vorkommen. Nach dieser Phase kann davon ausgegangen werden, dass erst zum Ende der Lebensdauer vermehrt Störungen auftreten (Badewannenkurve).

Für die Ermittlung der Nutzenschwelle für den Einsatz von Erdkabeln wurden in einem ersten Schritt verschiedene Freileitungsvarianten (68 km Länge) und deren adäquat teilverkabelte Pendants (60 km Freileitung, 2 Kabelabschnitte mit 3 km und 5 km Länge) ermittelt, sowie deren Investitions- und Verlustkosten berechnet und verglichen. Im Vergleich sind die Investitionskosten der teilverkabelten Trassen um das 1,6 bis 2,4-fache höher als bei der reinen Freileitungslösung. Durch die Teilverkabelung reduzieren sich allerdings die Verlustkosten um ca. 10 %.

Unter der Prämisse der höheren Akzeptanz von Erdkabeln, und daher beschleunigten Genehmigung neuer Übertragungstrassen, wurde im zweiten Schritt ein zukünftiger 1-jähriger Netzengpass abgeschätzt und dessen Kosten bewertet. Basierend auf den Untersuchungen der Dena Netzstudie II wurde ein Engpass in Nordwestdeutschland im Jahr 2020 betrachtet. Die Kosten dieses Engpasses wurden dann den jeweiligen Freileitungsvarianten zugeschrieben.

In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung aller Kosten (Investition/Übertragungsverluste/Netzengpass) zeigt sich, dass bei einer unterstellten 1-jährigen Beschleunigung des Netzausbaus durch Teilverkabelungen die betrachteten Kosten denen des reinen Ausbaus mit Freileitungen gleichzusetzen sind. Dabei sind die durch den 1-jährigen Engpass zu erwartenden Mehrkosten entscheidend. In den betrachteten Ausbauvarianten überwiegt der zeitliche Vorteil einer Teilverkabelung von Übertragungstrassen gegenüber denen zusätzlicher Investitionskosten.

Praktisch muss dies jedoch einzelfallbezogen ermittelt werden, da in Abhängigkeit von der Trasse die zusätzlichen Kosten für eine Teilverkabelung variieren und je nach Projekt unterschiedliche Betrachtungshorizonte vorliegen. Diese gesamtwirtschaftliche Betrachtungssystematik sollte jedoch ohne großen Mehraufwand im Rahmen von bereits stattfindenden Bedarfsrechnungen für den zukünftigen Netzausbau, wie z. B. den Dena Netzstudien, möglich sein. Für eine monetäre Bewertung ist es erforderlich, die Opportunitätskosten des verzögerten Netzausbaus, d.h. die Kosten der nicht übertragbaren elektrischen Arbeit, zu bestimmen. Die in der Studie angewendete Methode kann daher als Grundlage für zukünftige umfassendere Kostenvergleiche verschiedener Übertragungsvarianten verwendet werden.

2 Netzausbau und Akzeptanzprobleme

Der zielstrebige und durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesicherte Ausbau der erneuerbaren Energien führt zwangsweise zu Veränderungen in unserem bestehenden Stromsystem. Ein Aspekt dieses Wandels ist die Anpassung der Netzinfrastruktur an die neuen Anforderungen. Bereits heute zeigen sich Engpässe bei der Übertragung von Windenergie aus den nördlichen und nordöstlichen Netzgebieten in die südlicheren Verbrauchszentren. Im Jahr 2009 wurden 74 GWh an Strom aus erneuerbarer Erzeugung (0,1% der EEG-Einspeisung, zu 99,8 % Windkraftstrom) abgeregelt, wovon 21 GWh wegen Engpässen in vorgelagerten Netzen nicht durchgeleitet werden konnten (vgl. [BNA10], S. 29). Um diese und zukünftige Netzengpässe zu verhindern, ist der Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig. Diese Erkenntnis ist nicht neu. Spätestens seit Veröffentlichung der Dena Netzstudie I im Februar 2005 ist die Thematik in Fachkreisen und in betroffenen Teilen der Öffentlichkeit präsent (vgl. [DEN05]).

Der Gesetzgeber hat im August 2009 auf den notwendigen, aber bisher stockenden Netzausbau reagiert. Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde ein Bedarfsplan für vierundzwanzig Übertragungsleitungen erstellt. Dieser legt den vordringlichen Bedarf, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und die Vereinbarkeit dieser Leitungen mit dem § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) fest. Diese verbindliche Festsetzung hat eine reduzierte Prüftiefe für die benötigten Planfeststellungsverfahren zur Folge und soll somit zu Beschleunigungen bei der Planung und Genehmigung der benötigten Trassen führen. Daneben wurde der Rechtsweg gegen Behördenentscheidungen in den vordringlichen Fällen verkürzt und erst- und letztinstanzlich dem Bundesverwaltungsgericht zugewiesen.

Klassischerweise werden für neue Übertragungsleitungen Freileitungen eingesetzt. Wegen Bedenken der Öffentlichkeit gegen den Einfluss von Freileitungen auf die menschliche Gesundheit, die Natur und auf das Landschaftsbild steht die Genehmigung von Freileitungstrassen verstärkt in der Diskussion. Eine kontrovers diskutierte Alternative zu den Freileitungen sind Erdkabel.¹ Sie werden von Teilen der Öffentlichkeit bevorzugt (vgl. [Sch10], S. 2), stehen jedoch in dem Ruf, um ein Vielfaches teurer zu sein. Daraus abgeleitet existiert die Idee, der Einsatz von Erdkabeln könnte beschleunigend auf die Genehmigungen zum Netzausbau wirken. Konsequenterweise wird dies die Frage nach den akzeptablen Mehrkosten für den Einsatz von Erdkabeln auf.

Diese Frage nach den akzeptablen Mehrkosten wird in der vorliegenden Studie genauer untersucht. Dafür wurden die in Kapitel 3 dargestellten gesetzlichen Rahmenbedingungen und technischen Normen sondiert. In Kapitel 4 hat eine Bestandsaufnahme der elektrischen Energieübertragung in Deutschland stattgefunden. Diese

¹ Vgl. die Forderungen auf den Homepages verschiedener Bürgerinitiativen bi-megamasten.de, walter-norbert.de, vorsicht-hochspannung.com, vorsicht-freileitung.de und die übergreifenden Arbeiten des Forums Netzintegration der Deutschen Umwelthilfe (vgl. forum-netzintegration.de).

beinhaltet die Auslegung und Bemessung von Freileitungs- und Erdkabeltrassen und stellt den Stand dieser in Deutschland dar.

Nachfolgend wird in Kapitel 5 die Integration der unterschiedlichen Übertragungstechnologien (Freileitung/Erdkabel) in den bestehenden Netzbetrieb betrachtet. Dabei werden auf deren thermische Übertragungskapazitäten, Umweltauswirkungen, Zuverlässigkeitskennzahlen und deren Auswirkungen auf die Netzschutztechnik eingegangen. In Kapitel 6 wird eine kurze Abschätzung des Reifegrades der Erdkabeltechnologie unternommen.

Die darauf folgenden Kapitel 7 und 8 beinhalten die wesentlichen Punkte zur Beantwortung der Frage, welche Kosten bei beschleunigender Wirkung durch Erdkabel akzeptabel sind. Hierbei werden in Kapitel 7 verschiedene Freileitungsvarianten und die dazu adäquaten teilverkabelten Pendants ermittelt, sowie deren Investitions- und Verlustkosten berechnet und verglichen.

Im Kapitel 8 werden die nötigen Genehmigungsverfahren für den Ausbau von Übertragungstrassen und deren Praxis am Beispiel der EnLAG-Pilotrassen für den Einsatz von Erdkabeln untersucht. Daneben werden die zur Freileitungs- oder Erdkabelproblematik berücksichtigten Studien kurz beschrieben. Folgend werden die Kosten für einen zukünftigen Engpass im Übertragungsnetz ermittelt und exemplarisch für Nordwestdeutschland im Jahr 2020 geschätzt. Abschließend wird diese Kostenschätzung zusammen mit den Ergebnissen aus Kapitel 7 für den Kostenvergleich zwischen einer verzögerten Freileitungstrasse und einer nicht verzögerten Erdkabellösungen verwendet und bewertet.

3 Systematische Darstellung gesetzlicher Rahmenbedingungen und relevanter technischer Normen

In den folgenden Abschnitten werden die für die Studie relevanten gesetzlichen Rahmenbedingungen und privatwirtschaftlichen Normen vorgestellt. Die Errichtung, der Bau und die Änderung von Freileitungen/Erdkabel auf Hoch- und Höchstspannungsebene unterliegen einem komplexen Regelungskatalog, der unmittelbaren Einfluss auf die Netzausbaurealisierung nimmt. Zur Beschleunigung des Netzausbaus erließ die Bundesregierung im Jahr 2009 ein Novellierungspaket, das neben dem Erlass des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG), wesentliche Änderungen u. a. im Energiewirtschaftsrecht und der Verwaltungsgerichtsordnung mit sich führte. Eine erste Novellierung erfährt derzeit das EnLAG, um erneut konkretisierend auf die Rechtslage zur Erdverkabelung auf Hoch- und Höchstspannungsebene einzuwirken.

Die Errichtung, Betrieb und Änderung von Hoch und Höchstspannungsenergieleitungen -als Freileitung oder Erdkabel- unterliegt der raumordnerischen Prüfung (Raumordnungsverfahren) als auch der vorhabenbezogenen Genehmigung (Planfeststellungsverfahren). Im Raumordnungsverfahren wird geprüft, ob das Vorhaben als raumbedeutsam einzustufen ist und mit den Erfordernissen der Raumordnung in Einklang steht. Weiterhin ist eine Abstimmung aller raumbedeutsamen Vorhaben innerhalb des Raumes zu treffen. Das Verfahren ist im Raumordnungsgesetz (ROG) niedergeschrieben. Das Ergebnis (Landesplanerische Feststellung) fließt als Gutachten in das anschließende Vorhaben bezogene Genehmigungsverfahren (Planfeststellungsverfahren) zur Errichtung, Betrieb und Änderung von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland ein. Das Planfeststellungsverfahren für Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene erfolgt nach dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Zur Errichtung, dem Betrieb und Änderung von Erdkabelleitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene wird der Genehmigungsprozess nach dem EnWG über das EnLAG eröffnet, so dass erstmalig auch diese ein Planfeststellungsverfahren nach dem EnWG durchlaufen können. Bis dato steht das Instrument der Planfeststellung jedoch erst vier gesetzlich benannten Pilotstrecken zur Erdverkabelung/ Teilverkabelung zur Verfügung. Das Planfeststellungsverfahren prüft die erforderlichen Einzelfachgenehmigungen der beteiligten Fachreferate wie Emissionsschutz, Wasser, Naturschutz, Baurecht, etc. mit ab (Konzentrationswirkung), so dass die multiplen öffentlichen Einzelgenehmigungen entfallen. Dies beinhaltet per se die Prüfung der einschlägigen Landes-, Bundes und EU-Vorschriften der jeweiligen Fachbereiche.

Die wesentlichen Aspekte des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) liegen in der vorrangigen Abnahme, Verbreitung und der Vergütung des Stroms sowie in den Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber, falls ihre Anlagen durch Erzeugungsmanagement gedrosselt werden. Zusätzlich wird deutlich, dass das Erzeugungsmanagement nicht als einziger Ansatz gegen Netzengpässe eingesetzt werden darf, sondern dass die Optimierung, die Verstärkung oder der Ausbau des Netzes nach dem Stand der Technik unverzüglich umgesetzt werden müssen, um einen erhöhten Übertragungsbedarf zu decken.

Neben den öffentlich-rechtlichen Anforderungen sind die technischen und wirtschaftlichen Normen der Privatwirtschaft zum Netzausbau zu befolgen. Die im Rahmen der vorliegenden Studie wesentlichen Fachnormen für die Höchstspannungswechselstromübertragung mit Freileitungen sind DIN EN 50341 (Freileitungen über AC 45kV) und DIN EN 50182:2001 (Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten). Anhand der in DIN EN 50341 genannten Werte, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen, kann unter anderem der notwendige Flächenbedarf einer Freileitungstrasse abgeschätzt werden. Die in DIN EN 50182 genannten Werte hinsichtlich der thermischen Dauerbelastbarkeit eines Leiterseils können als Referenz für die theoretisch maximal zu übertragene Leistung im (n-1)-sicheren Netzbetrieb herangezogen werden. Weiterhin entsprechen Leiterseile gemäß DIN EN 50182 dem gegenwärtigen Stand der elektrischen Energieübertragung und -verteilung mit Freileitungsseilen in Deutschland. Für die Bemessung, Konstruktion, Ausführung und Betrieb von Höchstspannungskabelanlagen gelten DIN/VDE Fachnormen und normative IEC (International Electrotechnical Commission) Vorschriften. Diese werden nach der Behandlung der Gesetzesvorschriften und der Normen für die Freileitung unter 3.1 dargestellt.

3.1 Raumordnungsgesetz (ROG)

(„ROG vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist“)

Zur Umsetzung energiepolitischer Zielsetzungen sowie zur Harmonisierung mit den gesamtträumlichen Zielen steht die Raumplanung als landesplanerisches Instrument zur Verfügung. Die Energieversorgung ist als raumbeanspruchende Planung in der Raumordnung definiert und ist demnach keine Energiewirtschaftsplanung. Sie wird im Rahmen der Querschnittsplanung in der Raumordnung behandelt. In den Raumordnungsplänen werden insbesondere Regelungen zu sichernden Standorten und Trassen für die Infrastruktur getroffen. Der Bau von Hochspannungsfreileitungen oder Trassen für die Verlegung von Erdkabeln ist nach § 3 Nr.6 ROG als raumbedeutsame Maßnahme definiert. Beim Errichten, Betrieb oder Ändern von Leitungen im Höchstspannungsbereich prüft die für die Raumordnung zuständige Landesbehörde in einem besonderen Verfahren (Raumordnungsverfahren) die Raumverträglichkeit raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen. Die Zielvorgaben der Raumordnungspläne sind für die Behörden und Träger öffentlicher Belange verbindliche Grundlagen der weiteren Planung.

3.2 Baugesetzbuch (BauGB)

(„BauGB in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist“)

Die landesplanerische Festlegung als Ergebnis des Raumordnungsverfahrens zum Ausbau von Erdkabeln/ Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene wirken auf die in der Planungshierarchie konkretisierenden Pläne ein. Die Bauleitpläne und

Flächennutzungspläne als vorbereitender Bebauungsplan sind in Anpassung an die Ziele der Raumordnung zu entwickeln. Die Anforderungen bestehen nach § 1 Abs.6 BauGB aus der Ermittlung der sozialen, kulturellen und Wohnbedürfnisse der Bevölkerung, sowie die Belange der Baukultur, des Umwelt- und Naturschutzes und der Landespflege, Belange von Land- und Forstwirtschaft sowie der Versorgung mit Energie und Wasser sind zu berücksichtigen (Abwägungsbelange).

3.3 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)

(„EnWG vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. November 2010 (BGBl. I S. 1483) geändert worden ist“)

Das EnWG bildet das Rückgrat für einen leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen. „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ nach § 1 Abs. 1 EnWG. Demnach sind deutsche Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, ihre Netze nach den Vorschriften des EnWG auszulegen und zu betreiben. Die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen erfolgt unter Berücksichtigung von Teil 5 – Planfeststellung, Wegenutzung EnWG. Nach § 43 Satz 1 Nr. 1 EnWG bedürfen die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von mehr als 110 kV der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde. Das Planfeststellungsverfahren erfolgt nach den §§ 72 bis 78 des Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) mit den in §§ 43a bis 43e EnWG genauer geregelten Maßgaben. Bei planfestgestellten Erdkabeln sind die Mehrkosten als nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 21a Abs. 2 S. 3 EnWG definiert.

3.4 Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG)

(„EnLAG vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870)“)

Zum beschleunigten Ausbau der Energieleitungen auf Höchstspannungsebene ist im EnLAG ein Bedarfsplan festgelegt, der 24 designierten Vorhaben einen vordringlichen Bedarf, ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihre Vereinbarkeit mit den Zielen aus § 1 EnWG per Gesetz zuweist. Die Vorhaben wurden anhand der Dena Netzstudie I und der TEN-E-Leitlinie ermittelt. Bestimmte Leitungen können auch ausdrücklich als Erdkabelleitungen (Pilotvorhaben) verlegt werden, sofern Abstandsvorschriften bei Höchstspannungsfreileitungen zu Wohngebäuden nicht eingehalten werden können. Bei Teilverkabelungen muss ein technisch und wirtschaftlich effizienter Teilabschnitt vorliegen, der eine Mindestlänge von 3 km aufweist. Das EnLAG definiert vier Strecken, die als Erdkabel auf der Höchstspannungsebene als Pilotvorhaben errichtet, betrieben oder geändert werden können. Zur Genehmigung kann per lege das Planfeststellungsverfahren nach dem EnWG durchgeführt werden. Die verbindliche Festsetzung (Bedarfsplan) reduziert vorweg die Prüftiefe im Planfeststel-

lungsverfahren. Der Bedarfsplan unterliegt alle 5 Jahre einer Anpassungsprüfung und einem Erfahrungsbericht, die dem Bundestag vorzulegen sind. Die Mehrkosten für die Errichtung, Betrieb und Änderung von Erdkabeln unterliegen einem bundesweiten Ausgleich. Der gerichtliche Rechtsschutz zur Überprüfung der Behördenentscheidungen liegt in konzentrierter Form vor, so dass die erst- und letztinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichtshofs nach § 50 Abs. 1 Nr.6 VwGO greift.

3.4.1 Novellierung des EnLAG

(„Bestätigung des Bundesrats vom 11. Februar 2011 zur Entscheidung des Bundestages vom 27. Januar 2011 zur Novelle des Energieleitungsausbaugesetzes.“)

Die Erstfassung des EnLAG, dessen Regelungsgegenstand die Option zum Erdkabelausbau auf den designierten vier Pilotstrecken vorgibt, wird durch die Novellierung in dem Maße konkretisiert, dass die designierten Pilotstrecken sowie die Strecke Thüringer Wald/ Querung des Rennstegs auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern ist. Die Voraussetzungen zu den Abständen zur Wohnbebauung bleiben bestehen. Die zuständige Landesbehörde kann nunmehr Anordnungen zur Erdverkabelung treffen.

3.5 Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz/ außer Kraft)

(„Vom 13. Dezember 2007 (Nds. GVBl. Nr.40/2007 S.709) - VORIS 75300“-außer Kraft)

Das Landesgesetz wurde am 13.12.2010 im niedersächsischen Landtag erlassen und am 21.08.2009 durch das Inkrafttreten des EnLAG außer Kraft gesetzt. Aufgrund der damals nicht abschließenden Regelung des Energiewirtschaftsrechts zum Netzausbau wurden erstmalig weitergehende Regelungen auf Landesebene zur Erdverkabelung getroffen. Wesentlicher Regelungsgehalt war die Option der Planfeststellung für Erdkabel über 110 kV unter der Voraussetzung, dass technisch und wirtschaftlich sinnvolle Teilabschnitte unter Wahrung bestimmter Mindestabständen zu Wohngebäuden eingehalten werden. Das Landesgesetz wurde durch die Verabschiedung des EnLAG auf Bundesebene außer Kraft gesetzt.

3.6 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) und Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO)

(„VwVfG in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 des Gesetzes vom 14. August 2009 (BGBl. I S. 2827) geändert worden ist“)

("VwGO in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2010 (BGBl. I S. 2248) geändert worden ist")

Der Anwendungsbereich des Verwaltungsverfahrensrechts gilt für die öffentlich-rechtliche Verwaltungstätigkeit von Behörden soweit Spezialnormen hierzu keine konkreteren Regelungen vorzeigen. Das Verwaltungsverfahrensgesetz beinhaltet Vorschriften über das Planfeststellungsverfahren, wobei die Spezialregelungen des EnWG zum Planfeststellungsverfahren das VwVfG durchbrechen. Die Regelungen zum Verwaltungsprozessrecht werden in der Verwaltungsgerichtsordnung festgelegt, die den Verwaltungsrechtsweg, die Klage und Antragsarten sowie Rechtsmittel und Rechtsbehelfe beschreiben. Zur Beschleunigung des Ausbaus der Hoch- und Höchstspannungsnetze wurde der dreistufige Rechtsweg auf einen erstinstanzlichen Weg reduziert, so dass im ersten Rechtszug das Oberverwaltungsgericht über Streitbarkeiten entscheidet zur Genehmigung von Freileitungen und Erdkabel auf Hoch- und Höchstspannungsebene.

3.7 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (26. BImSchV)

(„BImSchG in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist“)

(„26. BImSchV über elektromagnetische Felder vom 16. Dezember 1996 (BGBl. I S. 1966)“)

Der Ausbau von Erdkabeln/ Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene unterliegt den Anforderungen für Anlagen, die Geräusche und Strahlen hervorrufen gemäß § 2 Abs.1, § 3 BImSchG. Zur Abwehr und Vorsorge bestehender oder bevorstehender Gefahren sind bei genehmigungsbedürftigen Anlagen Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen. Insbesondere sind fortschrittliche Verfahren umzusetzen, die die Auswirkungen auf die Umwelt verringern oder vermeiden gemäß § 3 Abs.6 BImSchG. Dies wird von der zuständigen Fachbehörde des Genehmigungsverfahrens (Konzentrationswirkung des Planfeststellungsverfahrens) im "Benehmen" mit der zuständigen Naturschutzbehörde durchgeführt. Die Prüfanforderungen für Umweltauswirkungen von Erdkabeln/ Freileitungen wird in der 26. BImSchV beschrieben.

3.8 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)

(„BNatSchG vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542“)

Die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von Erdkabeln/ Freileitungen stellen nach § 19 ff. BNatSchG einen Eingriff in den Naturhaushalt dar und sind nach dem Verursacherprinzip vorrangig zu vermeiden, unvermeidbare Beeinträchtigungen

durch Maßnahmen des Natur- und Landschaftsschutzes auszugleichen oder in sonstiger Weise zu kompensieren (Ersatzmaßnahmen). Die Folgen des Eingriffes und deren Kompensationsmaßnahmen sind in der Planungsphase zu ermitteln und zu bewerten (Abwägung). Bei der Planung von Energieanlagen ist der Landschaftsverbrauch und die –zerschneidung so gering wie möglich zu halten (Berücksichtigung der natürlichen Landschaftsstrukturen) gemäß § 2 Abs.1 und 12. Dies wird von der zuständigen Fachbehörde des Genehmigungsverfahrens (Konzentrationswirkung des Planfeststellungsverfahrens) im "Benehmen" mit der zuständigen Naturschutzbehörde durchgeführt. Eine Ausweisung schützenswerter Arten (Pflanzen und Tiere) wird in der Bundesartenschutzverordnung erfasst.

3.9 Natura 2000

(„RICHTLINIE 92/43/EWG DES RATES vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen ABl. L 206 vom 22.7.1992, S. 7“)

(„RICHTLINIE DES RATES vom 2. April 1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten (79/409/EWG) (ABl. L 103 vom 25.4.1979, S. 1“)

Die Ausweisung von Schutzgebieten zur Erhaltung der biologischen Vielfalt in der EU, die für bestimmte Arten und Lebensräume festgelegt sind (Flora-Fauna Habitat Richtlinie/ FFH-RL) sowie von Schutzgebieten der Vogelschutzrichtlinie (VSch-RL) bilden zusammen das Netzwerk Natura 2000. Die erschwerte Zulässigkeit von Vorhaben innerhalb dieser Schutzgebiete wird von der zuständigen Fachbehörde des Genehmigungsverfahrens (Konzentrationswirkung des Planfeststellungsverfahrens) im "Benehmen" mit der zuständigen Naturschutzbehörde durchgeführt.

3.10 Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG)

(„EEG vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I S. 3074) ist außer Kraft getreten“)

Der wesentliche Schritt der Bundesregierung zur Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland erfolgte durch die Ratifizierung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) im Jahre 2004. Gemäß EEG2004 und der Novelle von 2006 ist der Anteil bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5% und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20% zu erhöhen. Mit der Novelle von 2009 „verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30% und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen“. Nach dem EEG erfolgt der Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien² und aus Grubengas an die elektrischen

² Erneuerbare Energien sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Energieversorgungsnetze in Deutschland vorrangig. Außerdem werden die vorrangige Abnahme, Verbreitung und die Vergütung dieses Stroms sowie der bundesweite Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms im EEG geregelt. Einfluss auf die Höhe der Vergütung haben sowohl die Energiequelle und die Größe einer Anlage als auch der Zeitpunkt der Installation einer Anlage. Die Vergütung erfolgt degressiv. Je später eine Anlage in Betrieb genommen wird, desto geringer ist die Vergütung und deren Degressionswert ändert sich ebenso. Das EEG gibt vor, dass Anlagenbetreiber in einem vereinbarten Umfang oder entsprechend der genannten Vergütung entschädigt werden, falls ihre Anlagen durch Erzeugungsmanagement gedrosselt werden. Die anfallenden Kosten sind umlagefähig. „Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen“ nach § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG. Es gilt jedoch auch, dass „der Netzbetreiber nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist“ nach § 9 Abs. 3 EEG.

3.11 DIN EN 50341, Freileitungen über AC 45 kV

Durch DIN EN 50341 werden die allgemeinen Anforderungen festgelegt, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen. Die Einhaltung der Norm stellt unter anderem die Personensicherheit und den Betrieb einer Freileitung sicher und berücksichtigt Aspekte wie Umweltfragen und die Instandhaltung einer Freileitung.

DIN EN 50341 bezieht sich sowohl auf die Auslegung und Bemessung der Freileitung als auch auf die grundsätzliche Auswahl der Leiter („Leiter müssen aus runden oder geformten Drähten aus Aluminium oder Aluminiumlegierung hergestellt werden und können feuerverzinkte Strahldrähte oder aluminium-ummantelte Stahldrähte zur Erhöhung der Tragfähigkeit enthalten“ Teil 1, S.117). Die verwendeten Leiterseile sind nach DIN EN 50182:2001 (Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten) zu bemessen und auszuführen. Außerdem gelten für Deutschland hinsichtlich der zulässigen Maße und Werkstoffe folgende Normen, Teil 3-4:

- DIN EN 50183, Leiter für Freileitungen – Drähte aus Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierung; Deutsche Fassung EN 50183:2000.
- DIN EN 50189, Leiter für Freileitungen – Verzinkte Stahldrähte; Deutsche Fassung EN 50193:2000.
- DIN EN 60889, Hartgezogene Aluminiumdrähte für Leiter von Freileitungen (IEC 60889:1987); Deutsche Fassung EN 60889:1997.
- DIN EN 61232 – Aluminium-ummantelte Stahldrähte für die Elektrotechnik (IEC 61232:1993); Deutsche Fassung EN 61232:1995.
- DIN 48201-1, Leitungsseile – Seile aus Kupfer.

- DIN 48201-2, Leitungsseile – Seile aus Kupfer-Knetlegierung (Bz).
- DIN 48201-1, Leitungsseile – Seile aus Stahl.

3.12 DIN EN 50182 2001: Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten

DIN EN 50182:200 beschreibt die elektrischen und mechanischen Eigenschaften blanker elektrischer Leiter aus in wechselnden Richtungen konzentrisch verseilten runden Drähten. Angewendet wird die Norm auf Leiter, die aus einem der folgenden Werkstoffe oder einer Kombination dieser Werkstoffe hergestellt werden:

- hartgezogenes Aluminium nach EN 60889, bezeichnet mit AL1;
- Aluminiumlegierung nach EN 50183, bezeichnet mit AL2 bis AL7;
- verzinkte Stahldrähte nach EN 50189, bezeichnet nach Festigkeits- und Verzinkungsklassen: ST1A, ST2B, ST3D, ST4A, ST5E und ST6C;
- aluminiumummantelte Stahldrähte nach EN 61232, bezeichnet nach Klassen: 20SA (Klassen A und B), 27SA, 30SA und 40SA.

Unter anderem werden durch die Anforderungen an verseilte Leiter aus diesen Werkstoffen sowie notwendige Prüfungen vorgegeben. Es werden höchstzulässige Dauerströme beispielhaft genannt, bei denen eine Leiterseiltemperatur von 80°C erreicht wird. Eine Beschränkung des Leiterstroms ist notwendig, weil hartgezogene Aluminium bei höheren Temperaturen rekristallisiert und seine Festigkeit verliert.

Der in genannte höchstzulässige Dauerstrom, bei dem eine Leiterseiltemperatur von 80° erreicht wird, ist über Normwerte für die Umgebungsbedingungen definiert. Um eine Allgemeingültigkeit der Norm zu sichern, sind diese Werte an ungünstigen Umgebungsbedingungen orientiert. Die Normwerte liegen bei gleichzeitiger Annahme bei

- einer Windgeschwindigkeit quer zum Seil von $v_q = 0,6$ m/s,
- einer Umgebungstemperatur von $T_U = 35^\circ\text{C}$ sowie
- direkter Sonneneinstrahlung.

3.13 Übersicht Normen zu Höchstspannungskabeln

Bemessung, Konstruktion, Ausführung und Betrieb von Höchstspannungskabelanlagen erfolgen nach den aktuell geltenden DIN/VDE Normen. Hauptsächlich finden hier die DIN VDE 0101 (Errichten von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1kV) und die DIN/VDE 0105 (Betrieb von elektrischen Anlagen) Verwendung. Für die technische Auslegung von Höchstspannungskabelanlagen gelten folgende normative IEC (International Electrotechnical Commission) Vorschriften:

-
- IEC 60287-1-1 - Ed. 2.0

Titel:

Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General
(dt. Berechnung der Strombelastbarkeit von Kabeln)

- IEC 60853-3 - Ed. 1.0

Titel:

Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables - Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil
(dt. Berechnung der Strombelastbarkeit von Kabeln bei zyklischer Last und bei Notbetrieb - Teil 3: Faktor für zyklische Belastung für Kabel aller Spannungen mit dosierter Bodenaustrocknung)

- IEC 62067-am1 - Ed. 1.0

Titel:

Amendment 1 - Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ($U_m = 170$ kV) up to 500 kV ($U_m = 550$ kV) - Test methods and requirements

- IEC 62067- Ed. 1.1

Titel:

Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ($U_m = 170$ kV) up to 500 kV ($U_m = 550$ kV) - Test methods and requirements

(dt. Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 150 kV - Prüfverfahren und Anforderungen)

Während der Bau- und späteren Betriebsphase der Kabelanlage gelten weitere Vorschriften, z. B. die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998, die 26. BImSchV - Verordnung über elektromagnetische Felder vom 16. Dezember 1996, die DIN 1998:1978-05 (Unterbringung von Leitungen und Anlagen in öffentlichen Flächen) und die DIN 4124:2002-10 (Baugruben und Gräben. Böschungen - Verbau - Arbeitsraumbreiten).

4 Bestandsaufnahme der elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland

Das historisch gewachsene Konzept der elektrischen Energieübertragung sieht eine direkte Einspeisung aus Großkraftwerken in die Übertragungsnetze (380- und 220-kV) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und teilweise auch in die 110-kV-Netze vor. Die Großkraftwerke bzw. Grundleistungskraftwerke³ befinden sich traditionell nahe den Verbrauchsschwerpunkten. Dort ist die Netzinfrastruktur entsprechend hoch ausgebaut und verfügbar. Die 380-kV-Höchstspannungswechselstromübertragung erfolgt in Deutschland nahezu ausschließlich mit Freileitungen (20.131 km Freileitung/ 70 km Erdkabel [ENT09]). Der Einsatz von Erdkabeln oder Gas isolierten Leitern (GIL) beschränkt sich zurzeit auf Sonderlösungen für Trassen, an denen der Einsatz einer Freileitung praktisch nicht realisierbar war [Bae76, Hen98, Koc02, Tro06].

An die Mittelspannungsebene waren in der Vergangenheit keine nennenswerten Kraftwerkskapazitäten angeschlossen; es stellte sich im Allgemeinen ein Lastfluss gemäß einer Top-Down Erzeugungsstruktur ausgehend vom Kraftwerk zum Endverbraucher ein. Alle Schutz- und Sicherungseinrichtungen sind für diese Situation ausgelegt.

Wegen des verstärkten Zubaus und Anschlusses von regenerativen Energiewandlungsanlagen an lastschwachen Netzknoten der Mittel- und Hochspannungsebene, kommt es in Nord- und Nordostdeutschland - unter Berücksichtigung der geografischen Verteilung des Windenergieeinspeisepotenzials und des tatsächlichen bisherigen Ausbaus der Windenergie - bereits heute bei starker Einspeisung aus Windenergieanlagen zu einer Umkehrung des Lastflusses und zur Rückspeisung ins Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz. Durch den Ausbau der Offshore-Windenergie-Nutzung in der deutschen Nord- und Ostsee wird sich der Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien in Nord- und Nordostdeutschland verstärken.

Eine deutschlandweite Umverteilung der erneuerbaren Energien wird durch § 36 EEG geregelt. Strom aus EEG-Anlagen wird gemäß dem Anteil der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber an der bundesweiten Stromabgabe auf die vier Regelzonen umverteilt. Dies führt vor dem Hintergrund des Windenergieeinspeisepotenzials in Deutschland zwangsläufig zu einem Transfer von Nordost nach Südwest. Unter Berücksichtigung des (n-1)-sicheren Betriebs kann der geforderte horizontale Belastungsausgleich bereits heute im Starkwind/Schwachlastfall zeitweise nicht gewährleistet werden [Mau07], da Engpässe in den Übertragungsnetzen bestehen. Durch den weiteren Ausbau der Windenergienutzung, durch den internationalen Stromhandel sowie durch den erwarteten Neubau konventioneller Kraftwerke in Nord- und Nordostdeutschland wird das Risiko von Engpässen gesteigert.

³ Definition Grundleistungskraftwerk nach [Hau96]: Mit Grundleistungskraftwerk wird ein Kraftwerk mit geringen einsatzabhängigen Kosten und hohen jährlichen Ausnutzungsdauern bezeichnet. In Deutschland sind dies vor allem Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke.

Für diese zum Teil neuen Herausforderungen sind die Transportnetze in ihrer heutigen Form nur bedingt geeignet. Daher sind mittel- bis langfristig eine Anpassung der Übertragungskapazitäten sowie der Einsatz von den Netzbetrieb flexibilisierenden Maßnahmen erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden. In verschiedenen Studien und eigenen Analysen der Netzbetreiber wird ein massiver Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes in Deutschland und Europa abgeleitet, um dem veranschlagten Neu- und Ausbau der regenerativen Energien gerecht zu werden [u. a. DEN05, EWIS10].

Der Neubau von Freileitungen ist in Teilen der Gesellschaft umstritten. Neben Argumenten wie Landschaftszerstörung und Wertminderung von Grundstücken durch die Errichtung wird die gesundheitliche Beeinträchtigung infolge des Betriebs einer Freileitung angeführt. Zusätzlich verzögert eine aufwändige Genehmigungspraxis den Bau um mehrere Jahre [Hei09]. Beispiele aus der Praxis sind auf der 380-kV-Ebene die Trassen Wahle - Mecklar, Ganderkesee - St. Hülfe, Görries - Krümmel (so genannte Windsammelschiene) und auf der 110-kV-Ebene die Leitung Flensburg - Breklum, die maßgeblich zur Reduzierung des Einspeisemanagements führen soll.

Alternative Kabeltrassen werden dagegen von den Netzbetreibern zumeist mit den Argumenten einer deutlich höheren Betriebskomplexität, mangelnden Erfahrungen und zu hoher Investitionskosten abgelehnt. Daher kann der postulierte Netzausbau nicht mit der Anschlussrate von EEG-Anlagen Schritt halten, so dass zunehmend Netzengpässe entstehen können.

Als Alternative werden unter anderem in [DEN10] so genannte Flexibilisierungsmaßnahmen diskutiert. Hierbei kann es sich beispielsweise um den Austausch bestehender Leiterseile gegen Hochtemperaturfreileitungsseile oder den Einsatz eines Leiterseil-Temperatur-Monitorings zur dynamischen Anpassung der Übertragungskapazität (siehe auch Abschnitt 5.1) handeln. Eine Erhöhung der Übertragungskapazität mit Hochtemperaturfreileitungsseilen ohne Erhöhung der Freileitungsmasten ist praktisch nur möglich, wenn Leiterseile mit vergleichsweise neuen Leiterkern-Materialien eingesetzt werden. Diese befinden sich jedoch derzeit noch im Übergang von Pilotprojekten zu kommerziellen Produkten, so dass ein Einsatz auf der 380-kV-Netzebene in Deutschland insbesondere vor dem Hintergrund der Systemrelevanz zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht erwartet wird.

4.1 Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen

Die Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen erfolgt unter Berücksichtigung von inneren und äußeren Mindestabständen gemäß ([DIN02], S. 76ff). Innere Abstände sind demnach

„Abstände zwischen den Außenleitern und geerdeten Teilen, z. B. Tragwerkselementen aus Stahl und Erdseilen, und auch solche zwischen den Außenleitern. Auch Abstände zu anderen Stromkreisen auf dem gleichen Stützpunkt sind eingeschlossen.“ [DIN02]

Äußere Abstände sind

„Alle Abstände, die nicht „innere Abstände“ sind. Sie umfassen die Abstände zum Gelände, zu Straßen, Gebäuden und Anlagen (wenn sie durch nationale Regeln zugelassen sind) und zu Objekten, die sich auf ihnen befinden können.“ [DIN02]

Innere Abstände müssen so bemessen sein, dass eine annehmbare Festigkeit erreicht wird, um Überspannungen standzuhalten. Äußere Abstände dienen zum Schutz gegen die Gefahr durch Überschläge. Dieser Schutz gilt für die allgemeine Öffentlichkeit, für Personen, die in der Nähe der Freileitung arbeiten und für Personen, die das Netz instand halten (gilt nicht für das Arbeiten unter Spannung).

Abbildung 4-1 zeigt eine Veranschaulichung von ausgewählten Begriffen der Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen

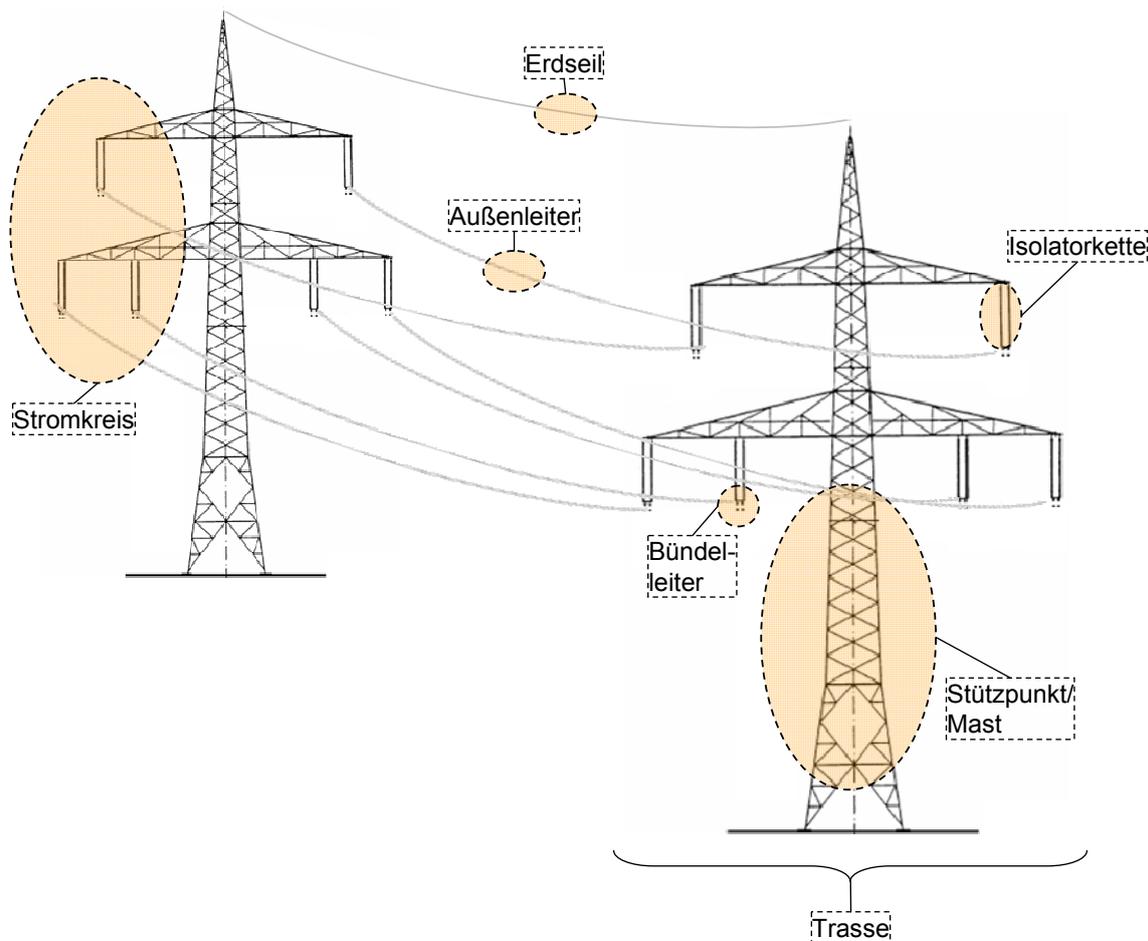


Abbildung 4-1: Ausgewählte Begriffe der Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen

Bei der Einhaltung der inneren und äußeren Abstände sind auch die Einwirkungen durch Wind- und Eislast auf Freileitungen sowie deren thermische Belastung zu be-

achten. Nach Vorgabe durch [DIN02] ergeben sich damit die in Tabelle 4-1 genannten Werte für die inneren Abstände.

Lastfall	Abstände im Feld und am Mast [m]				Bemerkungen
	Im Feld		Am Mast		
	Außenleiter - Außenleiter	Außenleiter - Erdseil	Zwischen den Leitern und/oder Stromkreisen	Zwischen Leitern und geerdeten Teilen	
höchste Leiter-temperatur	3,2	2,8	3,2	2,8	Belastungszustand ohne Wind
Eislast	3,2	2,8	3,2	2,8	Belastungszustand ohne Wind
Windlast, außer extremer Windlast	2,4	2,1	2,4	2,1	Wegen der geringen Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens einer Überspannung in der Zeit während der Leiter durch Windbelastung ausgelenkt ist, kann der Abstand durch den Faktor 0,75 (NNA) vermindert werden
Extreme Windlasten	1,17	0,7	1,17	0,7	

Das am Mast höher hängende Erdseil darf nicht unter die Außenleiter durchhängen

Tabelle 4-1: Mindestabstände im Feld und am Mast ([DIN02], S. 79)

Exemplarisch zeigt Tabelle 4-2 geforderte äußere Abstände abseits von Gebäuden und den genannten Verkehrswegen.

Lastfall	Abstand zum Boden im Gelände ohne Hindernisse [m]		Abstand zu Bäume [m]			
	Übliches Bodenprofil	Felsen oder Steilhänge	Unter der Leitung		Neben der Leitung	
			Nicht besteigbare Bäume	Besteigbare Bäume	Nicht besteigbare Bäume (waagerechter Abstand)	Besteigbare Bäume (waagerechter Abstand)
höchste Leiter-temperatur	7,8	4,8	2,8	4,3	2,8	4,3
Eislast	7,8	4,8	2,8	4,3	2,8	4,3
Windlast	7,8	4,8	2,8	4,3	2,8	4,3
Bemerkungen	Gilt vor allem, damit Fahrzeuge bzw. Personen die Leitung sicher unterqueren können. Falls das bspw. im Steilhang ohnehin nicht möglich ist, kann der Abstand geringer sein.		Im Falle von Obstbäumen ist auch das gefahrlose Arbeiten auf einer Leiter zu berücksichtigen		Auch die Möglichkeit des Umfallens von Bäumen ist zu berücksichtigen.	

Tabelle 4-2: Mindestabstände zum Boden abseits von Gebäuden, Straßen, Eisenbahnen und schiffbaren Wasserstraßen ([DIN02], S. 80)

Zu berücksichtigen ist, dass die Mindestabstände für den größten Durchhang gelten. Dieser wird erwartet bei -5°C Leitertemperatur und Eislast nach [DIN02] oder bei höchster Auslegungstemperatur der Leiter ohne Eislast.

Die geforderten äußeren Abstände in anderen Bereichen liegen zum Teil noch deutlich über den Werten aus Tabelle 4-2. Beispiele hierfür sind die Überquerung von Straßen (8,8 m), Sportstätten allgemein (9,8 m), Schwimmbecken (10,8 m) und Tankstellen (12,8 m).

Neben den genannten Aspekten sind bei der Trassierung mögliche Geräuscentwicklungen, verursacht z. B. durch Korona, sowie maximale elektrische und magnetische Felder zu berücksichtigen (siehe auch Abschnitt 5.2 und 5.3).

Abbildung 4-2 zeigt eine Beispiel für einen 380-kV-Tragmast.

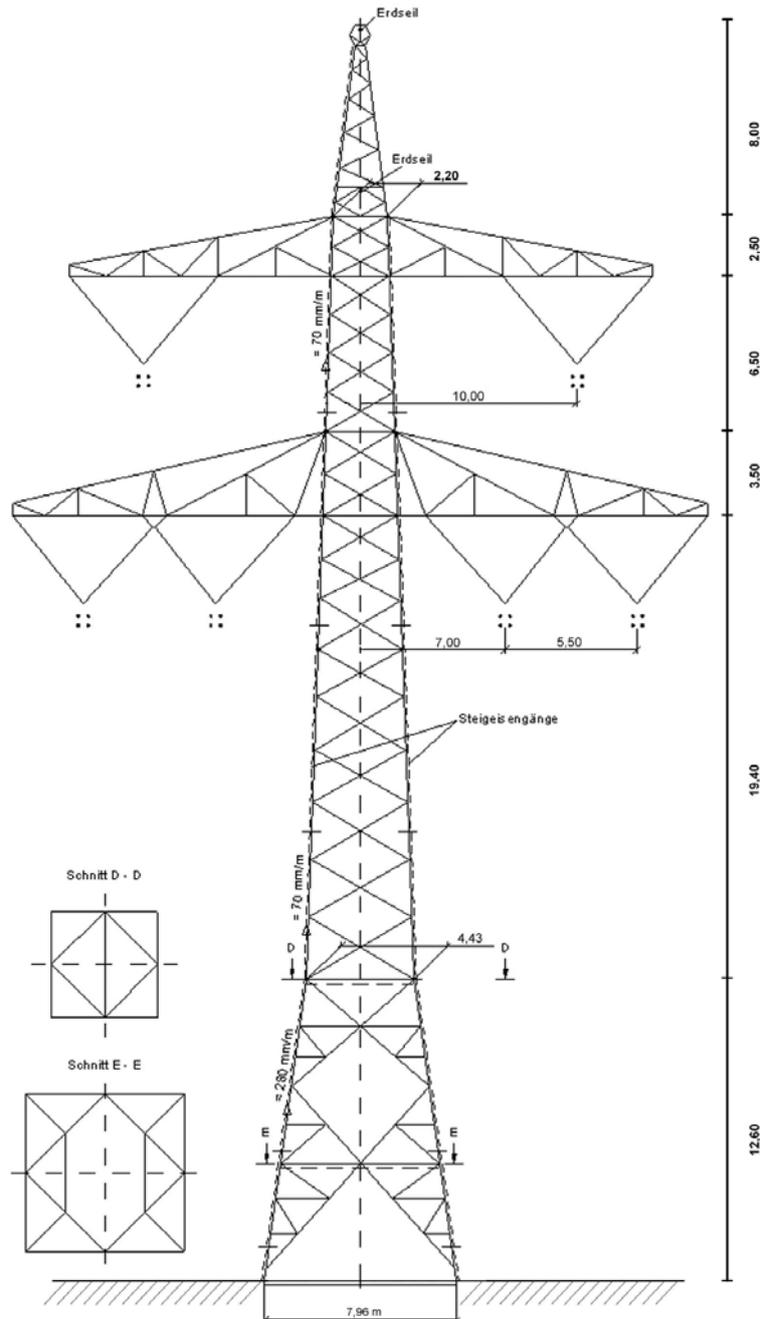


Abbildung 4-2: Beispiel eines 380-kV-Freileitungsmastes (Donaumast) [ERM07]

Zusätzlich zu der in Abbildung 4-2 erkennbaren Trassenbreite von etwa 50 m (unterhalb der Leitungen) wird ein Korridor entlang der Trasse benötigt, der eine Freileitung vor umstürzenden oder heranwachsenden Bäumen schützen soll. In diesem Korridor bestehen Aufwuchsbeschränkungen für Gehölzbestände. Der hieraus resultierende

Schutzstreifen (Schutzkorridor neben der Trasse sowie überspannte Trassenbreite) ist trassenspezifisch und liegt etwa in einer Größenordnung von 60 - 100 m.

4.2 Stand der 380-kV-Freileitungsübertragung in Deutschland

In Deutschland gelten konventionelle ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) Freileitungsseile bestehend aus Aluminiumleitern, die auf einem tragfähigen Stahlkern (Seele) aufgebracht werden, als Standard. Sowohl der Aluminiumleiter als auch der Stahlkern bestehen im Allgemeinen aus spiralförmig gewundenen Einzeldrähten mit kreisförmiger Grundfläche (Abbildung 4-3). Das Kernmaterial beeinflusst im Wesentlichen die mechanischen Eigenschaften. Die elektrischen Parameter hängen maßgeblich vom verwendeten Leitermaterial ab.

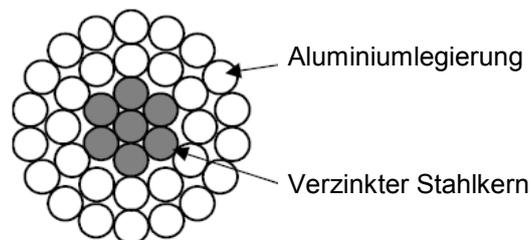


Abbildung 4-3: Querschnitt eines ACSR Leiters

Auf der 380-kV-Höchstspannungsebene werden bisher überwiegend 243-AL1/39-ST1A (beruhend auf einer Festlegung aus den 1950er Jahren durch die damalige Deutsche Verbundgesellschaft (DVG)) und 264-AL1/34-ST1A Leiterseile auf einem einheitlichen Masttyp Donaumast eingesetzt.

Aktuell wird bei Neubauprojekten auch der Einsatz von ACSR Leiterseile mit größerer Querschnittsfläche geplant. Dies gilt unter anderem für die geplante und im EnLAG erwähnte Neubautrasse zwischen Maade und Conneforde (Leiterseil: 565-AL1/72-ST1A) [EON08]. In der Dena Netzstudie I wird die Realisierung des notwendigen Netzausbaus mit 386-AL1/34-ST1A geplant (vgl. [DEN05], S.201). Als typische Beseilungen werden in der Dena Netzstudie II neben dem „klassischen“ 265/35-Al/St-Seil beispielhaft 562-AL1/49-ST1A verwendet (vgl. [DEN10], S.164).

Kennwerte der genannten ACSR Leitungsseile (243-AL1/39-ST1A, 264-AL1/34-ST1A, 386-AL1/34-ST1A und 562-AL1/49-ST1A) [DIN01] und deren maximale Übertragungsleistung werden in Tabelle 4-3 dargestellt.

			243-AL1 / 39-ST1A	264-AL1 / 34-ST1A	386-AL1 / 34-ST1A	562-AL1 / 49-ST1A
Querschnittsfläche	Aluminium	mm ²	243,2	263,7	386	561,7
	Stahl	mm ²	39,5	34,1	34,1	49,5

	Gesamt	mm ²	282,5	297,7	420,1	611,2
Anzahl der Drähte	Alu.		26	24	54	48
	Stahl		7	7	7	7
Draht-durchmesser	Aluminium	mm	3,45	3,74	3,2	3,86
	Stahl	mm	2,68	2,49	2,49	3,00
Durchmesser	Seele	mm	8,04	7,47	7,47	9,00
	Leiter	mm	21,8	22,4	26,7	32,2
Masse je Längeneinheit		kg/km	980,1	994,4	1333,6	1939,5
Rechnerische Bruchkraft		kN	85,12	81,04	102,56	146,28
Gleichstromwiderstand		Ω/km	0,1188	0,1095	0,0749	0,0515
Dauerstrombelastbarkeit		A	645	680	850	1040
Max. Übertragungsleistung für ein System		MVA	1698	1790	2238	2738

Tabelle 4-3: Kennwerte ausgewählter ACSR Leitungsseile und deren maximale Übertragungsleistung

Auf der Höchstspannungsebene werden standardmäßig Bündelleiter (Vierer-Bündel) eingesetzt. Bündelleiter bestehen aus Teilleitern, die durch Abstandhalter parallel zu einander geführt werden; d. h., der vorgegebene Abstand zwischen Teilleitern eines Bündelleiters im Spannfeld⁴ oder in der Stromschleife⁵ wird durch Abstandhalter gewahrt. Sie dienen dazu, dass der Querschnitt der Leitung erhöht wird und somit unter anderem zur Erhöhung der Strombelastbarkeit führt.

Für das elektrische Feld wirken Bündelleiter wie ein runder Einzelleiter mit relativ großem Radius (abhängig von Leiterabstand und der Anzahl der Bündel). Diese Maßnahme sorgt dafür, dass unter anderem die Leitungsinduktivität der Freileitungen geringer und die Leitungskapazität höher werden. Durch den resultierenden geringeren Wellenwiderstand ist eine höhere natürliche Leistung (siehe auch Absatz 5.2) für ein System zu erzielen. Darüber hinaus wird das elektrische Feld an der Leiteroberfläche reduziert, so dass eine Reduzierung der Koronaentladung und somit des Querableitwerts der Leitung erzielt wird.

⁴ Spannfeld: Bereich zwischen zwei Freileitungsmasten.

⁵ Verbindung zwischen zwei Spannfeldern am Abspannmast

4.3 Überblick über Auslegung und Bemessung von Erdkabeltrassen

Trassenprofile

In Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 [Osw05] sind die Abmessungen und die Auslegung eines Kabelgrabens für ein und für zwei Kabelsysteme (Drehstromsysteme) dargestellt. Bedingt durch die benötigte Wärmeabfuhr werden die Einleiterkabel in einer Ebene nebeneinander verlegt.

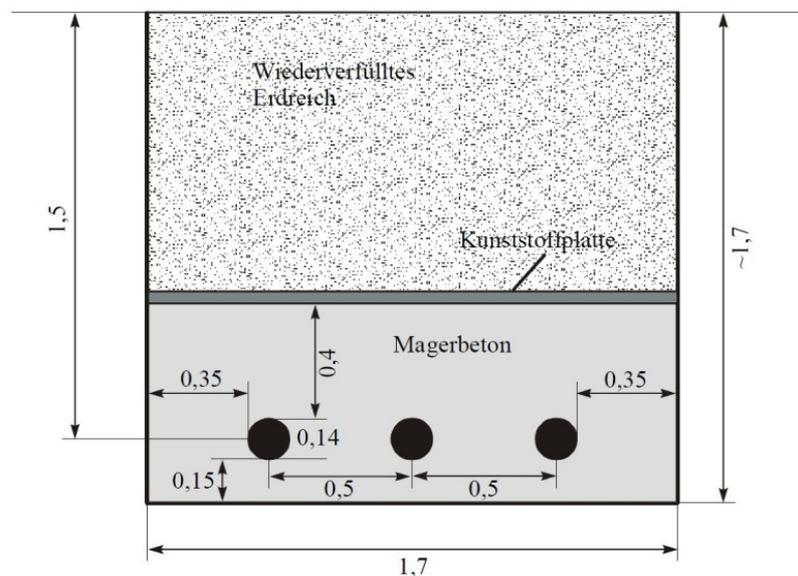


Abbildung 4-4: Kabelgraben (in m) [Osw05]

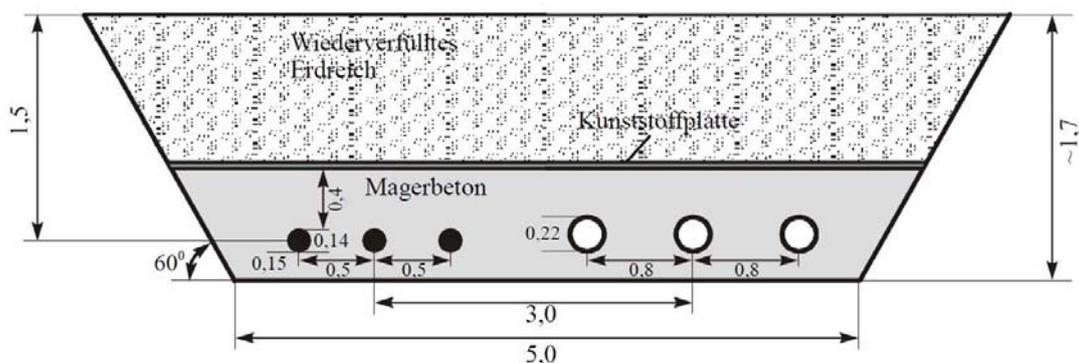


Abbildung 4-5: Grabenprofil für 2 Kabelsysteme (in m, links Kabel und rechts Leerrohre für ein zusätzliches Kabel-System) [Osw05]

Um das in der Erde liegende Kabel vor äußeren Einwirkungen (Störungseinflüssen) zu schützen, werden zusätzlich Kunststoffplatten oder Maschendraht und Warnbänder in der Trasse verlegt (siehe Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5). Für den Bau der Kabeltrasse gilt die in Kapitel 3.1 erwähnte DIN 4124.

Werden Kabel direkt in einem Rohr verlegt, verschlechtert sich die Wärmeabfuhr und die Abstände zwischen den Kabeln müssen größer gewählt werden.

Bettungsmaterial

Hochbelastete Hoch- und Höchstspannungskabel werden in der Regel mit sogenanntem thermisch stabilem Material umgeben, um eine partielle Bodenaustrocknung zu vermeiden (Umweltschutz) und um dadurch die Strombelastbarkeit zu erhöhen [Bra04, Bra09]. Das Bettungsmaterial besteht beispielsweise aus einer thermisch stabilem Material, welches z.B. als Sand-Kies- oder einer Sand-Zement-Mischung (Magerbeton), mit einer spezifischen Wärmeleitfähigkeit im ausgetrockneten Zustand von $\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$, ausgeführt wird [GDF08]. Es können auch für Sonderfällen (z. B. Kabeltrassen mit thermischen Engpässen) können spezielle hochwärmeleitfähige Spezialbetone mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 4,0 \text{ W/(K m)}$ eingesetzt werden.



Abbildung 4-6: Kabeltrasse [Amprion GmbH]

4.4 Stand der 380-kV-Erdkabelübertragung in Deutschland

Der Kabelanteil im deutschen Übertragungsnetz (380-kV- und 220-kV-Spannungsebene) beträgt ca. 0,3 % (ca. 100 km Leitungslänge). Der Großteil der Kabelstrecken befindet sich im städtischen Bereich (z. B. Berlin) oder in der Industrie (z. B. Kraftwerksanschluss an das Übertragungsnetz), wo die Errichtung und der Betrieb einer Freileitungstrasse aus räumlichen oder konstruktiven Gründen nicht möglich sind.

In Tabelle 4-4 sind einige deutsche HöS-Kabelstrecken aufgelistet (nur VPE-Kabel) [Noa08].

Ort	Querschnitt	Nennspannung	Länge
BEWAG, Berlin (Präqualifizierung)	1 x 1600 Cu	400	100
BEWAG, Berlin	1 x 1600 Cu	400	16.500
VEAG, Goldistahl	1 x 630 Cu	420	4.400
Neckarwerke Stuttgart	1 x 800 Cu	400	1.571
Bewag, Berlin	1 x 1600 Cu	400	20.500
Bewag, Berlin	1 x 1600 Cu	400	17.050
Bayernwerk AG München	1 x 800 Cu	220	429
Badenwerk AG, Karlsruhe	1 x 630 Cu	220	5.058
RWE Energie AG, Essen	2 x 630 Cu	220	15.138

Tabelle 4-4: Höchstspannungskabelstrecken

Kenngrößen von Höchstspannungskabeln

Kabel besitzen im Vergleich zu Freileitungen teils signifikant unterschiedliche elektrische und thermische Kenngrößen. In Tabelle 4-5 werden die Kenngrößen eines Kabels und einer Freileitung für die Konfiguration Nennspannung $U_n=380\text{kV}$, 1 Drehstromsystem [Osw05] verglichen. In der folgenden Betrachtung wird von einem VPE-Kabel der Nennspannung $U_n=380\text{kV}$ mit einem Leiterquerschnitt von 2500mm^2 ausgegangen.

Betriebskonstanten und Betriebsgrößen	Freileitung 4x264- AL1/34-ST1A	Kabel ¹⁾ 2XS(FL)2Y 1x...RM/50		
		1600	2000	2500
Leiterquerschnitt [mm^2]	1060	1600	2000	2500
Widerstandsbelag [$\text{m}\Omega/\text{km}$]	27,3 ²⁾	15,6 ³⁾	12,9 ³⁾	10,8 ³⁾
Reaktanzbelag [Ω/km]	0,254	0,2026	0,1956	0,1879
Induktivitätsbelag [mH/km]	0,81	0,6449	0,6226	0,5981
Kapazitätsbelag [nF/km]	14,2	205,1	228,4	245,9
Ableitungsbelag [nS/km]	17	tan $\delta=0,001$		
Ladestrom [A/km]	1	14,14	15,74	16,95
Ladeleistung [Mvar/km]	0,644	9,3	10,36	11,16
Wellenwiderstand [Ω]	239	56,1	52,2	49,3
Natürliche Leistung [MW]	604	2574	2766	2929
max. zul. Leitertemperatur [$^\circ\text{C}$]	80	90	90	90
Belastbarkeit bei $m^{4)} = 1$ [MVA]	1790	1023,5	1137,3	1249,2

Belastbarkeit bei m = 0,7 [MVA]		1236,1	1382,2	1525,7
Belastbarkeit bei m = 1 [A]	2720	1555	1728	1898
Belastbarkeit bei m = 0,7 [A]		1878	2100	2318

- 1) flach in 1,5 m Tiefe verlegt, thermische Bettung, 0,5 m Leiterabstand, Schirm beidseitig geerdet, Cross-Bonding, 90 °C Leitertemperatur und 15 °C Umgebungstemperatur
- 2) bei 20 °C
- 3) mit Zusatzwiderstand bei 90 °C Leitertemperatur
- 4) Belastungsgrad 0..1

Tabelle 4-5: Betriebsgrößen Freileitung/Kabel [Osw05]

Hinweis

Belastungsgrad m = 0,7 , EVU-Last

- Nach 10 Stunden Vollast (100 %) folgt periodisch eine mindestens gleich lange Last von 60 %.

Der Belastungsgrad ergibt sich allgemein über einen 24h Zeitraum wie folgt:

$$m = \frac{1}{24 \cdot I_{\max}} \cdot \int_{t1=0h}^{t2=24h} i(t) \cdot dt \quad (4.1)$$

mit I_{\max} als Tageshöchstwert der über 15 min gemittelten Lastspitzen

Wirkwiderstand

Kabel besitzen einen geringeren ohmschen Wirkwiderstand R als Freileitungen, da Kabel im Vergleich zu Freileitungen gleicher Übertragungsleistung einen größeren Querschnitt besitzen und als Leitermaterial Kupfer (bei Freileitungen i.A. Aluminium oder Aldrey) zum Einsatz kommt, welches eine höhere Leitfähigkeit als Aluminium besitzt. Der geringere Wirkwiderstand R führt dazu, dass die stromabhängigen Übertragungsverluste P_V bei einem Kabel bis zu 50 % geringer ausfallen als bei einer Freileitung.

Kapazitätsbelag, Blindleistungskompensation

Ein Nachteil von Kabeln wird bei dem Vergleich der Kapazitätsbeläge Leiter-Leiter-Kapazität C_{LL} und Leiter-Erd-Kapazität C_{LE} deutlich. Diese fallen im Vergleich zur Freileitung im Beispiel von Tabelle 4-5 um den Faktor 17, im Allgemeinen um eine Faktor im Bereich 10..100 größer. Die hohen Kapazitäten entstehen durch den geringen Isolierabstand bei Kabeln und die höhere relative Dielektrizitätszahl ϵ_r des festen Isolierstoffes (hier vernetztes Polyethylen). Diese Kapazitäten verursachen in Kabeln einen im Vergleich zu Freileitungen erheblich höheren kapazitiven Ladestrom I_C , welcher die maximale Übertragungsleistung von Kabeln gegenüber Freileitungen reduziert. Da die Kapazitäten mit der Kabellänge proportional ansteigen, ist bei einer Kabellänge von ca. 60 km eine induktive Kompensation des kapazitiven Ladestromes I_C (lokale Blindleistungskompensation) zwingend notwendig, um eine unzulässige Spannungsanhebung und damit einhergehende Gefährdungen von Personen und Betriebsmitteln zu vermeiden.

Ohne lokale Blindleistungskompensation würde die zur Spannungsabsenkung über die gesamte Kabelstrecke von einem Kraftwerk ausgehend zu transportierende Blindleistung die maximale Übertragungsleistung des Kabels deutlich reduzieren. Das Kabel würde somit unwirtschaftlich betrieben. Die lokale Blindleistungskompensation erfolgt mit Kompensationsspulen (induktive Kompensation), die üblicherweise am Kabelanfang, in der Mitte oder am Ende des Kabels angeschaltet werden.

Cross-Bonding

Um weitere Kabelverluste zu minimieren werden die Schirme der Kabel regelmäßig und nach bestimmten Abständen (z. B. nach 2-3 Muffen) gekreuzt (Cross-Bonding). Hierzu werden spezielle Kabelmuffen benötigt und oberirdische Zugangsmöglichkeiten für Wartungsarbeiten geschaffen (z. B. Cross-Bonding-Kästen).

5 Integration der beiden unterschiedlichen Technologien in den Netzbetrieb

5.1 Thermische Übertragungskapazität von Freileitung und Kabeln

5.1.1 Thermische Übertragungskapazität von Freileitungen

Die theoretisch maximale Übertragungskapazität heutiger Freileitungen ist im Wesentlichen begrenzt durch die Temperaturbeständigkeit [DIN01] und den zulässigen Durchhang der verwendeten Leiterseile ([DIN02], S. 76ff). Im Dauerbetrieb gilt nach den Normen eine maximal zulässige Leiterseiltemperatur für Verbundseilen aus Stahl/Aluminium von 80°C (siehe [DIN01] & [DIN02], S. 62). Die Begrenzung der Leitertemperatur ist wesentlich dadurch begründet, dass das verwendete hartgezogene Aluminium bei Temperaturen über 100°C rekristallisiert und seine Festigkeit verliert.

Die thermische Dauerstrombelastbarkeit eines Leiterseils berechnet sich damit für eine maximale Leiterseiltemperatur gemäß [DIN01] bei einer gleichzeitig angenommenen Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s quer zum Leiter, Sonneneinstrahlung und bei einer Umgebungstemperatur von 35°C.

Unter diesen Bedingungen ist beispielsweise mit einem Stromkreis (System), bestehend aus 4x264-AL1/34-ST1A Leitern, eine thermische Grenzleistung von $S = \sqrt{3} \cdot 380 \text{ kV} \cdot 4 \cdot 680 \text{ A} = 1790 \text{ MVA}$ zu erzielen.

Die Normbedingungen stellen keine worst-case-Bedingungen dar. Bei Kenntnis der aktuellen Umgebungsbedingungen ist jedoch unter den in der Dena Netzstudie II beschriebenen Voraussetzungen in der Regel ein Netzbetrieb mit einer höheren Strombelastbarkeit möglich (vgl. [DEN10], S. 121ff). Nach einem erfolgreichen Pilotprojekt "Freileitungs-Monitoring" im 110-kV-Verteilungsnetz der E.ON Netz GmbH in Nordfriesland [Cig08], das eine Steigerung der Übertragungskapazität um bis zu 50 % in Aussicht stellte, wird derzeit eine Umsetzung auch für die 380-kV-Netzebene diskutiert [DEN10, Cig08].

Freileitungs-Monitoring bedeutet, dass in Echtzeit die Umgebungsbedingungen Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur erfasst und online in die Ermittlung der maximalen temporären Übertragungskapazität eingebunden werden. Bei günstigeren Wetterbedingungen (z. B. $T_U < 35^\circ\text{C}$, $v_q > 0,6 \text{ m/s}$) und damit höheren Kühlungseffekten wird der zulässige Leiterseilstrom und damit die Übertragungskapazität der Freileitung höher liegen als die oben genannten Werte gemäß [DIN01]. In den folgenden Betrachtungen wird neben den Referenzwerten basierend auf [DIN01] auch ein Szenario mit einer dauerhaften Erhöhung der maximalen Übertragungskapazität um 20 % untersucht. Dieser Ansatz entspricht der Potenzialindikation für die Strombelastbarkeit im Mittelwindszenario nach [DEN10] unter anderem für weite Teile Niedersachsens und das nördliche Nordrhein-Westfalen (vgl. [DEN10], S. 121 ff).

5.1.2 Thermische Übertragungskapazität von Kabeln

Die natürliche Leistung P_{nat} (siehe auch Abschnitt 5.2) von Kabeln ist im Vergleich zu Freileitungen sehr hoch (siehe Tabelle 4-5). Die geringe Wärmeabfuhr bei nicht ge-

kühlten Kabeln sorgt jedoch dafür, dass dieser hohe Wert der natürlichen Leistung nicht erreicht werden kann. Die Leiteroberfläche des Kabels sollte im Dauerbetrieb den Wert von 90°C nicht überschreiten. Unter den in Tabelle 4-5 beschriebenen Randbedingungen ergibt sich eine dauerhaft zulässige thermische Übertragungskapazität von ca. $S = 1.250$ MVA für ein System. Parallele Systeme beeinflussen sich thermisch. Im Falle von mehreren parallelen Systemen ist der Wert daher geringer.

Üblicherweise werden Übertragungssysteme nicht dauerhaft im Bereich der höchsten theoretischen Belastbarkeit betrieben (siehe auch Abschnitt 5.2 und Abschnitt 7.2.). Daher kann grundsätzlich in Abhängigkeit vom Belastungsgrad von einer fallspezifischen höheren Belastbarkeit ausgegangen werden.

Basierend auf [Cig04] kann zusätzlich angenommen werden, dass im (n-1)-Fall eine ausreichend lange thermische Überlastbarkeit der Kabel möglich ist (siehe auch Abbildung 5-1). Bei der Auslegung der Übertragungsvarianten in Kapitel 7 wurde dieses Potenzial nach Möglichkeit berücksichtigt.

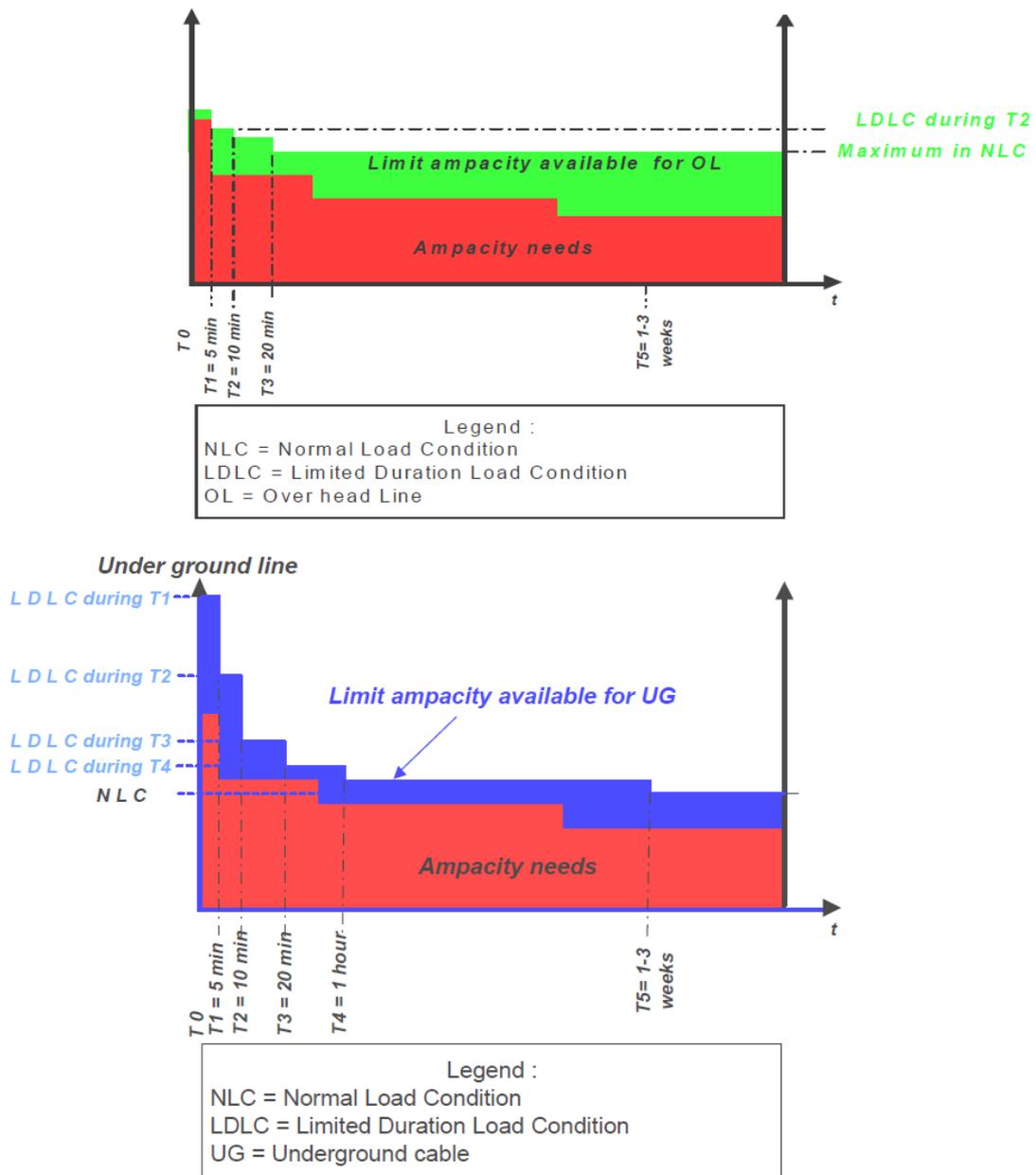


Abbildung 5-1: Unterschied der thermischen Übertragungskapazität von erdverlegten Kabeln und Freileitungen [Cig04]

Um die Wärmeabfuhr von nicht gekühlten Kabeln zu verbessern, können diese mit thermisch stabilem Material (z. B. Magerbeton) umgeben werden, um die Übertragungsleistung signifikant zu steigern (siehe Abbildung 5-2, Abbildung 5-3 sowie Abschnitt 4.3).

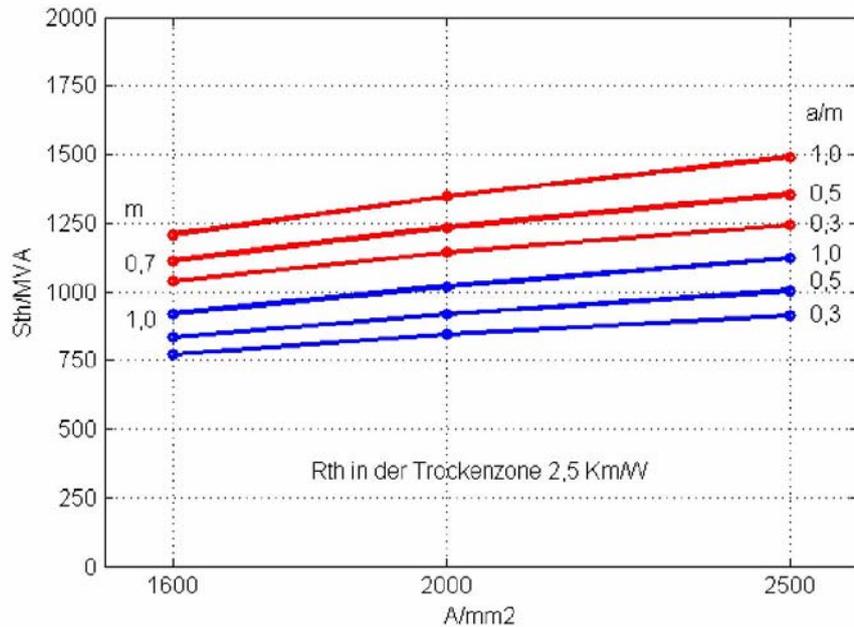


Abbildung 5-2 Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 °C Leitertemperatur, 15 °C Umgebungstemperatur, Cross-Bonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{TH} = 2,5 \text{ Km/W}$ [Osw05]

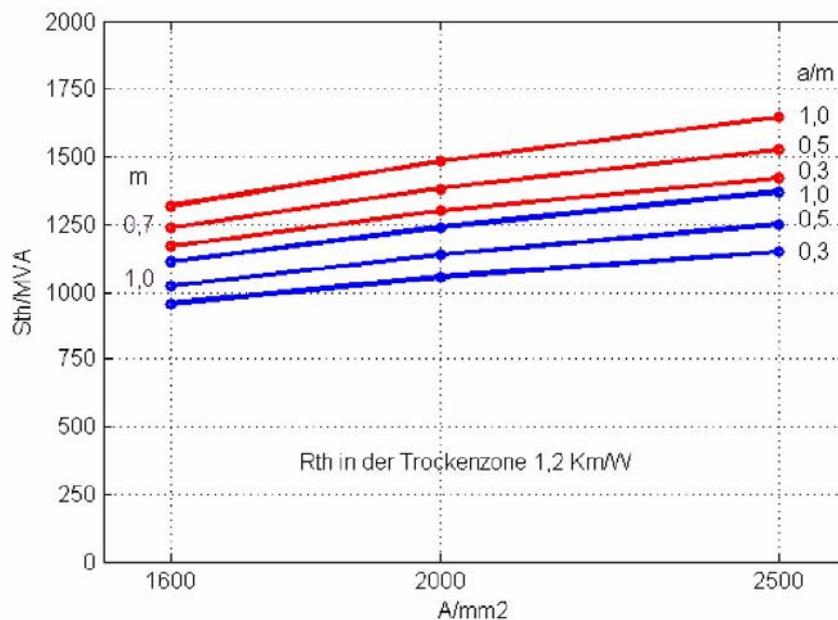


Abbildung 5-3 Thermische Grenzleistung 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90°C Leitertemperatur, 15°C Umgebungstemperatur, Cross-Bonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{TH} = 1,2 \text{ Km/W}$ [Osw05]

Neben der thermischen Begrenzung der Übertragungskapazität spielen weitere begrenzende Faktoren eine Rolle.

5.2 Begrenzende Faktoren der Übertragungskapazität von Kabeln und Freileitungen

Freileitungen werden im Normalbetrieb nicht im Bereich der thermischen Grenzleistung betrieben. Einerseits ist ein Betrieb im Bereich der natürlichen Leistung anzustreben, um den Aufwand für die Blindleistungskompensation zu minimieren. Andererseits gilt als wesentlicher Planungsgrundsatz der Netzplanung und des Netzbetriebs das (n-1)-Sicherheitskriterium. Die Übertragung mit Höchstspannungsfreileitungen wird vor allem durch den betrieblich zulässigen Spannungsunterschied und Leitungswinkel zwischen zwei Netzknoten bestimmt. Darüber hinaus wird der zulässige Leiterstrom durch weitere technische und betriebliche Kriterien begrenzt. Für Kabel gilt jedoch vor allem die thermische Belastbarkeit als begrenzender Faktor.

Natürliche Leistung - Blindleistungshaushalt und Spannungshaltung

Selbst im unbelasteten Zustand nimmt jede Leitung kapazitive Blindleistung auf. Diese Ladeleistung hängt von der Leitungslänge, dem Kapazitätsbelag und der Nennspannung ab. Formelmäßig ergibt sich der Zusammenhang:

$$Q_C = \omega C' \cdot l \cdot U_n^2 . \quad (5.1)$$

Mit

Q_C : Kapazitive Blindleistung

ω : Kreisfrequenz

C' : Kapazitätsbelag

l : Leitungslänge

U_n : Nennspannung

Als Folge der kapazitiven Ladeleistung tritt ein Ladestrom auf:

$$I_C = \omega C' \cdot l \cdot U_n / \sqrt{3} . \quad (5.2)$$

Abhängig von den Geometrien haben Kabel wesentlich höhere Kapazitätsbeläge, so dass ein höherer kapazitiver Ladestrom auftritt.

Bei steigender Belastung einer Leitung steigt der Anteil an induktiver Blindleistung:

$$Q_L = 3\omega L' \cdot l \cdot I^2 . \quad (5.3)$$

Mit

I : Leitungsstrom

L' : Induktivitätsbelag

Der Blindleistungsbedarf einer Leitung setzt sich zusammen aus:

$$Q = Q_L - Q_C \quad (5.4)$$

D. h., bei einer bestimmten Belastung, dem so genannten natürlichen Strom bzw. der daraus resultierenden natürlichen Leistung, besteht kein Blindleistungsbedarf der Leitung.

$$I_{\text{nat}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_W} \quad (5.5)$$

$$P_{\text{nat}} = U_n \cdot I_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_W} \quad (5.6)$$

Mit

Z_W : Wellenwiderstand der verlustlosen Leitung, der bei Vernachlässigung der inneren Reaktanz ausschließlich von der Geometrie der Leitung abhängt.

Im Allgemeinen werden Freileitungen höher belastet als mit natürlicher Leistung. Kabel hingegen können wegen ihrer thermischen Grenzleistung nur unterhalb der natürlichen Leistung betrieben werden (siehe Abschnitt 4.4). Eine Blindleistungskompensation wird zum einen notwendig, um nicht unnötig Blindleistung über die Leitungen zu transportieren und zum anderen, wenn die Netzspannung unzulässig von den Nennwerten abweicht; die Spannung wird direkt durch die Blindleistungsbilanz an den einzelnen Systemknoten beeinflusst.

Um das Spannungsniveau im zulässigen Rahmen zu halten, muss die Blindleistungskompensation möglichst nah am Verursacher erfolgen, da ein Transport von Blindleistung über lange Distanzen zu Spannungseinbrüchen führen kann.

Magnetisches Feld

Nach [BIM96] ist für Orte, an denen sich Menschen dauerhaft aufhalten (z. B. in Wohngebäuden), ein maximaler Belastungswert von 100 μT für die magnetische Flussdichte vorgeschrieben⁶. Magnetische Felder entstehen unter anderem dort, wo Leiter von Strom durchflossen werden. Der formelmäßige Zusammenhang zwischen Stromstärke und magnetischer Flussdichte ergibt sich aus der 1. Maxwell'schen Gleichung

$$\frac{1}{\mu} \cdot \text{rot } \vec{B} = 0 \quad (5.7)$$

für das radialsymmetrische Feld zu

$$B = \mu \cdot \frac{I}{2\pi r} \quad (5.8)$$

⁶ Die angegebenen Werte gelten für eine Frequenz von 50 Hz

Mit

B: Magnetische Flussdichte

μ : Magnetische Permeabilität (werkstoffspezifisch)

r: Abstand zum Leiter

Die von heutigen Freileitungen verursachten Felder an Orten dauerhafter Exposition liegen im Allgemeinen unterhalb dieser Grenzwerte. Besonders da die Möglichkeit zur Abschirmung der Felder insbesondere im Freileitungsbereich ausgeschlossen ist und im Bereich der Kabel, wenn überhaupt, nur mit erheblichem Aufwand und Einsatz von teuren Spezialwerkstoffen erreicht werden kann, müssen trassenspezifische Grenzwerte für die Stromstärke immer berücksichtigt werden.

Leitungsimpedanz

Der Lastfluss in einem vermaschten Netz richtet sich grundsätzlich nach der Leitungsimpedanz aus. Wird also eine neue Leitungstrasse so ausgelegt, dass sie unter Berücksichtigung der anderen begrenzenden Faktoren eine höhere Strombelastbarkeit für den Übertragungskorridor zulassen als sie sich durch die Impedanzverhältnisse ergibt, kann es erforderlich sein, dass zusätzliche Lastfluss steuernde Maßnahmen getroffen werden müssen, um den Stromfluss über diesen Korridor zu forcieren. Umgekehrt gilt auch, wenn die Impedanzverhältnisse eine höhere Strombelastbarkeit für einen Korridor ergeben als die maximal zulässige Strombelastbarkeit, dass zusätzliche Lastfluss steuernde Maßnahmen getroffen werden müssen, um den Stromfluss über diesen Korridor zu begrenzen.

UCTE-Kraftwerksreserve

Der größte angenommene Ausfall von Erzeugung oder Verbrauch, der als systemtechnisch sicher zu beherrschen eingestuft wird, wird in der UCTE zu 3.000 MW angenommen [UCTE09]. Diese Leistung entspricht der insgesamt im Gebiet der UCTE vorgehaltenen Primärregelreserve. Demnach ist der maximal zulässige Strom je Stromkreis auf 4.500 A beschränkt.

5.3 Umweltwirkungen von Kabeln und Freileitungen

Grundsätzlich entstehen durch Bau und Betrieb von Freileitungen und Kabeln Umweltwirkungen wie die visuelle Beeinflussung, die eingeschränkte Nutzung der Leitungstrasse, die Geräuschentwicklung, das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder sowie die Beeinflussung von Flora und Fauna.

Sowohl beim Neubau von Freileitungs- und Kabeltrassen als auch beispielsweise bei Änderungen an bestehenden Freileitungen müssen die gesetzlichen Vorgaben eingehalten werden.

Visuelle Beeinflussung

Kabel- und Freileitungstrassen verursachen eine visuelle Beeinflussung. So beeinträchtigen das Mastbild und der Schutzstreifen einer Freileitungstrasse sowie notwendige Zugänglichkeit für Reparaturmaßnahmen an Kabeltrassen das Landschafts-

bild. Bei der Beurteilung der Auswirkungen spielt die Subjektivität des Betrachters eine maßgebliche Rolle. Es gibt jedoch Ansätze zur Quantifizierung der Auswirkungen. Beispielsweise kann das Verfahren von Nohl herangezogen werden [Noh93]. Es beschreibt eine fallspezifische Methode zur Beurteilung mastenartiger Eingriffe in die Landschaft, die auch Vorbelastung des Landschaftsbildes (z. B. durch vorhandene Freileitungstrassen oder Windenergieanlagen) berücksichtigt.

Generell wird die visuelle Beeinflussung von Freileitungen über 110-kV in der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Rahmen eines nach EnWG erforderlichen Planfeststellungsverfahrens geprüft und bewertet. Ebenso kann für die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) genannten Höchstspannungskabeltrassen (§ 2 Abs. 1 EnLAG) ein Planfeststellungsverfahren nach Maßgabe des Teils 5 des Energiewirtschaftsgesetzes durchgeführt werden. Ein möglicher Einfluss auf die Realisierungszeit des Neubaus einer Freileitungs- oder Kabeltrasse wird beim Vergleich der Technologien qualitativ berücksichtigt.

Auswirkungen auf Flora und Fauna

Die möglichen Auswirkungen von neuen Kabel- und Freileitungstrassen reichen vom Schneisenschlag in einem Wald über das Fernhalten von Vögeln mit großen Flügelspannweiten von der Leitung bis hin zu Untersuchungen, ob durch die Freileitung das Brutverhalten diverser Vögel gestört wird sowie in welchem Maße durch verlegte, Strom durchflossene Kabel eine Austrocknung des Bodens erfolgt. Die Beurteilung dieser Auswirkungen erfolgt im Rahmen der UVP.

Geräusentwicklung

Geräusche werden durch Koronaentladungen infolge hoher Feldstärken an den Leiteroberflächen verursacht. Sie hängen von der Betriebsspannung, von der Leitergeometrie und dem Leiterzustand sowie von der Witterung ab. Die Allgemeinheit und die Nachbarschaft soll vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche geschützt werden. Daher sind in der "Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm" (TA Lärm) [TALä98] Grenzwerte zum Schutz und zur Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen durch Geräusentwicklung festgelegt worden (Tabelle 5-1).

Ziffer TA Lärm	Ausweisung	Immissionsrichtwert tags (6:00 - 22:00 Uhr)	Immissionsrichtwert nachts (22:00 - 06:00 Uhr)
6.1 a	Industriegebiete	70 dB(A)	70 dB(A)
6.1 b	Gewerbegebiete	65 dB(A)	50 dB(A)
6.1 c	Kern-, Dorf- und Mischgebiete	60 dB(A)	45 dB(A)
6.1 d	Allgemeine Wohngebiete	55 dB(A)	40 dB(A)
6.1 e	Reine Wohngebiete	50 dB(A)	35 dB(A)
6.1 f	Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45 dB(A)	35 dB(A)

Tabelle 5-1 Kennwerte ausgewählter ACSR Leitungsseile und deren maximale Übertragungsleistung

Eine bereits diskutierte Gegenmaßnahme ist die Verwendung von Bündelleitern zur Reduzierung der Randfeldstärke. Generell gilt, dass durch die Einhaltung ausreichender Sicherheitsabstände zu Gebäuden sichergestellt werden muss, dass die in Tabelle 5-1 genannten Grenzwerte eingehalten werden.

Elektrische und magnetische Felder

Die von Freileitungen hervorgerufenen niederfrequenten elektrischen und magnetischen Felder üben auf den Menschen Kräfte aus. Das elektrische Wechselfeld bewirkt dabei eine Ladungstrennung (Influenz) entlang der elektrischen Feldlinien, wodurch sich Wechselströme geringer Stromstärke ausbilden.

Das magnetische Wechselfeld bewirkt hingegen eine kreisförmige Bewegung der Ladungen (Induktion) um die magnetischen Feldlinien; d. h., es werden Wirbelströme im Körper induziert. Die Stärke dieser Ströme und damit die Auswirkung auf den Menschen hängen wesentlich von der Höhe der elektrischen Feldstärke bzw. des magnetischen Feldes sowie der Frequenz ab.

Nach [BIM96] sind für Orte, an denen sich Menschen dauerhaft aufhalten (z. B. in Wohngebäuden) maximale Belastungswerte von 5 kV/m für das elektrische Feld bzw. 100 μT für die magnetische Flussdichte vorgeschrieben⁷. Die von Freileitungen verursachten Felder liegen bisher im Allgemeinen unterhalb dieser Grenzwerte.

Elektrische Felder werden durch Hindernisse wie Bäume oder Wände abgeschwächt. Wohngebäude sind nur in seltenen Fällen von Freileitungen überspannt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der gesetzlich vorgegebene Wert von 5 kV/m immer eingehalten wird. Abbildung 5-4 zeigt beispielhaft den Verlauf der elektrischen und magnetischen Felder unterhalb von Freileitungen.

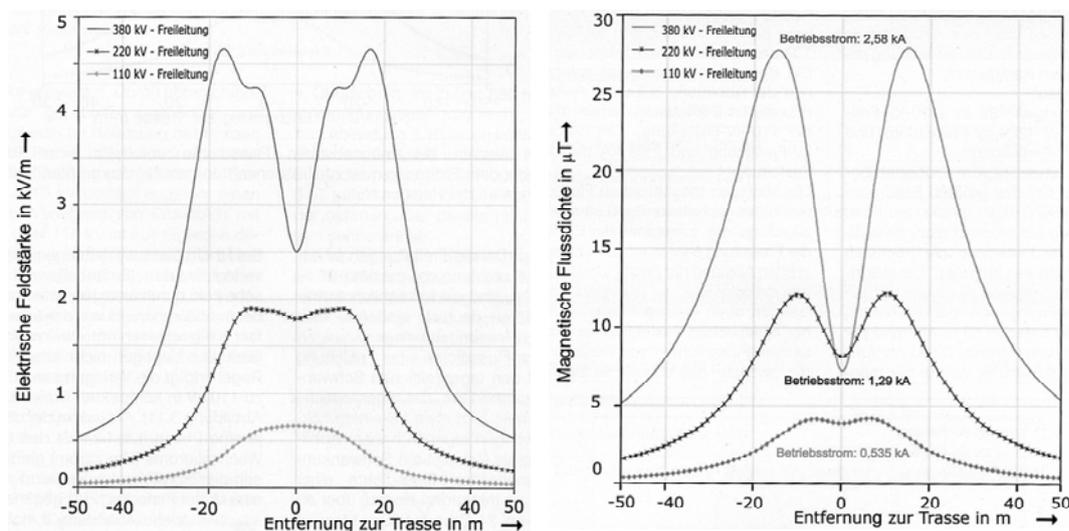


Abbildung 5-4 Elektr. Feldstärke und magn. Flussdichte unter einer Freileitung (2 Systeme) in 1 m Höhe über dem Erdboden quer zur Trassenrichtung am Ort des größten Seildurchhangs. Min. Leiter-Boden-Abstand 12 m [FEM08].

Für die Wirkungen magnetischer Felder von Freileitungen gibt es statistische Hinweise aus zahlreichen epidemiologischen, tierexperimentellen Studien sowie In-Vitro-

⁷ Die angegebenen Werte gelten für eine Frequenz von 50 Hz

Untersuchungen auf erhöhtes Risiko bei Kinderleukämie, Hirntumoren und Brustkrebs. [Sil02] gibt eine Übersicht der durchgeführten Studien. Es gibt bisher jedoch keinen wissenschaftlich begründeten bzw. nachgewiesenen Zusammenhang. Nach dem heutigem Wissensstand ist insgesamt gesehen keine negative Wirkung von Freileitungen auf den Menschen durch elektromagnetische Felder zu erwarten.

5.4 Physikalische Auswirkung der Realisierung von Kabeltrassen im Vergleich zu Freileitungstrassen

Die Trasse eines Kabels weist eine geringere Breite in der Bau- und Betriebsphase auf. Diese beträgt bei Kabeln bis zu 30 m in der Bauphase und ca. 12 m in der nachfolgenden Betriebsphase. Die Trassenbreite einer Freileitung kann bis zu 100 m in der Bau- und Betriebsphase betragen. Jedoch müssen die Kabeltrassen auch von Bebauung und tief wurzelnden Pflanzen freigehalten werden, sodass auch Kabeltrassen in der Landschaft auffallen. Eine freie Kabeltrasse wird für Wartungs- und Reparaturarbeiten benötigt. Eine Freileitungstrasse ist grundsätzlich unter der Berücksichtigung normativer Vorgaben unterbaubar (vgl. [DIN01], S. 76ff).

Ein Nachteil bei Kabeltrassen sind die umfangreicheren Bauarbeiten, die bei der Verlegung entstehen. Es werden neben dem Graben durchgehende Fahrwege und Lagerflächen für den Aushub benötigt (siehe Abbildung 5-5). Dadurch fallen auch längere Bauzeiten (ca. doppelt so lang wie für Freileitungen) an und die Emissionen (z.B. Schall und Staub) erhöhen sich. Bei Freileitungen erfolgt der Aufwand an Tiefbauarbeiten nur direkt an Maststandort. Dabei beträgt die durchschnittliche Spannfeldweite (Abstand zweier Masten) in der 380kV-Spannungsebene ca. 325 m.

Für das Fundament eines Mastes wird eine Aushubtiefe von 3-4 m benötigt, bei einer Kabeltrasse max. 1,7 m. Auch fallen bei Kabelanlagen zusätzlich Bauwerke an, die Platz in Anspruch nehmen (z. B. Kabelendemasten, Kompensationsanlagen, Muffenbauwerke). Des Weiteren muss bei Kabeltrassen die Bodenaustrocknung infolge der Wärmeabfuhr des Kabels berücksichtigt werden.

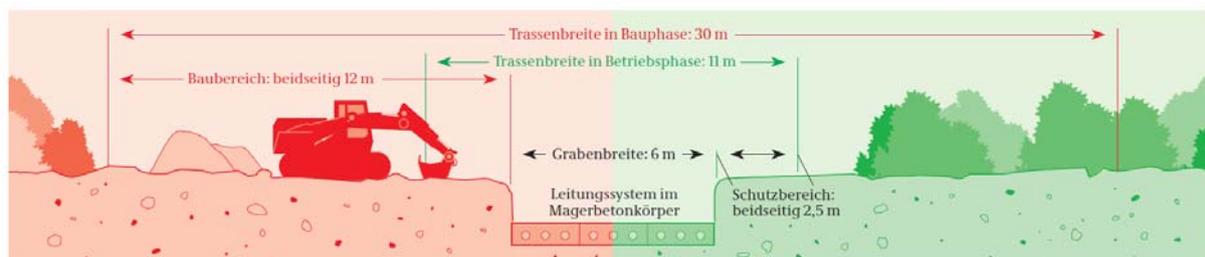


Abbildung 5-5: Breite einer Kabeltrasse in der Bau- und Betriebsphase [DEN06]

5.5 Analyse von Statistiken zu Ausfallhäufigkeit und -dauer

Auf der Basis von zwei Analysen werden aktuell unterschiedliche Aussagen über die Zuverlässigkeit von Höchstspannungskabeln im Vergleich zu Freileitungen getroffen. Bei diesen Analysen handelt es sich einmal um die Auswertung der VDN-

Störungsstatistik (1994 bis 2001) des ehemaligen Verbandes der Netzbetreiber [VDN01] (jetzt FNN - Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik) und einer Studie der Cigré⁸ (2009) [Cig09].

FNN - Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik

"FNN erfasst jährlich auf freiwilliger Basis die Störungs- und Verfügbarkeitsdaten von Netzbetreibern der allgemeinen, elektrischen Energieversorgung in Deutschland. Somit werden rund 80 % der deutschen Stromnetze auf einer repräsentativen Basis erfasst. Die Auswertung dieser Daten erfolgt anonymisiert und kumuliert. In der Broschüre werden wesentliche Kenngrößen übersichtlich in einem 5-Jahresfenster dargestellt, so dass hierüber eine Einordnung des jeweiligen Jahresgeschehens in einen größeren zeitlichen Zusammenhang gegeben ist.

Im Rahmen der Verfügbarkeitsstatistik werden alle wesentlichen Verfügbarkeitskennzahlen an der Schnittstelle zu den angeschlossenen Letztverbrauchern mit der Aufteilung auf die jeweiligen Spannungsebenen bzw. Störungsanlässe dargestellt. Dabei wird z. B. unterschieden zwischen störungsbedingten und geplanten Ausschaltungen. Diese Daten sind auch für die Datenmeldung an die BNetzA relevant.

Im Bereich der Störungsstatistik erfolgt eine detailliertere Erfassung des Störungsgeschehens, um auf dieser Basis nützliche Zusatz-Informationen für die Netzbetreiber bereitzustellen. Es wird z. B. das zusätzliche Merkmal „Ausfallart“ erfasst, um somit Komponentenkennzahlen für probabilistische Zuverlässigkeitsberechnungen ermitteln zu können."⁹(vde.com)

⁸ Cigré steht für Conseil International des Grands Réseaux Électriques, ein internationales Gremium für Informationsaustausch für Hochspannungstechnik in der elektrischen Energieversorgung

⁹ <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/seiten/svs.aspx> (letzter Abruf: 24.02.2011)

5.5.1 VDN-Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten des deutschen Stromnetzes für die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV werden aus dem Bericht, Stand Juli 2004, entnommen. Sortiert man die relevanten Daten für einen Vergleich von Kabeln und Freileitungen der Spannungsebene 380 kV, erhält man folgende Tabelle:

Ausfallmodell	Komponente	380 kV niederohmig geerdet		
		<i>N</i>	<i>H</i> in 1/a *	<i>T</i> in h
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	492	0,00353	2,94
	Kabel	2	0,00488	201,24
Einfachausfall mit Schutzauslösung - kurz	Freileitung	220	0,00158	0,20
	Kabel	0		
Einfachausfall mit Schutzauslösung - lang	Freileitung	218	0,00156	5,34
	Kabel	1	0,00244	144,30
Unverzögerte Handausschaltung	Freileitung	54	0,00039	4,43
	Kabel	1	0,00244	402,25
Verzögerte Handausschaltung	Freileitung	64	0,00046	4,43
	Kabel	0		

N = Anzahl der Ereignisse
T = AUS-Dauer

H = Eintrittshäufigkeit

* Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km

Tabelle 5-2: Zuverlässigkeitskenndaten VDN

Mit den vorhandenen Daten ergeben sich folgende Erkenntnisse hinsichtlich der Zuverlässigkeit von Kabeln gegenüber Freileitungen.

- Die Eintrittshäufigkeit von Fehlern (*H* in 1/(km·a)) eines Kabels ist um den Faktor 1,38 bis 6,25 größer als bei einer Freileitung.
- Die Aus-Dauer (*T* in h) eines Kabels ist um den Faktor 27,02 bis 90,8 größer als bei einer Freileitung.

Jedoch muss beachtet werden, dass in dieser Statistik des FNN noch sehr wenige Ereignisse erfasst sind und es erfolgt keine Aufteilung der verschiedenen Kabeltypen (Öl, VPE, etc.) in der 380-kV-Spannungsebene. Daher ist aktuell eine probabilistische Aussage über die Zuverlässigkeit von Höchstspannungskabeln (speziell VPE-Kabel) nicht möglich.

5.5.2 Zuverlässigkeitskennndaten der Cigré

Im Gegensatz zur VDN/FNN-Störungsstatistik ist die Cigré-Studie [Cig09] nicht auf das deutsche Höchstspannungsnetz beschränkt. Die Auswertung der Cigré-Studie zeigt eine um den Faktor 0,5 geringere Ausfallrate von Höchstspannungskabeln (380-kV- Spannungsebene) als von Höchstspannungsfreileitungen. Die mittlere Ausfalldauer von Höchstspannungskabeln sei jedoch um den Faktor 25 höher als bei einer Höchstspannungsfreileitung. Das bedeutet, dass die resultierende Nicht-Verfügbarkeit von Höchstspannungskabeln um den Faktor 12,5 höher ist, als bei einer vergleichbaren Höchstspannungsfreileitung.

Im Vergleich zu der Gesamtlänge der Freileitungstrassen sind nur wenige Kilometer Kabeltrassen verbaut. Zu berücksichtigen ist daher auch in der Cigré-Studie, dass nur eine Systemlänge von 1800 km und 40 Ausfälle von Höchstspannungskabeln erfasst sind. Obwohl diese Studie nicht auf das deutsche Höchstspannungsnetz beschränkt ist, ist nur eine eingeschränkte Aussage über die Zuverlässigkeit von Höchstspannungskabeln möglich. .

5.6 Auswirkung auf Netzschutztechnik sowie die Auswirkung auf die Kurzschlussortung

5.6.1 Netzschutztechnik in der Höchstspannungsebene

Der Schutz von Elektroenergieversorgungsnetzen wird den anerkannten Regeln der Technik entsprechend als Selektivschutz geplant und ausgeführt. Durch den Einsatz geeigneter Netzschutzeinrichtungen wird im Kurzschlussfall ein minimales Netzgebiet fehlerortselektiv und fehlerartselektiv (i. a. R. nur das kurzschlussbetroffene Betriebsmittel selbst wie z.B. eine Leitung) erkannt und allseitig und allpolig vom Elektroenergieversorgungsnetz getrennt.

In der Höchstspannungsebene wird in Deutschland für den Schutz einer Leitung i.a.R. eine Kombination von Leitungsdifferenzialschutz (a) und Distanzschutz (b) verwendet (siehe Abbildung 5-6).

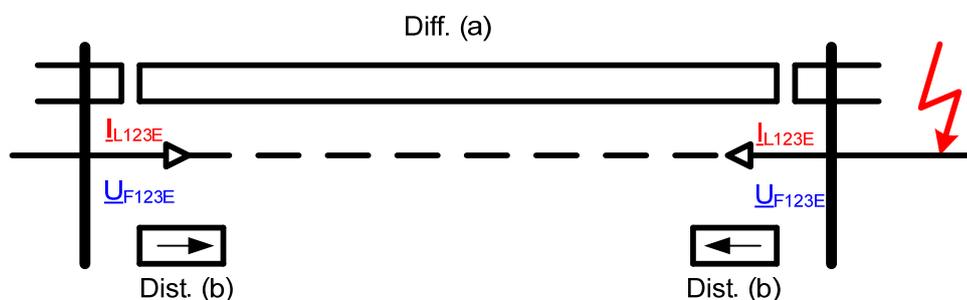


Abbildung 5-6: Schutz Höchstspannungskabelstrecke

- a) Der Differenzialschutz dient als Hauptschutz und löst in Schnellzeit aus. Typische Kommandozeiten (d. h. Reaktionszeit des Netzschutzes nach Kurzslusseintritt ohne Öffnungszeit des zugeordneten Leistungsschalters und

Lichtbogenlöszeit) liegen bei 10..20 ms. Das Schutzkonzept des Differenzialschutzes basiert auf der Kirchhoff'schen Knotenpunktgleichung: Die Summe der auf einen Knoten zu- und abfließenden Ströme muss im fehlerfreien Netz-zustand gleich Null sein (Differenzstrom $I_{diff} = 0$). Im Falle eines erkannten Diferenzstromes $I_{diff} > 0$ wird auf einen Kurzschluss innerhalb der überwachten Schutzzone gefolgert.

Der Vorteil des Differenzialschutzes ist es, absolut selektiv zu arbeiten. Er spricht nur auf Fehler innerhalb der von den Stromwandlern begrenzten Schutzzone an. Deshalb kann mit dem Differenzialschutz ein unverzögertes AUS-Kommando in Schnellzeit erreicht werden.

Dieser Vorteil ist zugleich sein Nachteil. Mit dem Differenzialschutz kann nur eine absolute Selektivität ohne Reserveschutzfunktion für andere Betriebsmittel oder Netzgruppen realisiert werden. Der Reserveschutz wird benötigt, um beim Versagen der Hauptschutzeinrichtung einen Kurzschluss selektiv zu erkennen und abzuschalten. Für den Differenzialschutz werden Stromwandler (Primärwandler) an den Strommessorten, eine Signalverbindung zur Übermittlung der Messwerte zwischen den beiden Schutzgeräten und eine entsprechende Hilfsstromversorgung benötigt.

Abbildung 5-7 zeigt die Auslösekennlinie eines Differenzialschutzes mit Auslöse- und Sperrbereich. Differenzstrom I_{diff} und Haltestrom I_{rest} sind in diesem Diagramm auf den Basisstrom I_{Basis} bezogen dargestellt. Üblicherweise wird der Bemessungsstrom des Schutzobjektes I_r (z.B. zulässiger thermischer Grenzstrom eines Kabels) als Basisstrom gewählt.

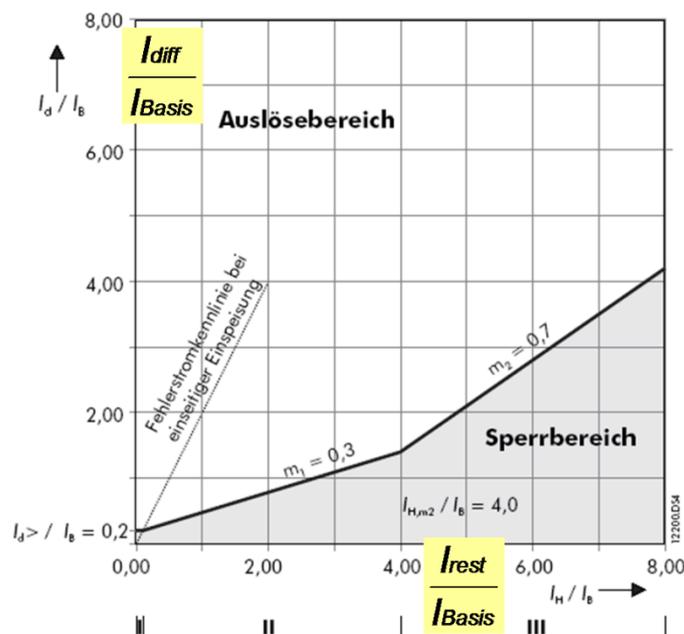


Abbildung 5-7: Auslösekennlinie eines Differenzialschutzes [Ige10]

- b) Der Distanzschutz dient beim Leitungsschutz in der 380-kV- Spannungsebene als Reserveschutz. Der Distanzschutz erfasst Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_{LE} und Leiterströme \underline{I}_L am Messort (d.h. je ein Distanzschutzgerät an jedem Leitungsende) und berechnet die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k zwischen Messort und Kurzschlussort mit Hilfe der gemessenen Strom- und Spannungswerte. Abbildung 5-8 zeigt die Abhängigkeit der physikalischen Größen Strom \underline{I}_{mess} , Spannung \underline{U}_{mess} und Messimpedanz $\underline{Z}_{mess} = \underline{Z}_k$ von der Fehlerentfernung.

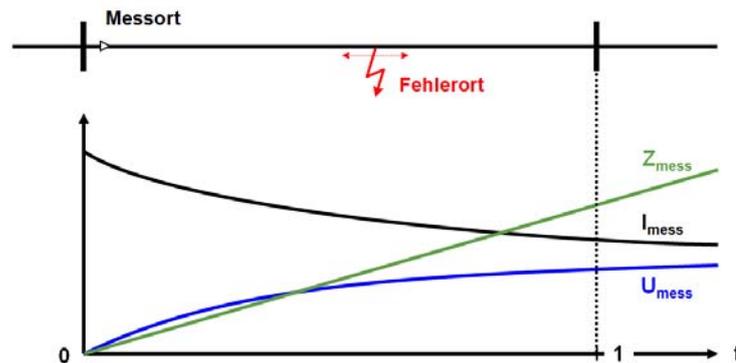


Abbildung 5-8: Fehlerabhängigkeit

Die Impedanz \underline{Z}_L einer Leitung ist eine komplexe Größe $\underline{Z}_L = R_1 + j \cdot X_1$ und besteht aus der Resistanz R_1 als Realteil und der Reaktanz X_1 als Imaginärteil. Die grafische Darstellung von Impedanzen \underline{Z} erfolgt als Vektoren in einem 2-dimensionalen Diagramm, der Impedanzebene.

Davon ausgehend, dass die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k nur von der Leitungsimpedanz \underline{Z}_L zwischen Messort und Fehlerort abhängig ist, so liegt die Kurzschlussimpedanz auf der Geraden, die im Ursprung beginnt (= Fehlerort 0 %) und am Ende des Impedanzzeigers der Leitung (= Fehlerort 100 %) endet.

- Bei zusätzlicher Berücksichtigung eines Fehlerwiderstands R_F (Übergangswiderstand oder Lichtbogenwiderstand) am Kurzschlussort, so ergibt sich dadurch eine Auslösefläche (siehe Abbildung 5-9).
- Die Auslösefläche entspricht einem Parallelogramm, dessen Seiten aus dem Betrag der Leitungsimpedanz \underline{Z}_L und dem Fehlerwiderstand R_F bestehen.
- Das Parallelogramm ist um den Impedanzwinkel φ_{ZL} der Leitungsimpedanz \underline{Z}_L gekippt.

Der Distanzschutz gibt ein AUS-Kommando an den zugeordneten Leistungsschalter dann aus, wenn nach Ablauf der Staffelzeit die gemessene Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k innerhalb der Auslösefläche d.h. innerhalb der Impedanzzone liegt.

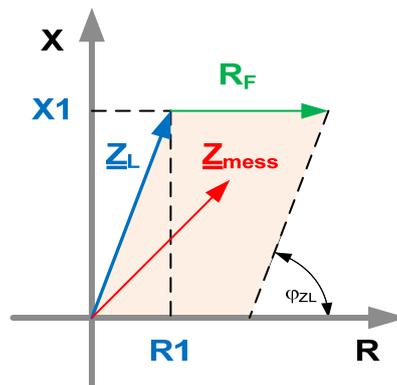


Abbildung 5-9: Auslösekennlinie

Mit Hilfe der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k ist eine entfernungs- und zeitabhängige Staffelung von mehreren Schutzzonen erreichbar. Zusätzlich zu der Hauptschutzzone können mehrere Reserveschutzzonen definiert werden (siehe Abbildung 5-10). Die zeitliche und entfernungsabhängige Staffelung der Schutzzonen ist Grundlage für die Umsetzung des Selektivschutzkonzeptes beim Distanzschutz.

Im Rahmen des Schutzkonzeptes nach Abbildung 5-6 stellt der Distanzschutz nur Reserveschutzzonen für den Differenzialschutz als Hauptschutz zur Verfügung.

Die entfernungsabhängige Staffelung des Distanzschutzes erfolgt üblicherweise nur durch Auswertung der Kurzschlussreaktanz X_k . Die Reaktanzreichweite X der Hauptschutzzone wird üblicherweise auf 85 % der Leitungsreaktanz X_L begrenzt, um ein nicht-selektives Auslösen der Leitung eine sog. Überfunktion zu vermeiden. Weitere Impedanzzonen werden als Reserveschutzzonen für Leitungen in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung u. U. sehr weit in das Elektroenergieversorgungsnetz gestaffelt.

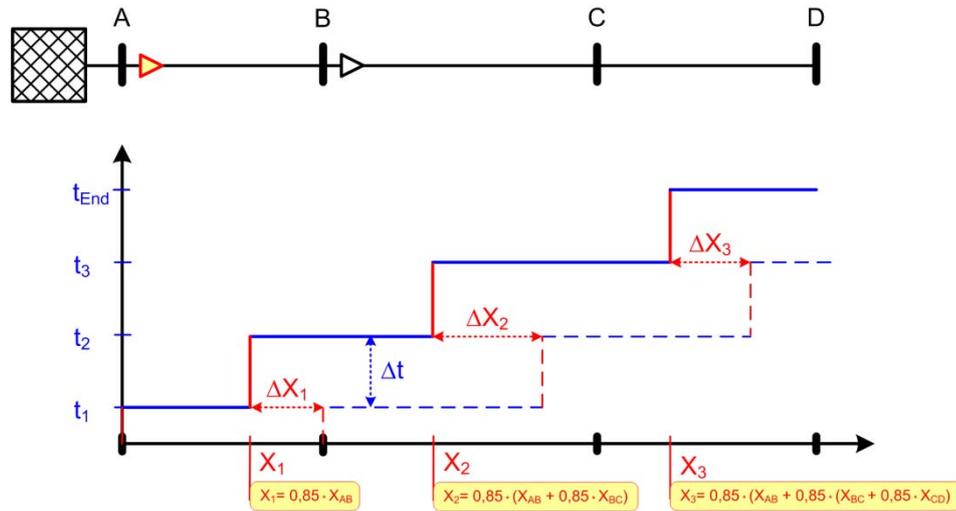


Abbildung 5-10: Staffelkennlinie Distanzschutz

Ein weiterer Vorteil des Distanzschutzes ist die Kurzschlussrichtungserkennung (siehe Abbildung 5-11). Durch Polarisation der Leiterströme mit der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung sind die Stromflussrichtung und damit auch die Leistungsflussrichtung detektierbar. Es kann damit zwischen Netzfehlern in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung unterschieden werden.

Der Distanzschutz erkennt die Kurzschlussrichtung bezogen auf die Messorientierung der Stromwandler am Messort. Diese Fähigkeit ist in vermaschten Netzen der Höchstspannungsebene unverzichtbar (siehe Abbildung 5-11). Ein Distanzschutzgerät wird i. a. R. an dem zu schützenden Leitungsabschnitt vorwärtsgerichtet am Anfang platziert, ein zweites rückwärtsgerichtet am Leitungsabschnittsende installiert. Um die Sicherheit weiter zu erhöhen, werden hierzu zwei Distanzschutzgeräte von verschiedenen Herstellern verwendet (Redundanz und Diversität).

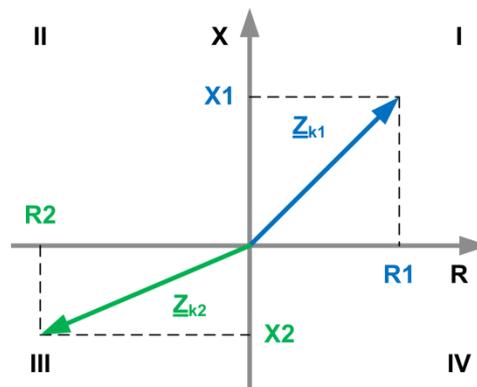


Abbildung 5-11: Richtungserkennung

Bewertung

Kommt es innerhalb einer Schutzzone zu einer Folge von Freileitungs- und Kabelstrecken, ist eine fehlerortselektive Erfassung des Kurzschlussortes mit den heute verfügbaren Distanzschutzeinrichtungen gar nicht oder nur mit großer Unsicherheit möglich. Um das Konzept des Selektivschutzes zu gewährleisten, wären jeweils an den "Nahtstellen" zwischen Kabel- und Freileitungstrassen zusätzliche Strom- und Spannungswandler mit den zugehörigen Schutzeinrichtungen und allen Hilfseinrichtungen erforderlich.

Auch wenn große, unscharfe Übergangsbereiche akzeptiert würden, sind mit heutigen Distanzschutzeinrichtungen erhebliche gerätemäßige Erweiterungen mit entsprechenden Kosten zu erwarten. Diese Verfahren sind nur für jeweils eine Kabelstrecke am Anfang bzw. am Ende der Leitung möglich [APG08]. Beispielhaft sei hier die Einrichtung eines Signalvergleiches mit der zugehörigen Kommunikationstechnik genannt.

Ein weiteres Problem liegt in der gegenüber Freileitungen signifikant geringeren Reaktanz X_L von Kabelstrecken. Die Genauigkeit der Berechnung der Kurzschlussimpedanz X_k nimmt aus messtechnischen und mathematischen Gründen beginnend mit einem Leitungswinkel $\varphi_L = 45^\circ$ nichtlinear ab. Dadurch ist die Genauigkeit der Kurzschlussortung bei Kabeln ohne weitere Maßnahmen signifikant schlechter als die Kurzschlussortung bei Freileitungen. Die geringere Genauigkeit kann zu einer Überfunktion, d. h. zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder auch zur Unterfunktion, d. h. einem unzulässigen Nicht-Erkennen eines Kurzschlusses, führen. Teilweise kann dies durch den Einsatz von Kreiskennlinien kompensiert werden, die allerdings nachteilig bzgl. der Anregesicherheit, d. h. der Unterscheidung von zulässigem Überlastfall und unzulässigem Netzzustand, sind.

Auch beim Einsatz von Differenzialschutzeinrichtungen werden an den "Nahtstellen" zumindest zusätzliche Stromwandler benötigt. Die zum Differenzialschutz zwingend notwendige Kommunikationstechnik muss ebenfalls nachgerüstet werden.

5.6.2 Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

Tritt ein Kurzschluss auf, muss der Kurzschlussstrom von der Netzschutzeinrichtung selektiv abgeschaltet werden. Da insbesondere in Freileitungsnetzen in aller Regel durch atmosphärische Störungen (Blitzeinschlag) ein selbstlöschender Lichtbogen entsteht, wird nach einer Pausenzeit eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE) durchgeführt, um die abgeschaltete Leitung wieder in Betrieb zu nehmen.

In Höchstspannungsnetzen entsteht nach einem Blitzeinschlag (ca. 85 % aller Netzstörungen) ein 1-poliger Kurzschluss, der 1-polig abgeschaltet wird. Während der 1-poligen Leiterunterbrechung ist der 2-polige Betrieb der Leitung und damit eine Energieübertragung möglich. Die Pausenzeit liegt dabei zwischen 1 bis 1,5 s.

Im Falle einer erfolglosen Automatischen Wiedereinschaltung erfolgt ein 3-poliges, definitives AUS-Kommando, um das Schutzobjekt allpolig und allseitig vom Netz zu trennen.

Die Automatische Wiedereinschaltung wird normalerweise nur in Freileitungsnetzen eingesetzt, da hier die Fehler nur kurzzeitig auftreten und durch das automatische Löschen des Lichtbogens beseitigt werden. Da bei Freileitungen die Isolierung aus der um das Freileitungsseil befindlichen Luft besteht und diese selbstheilend ist, kommt es hier i. a. R. zu keiner dauerhaften Unterbrechung der Energieübertragung.

In Kabelnetzen wird in der Regel keine Automatische Wiedereinschaltung eingesetzt. Ein Kurzschluss in einem Kabel hat meist eine Zerstörung der Isolation des Kabels zur Folge. Da dieser Fehler auch nach einer Automatischen Wiedereinschaltung bestehen bleibt, ist diese in Kabelnetzen nicht sinnvoll und kann sogar zu weiteren Beschädigungen (z. B. benachbarter Kabel) im Falle von Folgefehlern führen.

5.7 Bewertung der Übertragungstechnologien

Im rein technischen Vergleich besitzt die Freileitung vordergründig gegenüber der Erdverkabelung einige Vorteile. Sie besitzt eine höhere thermische Übertragungskapazität, kürzere Bauzeiten und im Störfall ist ein schnellerer Zugriff und somit schnellere Problembeseitigung gewährleistet. Im praktischen Betrieb sind diese Vorteile jedoch zu relativieren. Die thermisch höhere Übertragungskapazität von Freileitungen wird durch eine bessere Wärmeabfuhr an die umgebende Luft ermöglicht. Erdkabel können ihre Wärme hingegen nur eingeschränkt an den Erdboden abgeben. Im realen Betrieb werden Stromtrassen jedoch nie dauerhaft im Bereich der höchsten theoretischen Belastbarkeit betrieben. Darüber hinaus ist im europäischen Verbundnetz, zu dem auch das deutsche Übertragungsnetz gehört, der maximale zulässige Strom je Stromkreis beschränkt. D. h., je nach Freileitungsvariante darf deren maximale Übertragungskapazität aus netztechnischen Gründen nicht ausgenutzt werden. Technisch bedingt besitzen Erdkabel höhere thermische Überlastbarkeiten und können durch diese zeitlich beschränkt höhere Übertragungskapazitäten sicherstellen. Ein Vergleich einzelner technischer Daten, wie der Übertragungskapazität, ist daher zu kurz gegriffen und muss im Zusammenhang des Betriebsregimes des Netzes bzw. des zeitlichen Verlaufs der zu übertragenden Leistungen gesehen werden. In der folgenden Untersuchung wurden daher Teilverkabelungen berücksichtigt, die jeweils konform zum Einsatz der entsprechenden Freileitungsvariante (Leiterseildicke/Übertragungskapazität) sind.

Im Bau sind Freileitungstrassen etwa doppelt so schnell zu realisieren, wie erdverkabelte Trassen. Bei Betrachtung von Teilverkabelungen spielt dies jedoch selten eine Rolle. Geht man davon aus, dass bei einer Teilverkabelung der Anteil der Freileitung weit über 50 % an der Gesamttrasse liegt, ist eine Verlängerung der Bauzeit durch Verwendung von Erdkabeln auszuschließen. Bei dem parallelen Arbeiten an Freileitung und Erdverkabelung überwiegt die Bauzeit der gesamten Freileitungsabschnitte die Verlegezeit der Erdkabel.

Durch die bisher geringe Verbreitung von Erdkabeln im 380kV-Übertragungsnetz (2009: 20.131 km Freileitung/ 70 km Erdkabel) existiert in Deutschland noch keine annähernd repräsentative Ausfallstatistik für deren Einsatz. In einer umfassenderen Studie des Cigré (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) zeigt sich für Erdkabel eine geringere Ausfallrate mit einer um ein vielfaches höheren Ausfalldauer. Als Datenbasis liegen aber auch hier nur wenige Ereignisse vor (40 Ausfälle

bei 1800 km Kabel). Über die Aussagekräftigkeit dieser Statistik lässt sich daher auch streiten. Das bisher erste 380-kV-VPE-Kabel (vernetztes Polyethylen: derzeitiger Stand der Technik im Kabelbau) wurde erst Ende der 90 Jahre in Berlin verlegt. Bis heute ist noch kein Fall bekannt, in dem eine Störung durch Versagen der Isolierung des Kabels verursacht wurde. Ausfälle von Kabeln sind derzeit vor allem durch externe Einwirkungen (z. B. Bagger) zu erwarten. Eine Schwachstelle von Kabelstrecken liegt in den Verbindungsstellen der einzelnen Kabelabschnitte (Muffen). Dort können in der Frühphase des Betriebs durch Montagefehler gehäuft Ausfälle auftreten. Ist diese „Kindersterblichkeit“ nach der Inbetriebnahme überwunden, kann davon ausgegangen werden, dass erst zum Ende der Lebensdauer gehäuft Ausfälle auftreten werden (Badewannenkurve). Dies wird im folgenden Kapitel zum Reifegrad der Kabeltechnologie im weiteren näher betrachtet.

6 Ermittlung des Reifegrads von Erdkabeln

In den folgenden Punkten werden die Betriebsmittel, die für eine Kabelstrecke benötigt werden, näher hinsichtlich ihres Reifegrades beschrieben.

6.1.1 Reifegrad Kabel

Bis Anfang der 90er fanden nur Ölkabel im 380-kV-Bereich Verwendung. Anschließend wurden sie von VPE (vernetztes Polyethylen)-Kabeln ersetzt. Diese VPE-Kabel haben erhebliche Vorteile (z. B. Umweltverträglichkeit). Das erste 380-kV-VPE-Kabel in Deutschland ging erst Ende der 90er in Berlin (BEWAG, Friedrichshain-Marzahn) in Betrieb.

Das 380-kV-UCTE-Netz besteht zu 99,71 % aus Freileitungen, lediglich zu 0,29 % aus Kabel (0,04 % ländlich und 0,25 % städtisch). Daraus folgt, dass eine Aussage über die Zuverlässigkeit von Höchstspannungskabel (besonders im Hinblick auf größere Strecken) für den direkten Vergleich mit Freileitungen schwierig ist (siehe auch Abschnitt 5.5).

Es ist bis jetzt noch kein Fall bekannt, in dem es zu einer Störung kam, die durch ein Versagen der Isolierung des Kabels verursacht wurde. Die Lebensdauererwartung von aktuellen VPE-Kabeln liegt heute bei über 40 Jahren. Bei Teststrecken in Berlin sind selbst nach mehreren Jahren keine Verschlechterungen der Teilentladungswerte aufgetreten, was für die Qualität heutiger VPE-Kabel spricht. Ausfälle von Kabelstrecken sind daher vor allem durch externe Einwirkungen (z. B. Bagger oder Erdbohrer) zu befürchten. Diese sind für rund 48 % der Störungen verantwortlich [Bra10].

Durch eine Abschottung der Kabelstrecke mit Beton oder Stahl kann diese zusätzlich geschützt werden, wodurch die Fehlerrate sinken würde. Zu berücksichtigen sind dann jedoch höhere Investitionskosten. Nach Abschluss der Montage einer Kabelanlage wird diese durch eine unabhängige Prüfinstitution ausgiebig getestet (u. a. Teilentladungsprüfungen an allen Muffen).

6.1.2 Reifegrad Kabel-Muffe

Als Schwachstelle bei Kabelstrecken wird oft die Muffe genannt. Ein Großteil der Ausfälle wird dabei in der Frühphase durch Fehler in der Montage verursacht. Dieses Problem kann durch gut geschultes und routiniertes Personal minimiert werden. Aus Abbildung 6-1 wird anhand der sogenannten Badewannenkurve das Ausfallverhalten der Betriebsmittel deutlich (die Abbildung zeigt nur den prinzipiellen Zusammenhang).

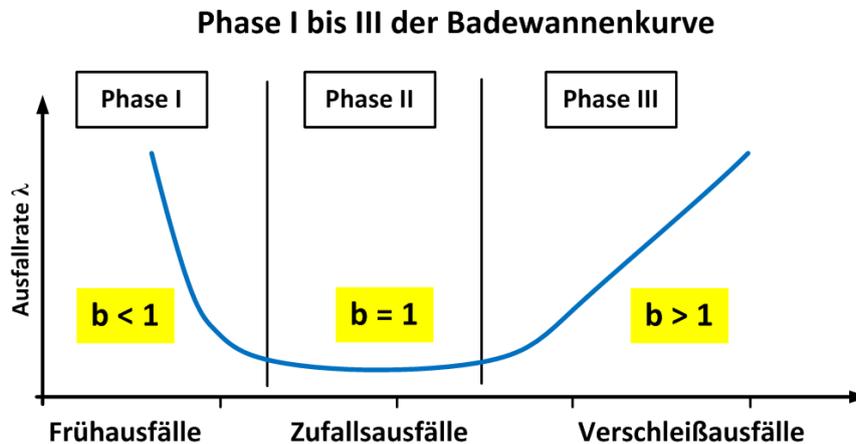


Abbildung 6-1: Badewannenfunktion

In der Frühphase kommt es häufig zu Ausfällen, die durch Montage- oder Materialfehler verursacht werden. In der Betriebsphase der Betriebsmittel kommt es danach meist nur noch zu so genannten Zufallsausfällen. Nach der Betriebsphase (überschreiten der Lebensdauererwartung des Betriebsmittels) steigt die Ausfallrate wieder an (z. B. durch Materialermüdung).

Zur Verringerung der Anzahl der benötigten Muffen (und damit Schwachstellen) werden möglichst lange Fertigungslängen der Kabel angestrebt. Die Länge der Kabel ist jedoch durch den aufwändigen Transport der Kabeltrommeln (Gewicht) sowie durch deren Größe begrenzt. Die maximale Fertigungslänge liegt derzeit bei ca. 900 m (ca. 40t inkl. Trommel). Je nach Einsatzort und Gegebenheit der Transportstrecke (z. B. weicher Untergrund des Transportweges) können diese Längen jedoch zur Gewichtsreduzierung deutlich geringer ausfallen.

Muffenbauwerke sind nur notwendig, wenn die Kabelstrecke eine Fremdkühlung benötigt. Sinnvoll ist es jedoch einen Zugangspunkt zu jeder Muffenverbindungen zu schaffen (z. B. unterirdisch), um Wartungs- oder Reparaturarbeiten zu vereinfachen. Außerdem sind Muffen in einem Kabelsystem entlang der Längsachse versetzt und in dem Bereich der Muffen auf einen Abstand von 1,5 m gespreizt angeordnet, um auch hier Freiraum für eventuell notwendige Wartungs- oder Reparaturarbeiten zu schaffen.

6.1.3 Reifegrad Kompensationsanlagen

Ab einer Kabelstrecke (380-kV- Spannungsebene, Kabelquerschnitt 2500 mm²) von ca. 10 km ist es erforderlich, Drosselspulen zur Kompensation des Ladestroms zu verwenden. Diese Technik hat sich schon seit Jahrzehnten im Netzbetrieb etabliert und stellt damit kein Problem dar. Nachteilig ist lediglich, dass durch die 50-Hz-Netzfrequenz ein "Brummen" entsteht (z. B. bei einer 160 MVA Kompensationsdrossel, 82 dB(A) in 1 m Entfernung).

7 Aufstellen eines Kostenvergleichs zwischen den Technologien

In diesem Kapitel werden zunächst die exemplarischen Korridore vorgestellt, anhand derer der Kostenvergleich sowohl der Investitionskosten als auch der Verlustkosten aufgestellt wird. Diese Kosten sind Eingangsparameter für die wirtschaftlichen Untersuchungen in Kapitel 8. Grundlage der Untersuchung sind Erkenntnisse zur nicht übertragbaren Leistung zwischen der nordwestlichen Region 22 und den angrenzenden Regionen 23 und 71 (TenneT- und Amprion-Regelzone; Abbildung 7-1) aus der Dena Netzstudie II [DEN10].

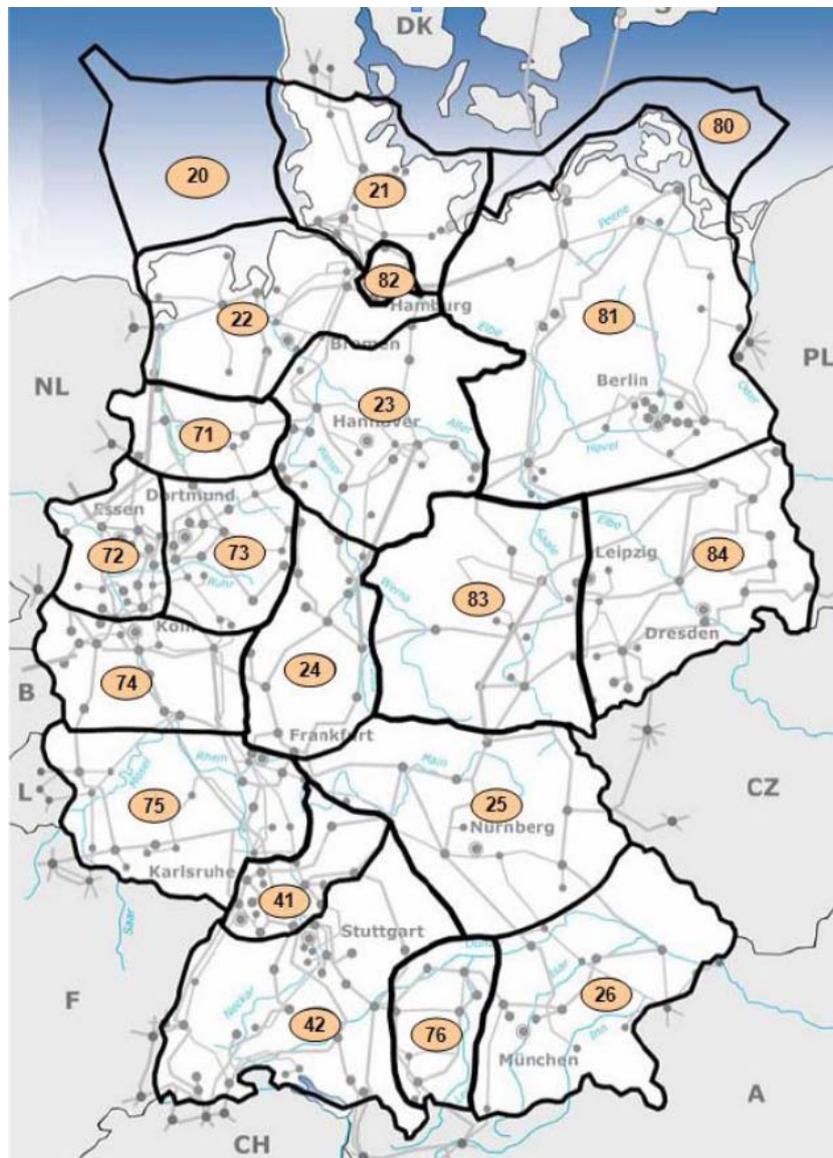


Abbildung 7-1: Regionenbild Deutschland, Regionenbezeichnungen nach ENTSO-E [DEN10]

Zur Steigerung der Übertragungskapazität wird in der vorliegenden Studie die Realisierung von zwei neuen Übertragungstrassen unterstellt, die geographisch nicht unmittelbar benachbart liegen sollen. Die Trassen bestehen entweder aus reinen Freileitungslösungen in verschiedener Ausprägung oder alternativ aus Varianten mit ab-

schnittweiser Teilverkabelung. In beide Ansätzen wird eine Stromübertragung auf 380kV-Ebene betrachtet.

Für die Ermittlung der Investitionskosten werden vorangegangene Studien ausgewertet. Deren Ergebnisse hinsichtlich der Investitionskosten weichen zum Teil erheblich voneinander ab [Abbildung 7-2, Abbildung 7-3]; auch wenn es sich um das gleiche Kabel bzw. um das gleiche Leiterseil handelt. Daher wurden nach Möglichkeit Mittelwerte aus mehreren Studien gebildet.

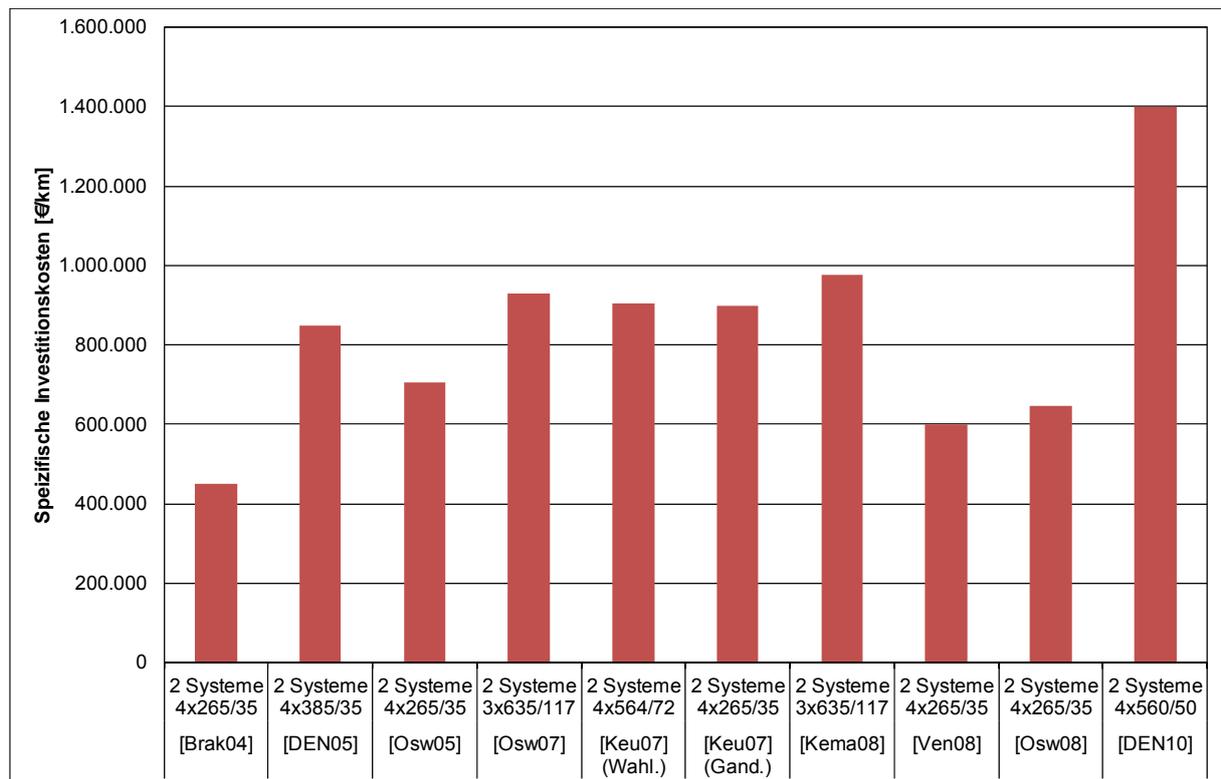


Abbildung 7-2: Spezifische Investitionskosten von reinen Freileitungstrassen

Insbesondere ist bei den Studien, in denen eine Vollverkabelung untersucht wurde, zusätzlich zu berücksichtigen, dass das zu verkabelnde Gelände (Bodentyp, Oberflächenbeschaffenheit) Einfluss auf die Montagekosten hat. Daher ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass eine Verkabelung in Niedersachsen weniger aufwändig ist als beispielsweise im österreichischen Bundesland Salzburg. Weiterhin wurden in den verschiedenen Studien in unterschiedlichem Maße Kompensationseinrichtungen angenommen, deren spezifische Investitionskosten von einander abweichen. Zuletzt weichen die spezifischen Investitionskosten für die Kabel – auch bei demselben Querschnitt – erheblich von einander ab.

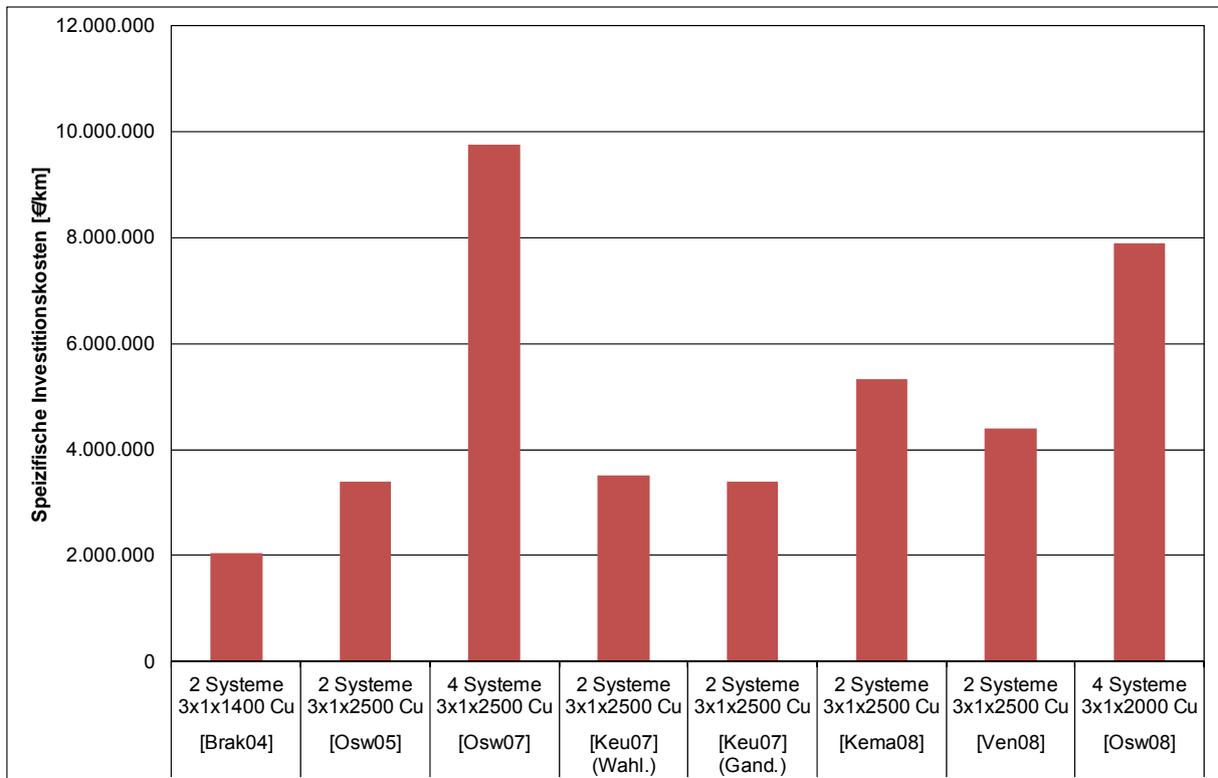


Abbildung 7-3: Spezifische Investitionskosten von Kabeltrassen bei Vollverkabelung

7.1 Trassenvarianten und Investitionskosten

Vereinfachend wird angenommen, dass sowohl bei der reinen Freileitungslösung als auch bei der Teilverkabelung eine gesamte Trassenlänge von 68 km vorliegt.

7.1.1 Investitionskosten der Freileitungsvarianten

Zur Ermittlung der Investitionskosten der Freileitungsvarianten wurden vorangegangene Studien ausgewertet aus denen entsprechend dem Leiterseilquerschnitt ein aggregierter Mittelwert gebildet wurde. Zusätzlich wird als Referenz jeweils ein Anhaltswert mittels der folgenden Formel nach [Kie01] in T€/km bestimmt.

$$K_{DL} \approx 60 + 0,4U_N + 0,4 \sqrt[4]{n_2} \cdot A_{Al} \quad (7.1)$$

Mit:

K_{DL} : Investitionskosten Doppelleitung

U_N : Nennspannung

n_2 : Anzahl der Bündelleiter

A_{Al} : Querschnittsfläche des Aluminiums

Doppelleitung 265/35 Al/St

Das 265/35 Al/St-Leiterseil als 4er-Bündelleiter gilt als typische Realisierung in der Höchstspannungsebene und stellt einen Basisfall dar. Bei einigen zukünftigen Neubauprojekten ist eine Realisierung mit „dickeren“ Leiterseilen geplant (beispielsweise [EON08]); der erhöhte Leiterquerschnitt führt zu einer höheren Übertragungskapazität.

Die aggregierten Investitionskosten der 265/35 Al/St-Freileitung wurden anhand des Mittelwerts der Angaben aus [Osw05], [Keu07] und [Osw08] ermittelt. Demnach ergeben sich spezifische Investitionskosten von 750.935 €/km. Insgesamt resultieren daraus Gesamtinvestitionskosten von 51.063.595 €. Mit dem nach [Kie01] berechneten Referenzwert ergeben sich 808.685 €/km bzw. 54.990.579 € Gesamtinvestitionskosten. Die für die weitere Berechnung verwendeten Werte liegen damit etwa 7 % unter dem Referenzwert.

Doppelleitung 385/35 Al/St

Das 385/35 Al/St-Leiterseil als 4er-Bündelleiter wird in der Dena Netzstudie I aus dem Jahr 2005 als im Betrachtungszeitraum der Studie verfügbare technische Lösungen und Übertragungstechnik angesehen. Die Investitionskosten der 385/35 Al/St-Freileitung sind der Dena Netzstudie I entnommen. Aggregiert liegen die spezifischen Investitionskosten bei 850.000 €/km und die Gesamtinvestitionskosten bei 57.800.000 €. Für die Referenzwerte nach [Kie01] ergeben sich spezifische Investitionskosten von 1.085.418 €/km und Gesamtinvestitionskosten von 73.808.444 €. Die für die weitere Berechnung verwendeten Werte liegen damit gut 20 % unter dem Referenzwert.

Doppelleitung 560/50 Al/St

Das 385/35 Al/St-Leiterseil als 4er-Bündelleiter wird in der Dena Netzstudie II neben 265/35 Al/St-Leiterseilen als typische Beseilung genannt. Die aggregierten Investitionskosten der 560/50 Al/St-Freileitung wurden der Dena Netzstudie II entnommen und liegen bei 1.400.000 €/km für die spezifischen bzw. bei 95.200.000 € für die Gesamtinvestitionskosten. Nach [Kie01] ergeben sich spezifische Investitionskosten von 1.482.982 €/km und Gesamtinvestitionskosten von 100.842.777 €. Die für die weitere Berechnung verwendeten Werte liegen damit etwa 5,6 % unter dem Referenzwert.

7.1.2 Investitionskosten der Teilverkabelungsvarianten

In allen Varianten der Teilverkabelung wird angenommen, dass es zwei verkabelte Abschnitte (3 km bzw. 5 km lang) zwischen drei jeweils 20 km langen Freileitungsabschnitten gibt. Die Investitionskosten der Kabeltrasse wurden aus den Mittelwerten der Erkenntnisse aus [Osw05], [Keu07], [KEMA08] und [Ven07] ermittelt. Zusätzlich zu den dort aggregierten Investitionskosten für die Trasse bei Vollverkabelung bestehen Kosten für Übergangsbauwerke, welche [Osw07] entnommen sind.

Die vorgenannten Studien berücksichtigen alle Kompensationseinrichtungen. Da die verkabelten Abschnitte vergleichsweise kurz sind, sind bei der hier betrachteten Auslegung keine Kompensationseinrichtungen vorgesehen. Die Investitionskosten der ausgewerteten Studien sind jedoch nicht in allen Fällen eindeutig aufgeschlüsselt.

Daher wird pauschal eine Reduzierung der Investitionskosten für die Kabel um 3,5 % angenommen.¹⁰

Variante 1: Teilverkabelung Doppelleitung 265/35 mit 2 Kabelsystemen

Die Auslegung der ersten Variante Zwischenverkabelung erfolgt nicht basierend auf der maximalen thermischen Dauerbelastbarkeit der Freileitung (siehe Abschnitt 5.1.1) von etwa 1.800 MVA je System. Basierend auf [Cig04] wird angenommen, dass im (n-1)-Fall eine ausreichend lange thermische Überlastbarkeit der Kabel möglich ist (siehe auch Abschnitt 5.1.2).

Im Normalbetrieb nach Normbedingungen wird von einer maximalen Auslastung der Freileitung im Bereich von ca. 65 %-70 % ausgegangen. D. h. etwa 1.200 MVA pro Freileitungs-System.

Eine schematische Darstellung der Übertragungsvariante 1 befindet sich in Abbildung 7-4.

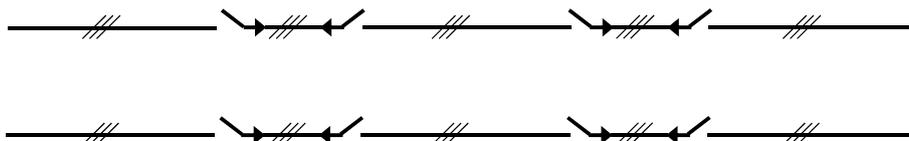


Abbildung 7-4: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 2 Kabelsysteme

Die reinen Investitionskosten für die Kabelabschnitte der Trasse liegen bei 3.863.643 €/km. Die Gesamtinvestitionskosten für Variante 1 werden, wie in Tabelle 7-1 dargestellt, zu 83.965.260 € ermittelt.

	Anzahl bzw. km	Investition
Freileitung	60	45.056.113 €
Kabel	8	30.909.148 €
Kabelübergangsbauwerk (einfach)	4	8.000.000 €
Gesamtinvestitionskosten Variante 1		83.965.260 €

Tabelle 7-1: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 1

Variante 2: Teilverkabelung Doppelleitung 265/35 mit 3 Kabelsystemen

Die Auslegung der zweiten Variante Zwischenverkabelung erfolgt orientiert an der maximalen thermischen Dauerbelastbarkeit der Freileitung, die bei etwa 1.800 MVA liegt. Eine schematische Darstellung der Übertragungsvariante 2 befindet sich in Abbildung 7-5.

¹⁰ In den hier betrachteten Studien, in denen der Anteil der Kompensationseinrichtungen an den Gesamtinvestitionskosten bei Vollverkabelung eindeutig zu ermitteln ist, liegt der Anteil immer über 3,5 %.

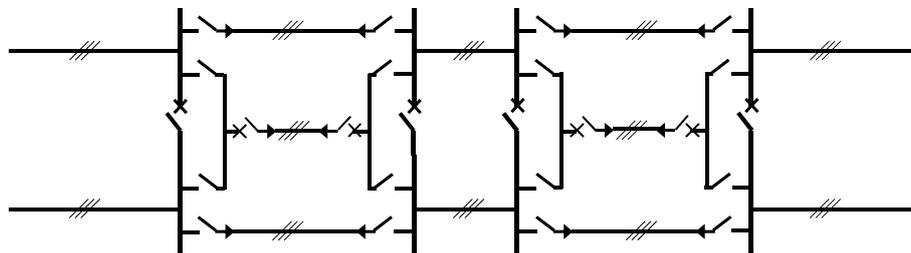


Abbildung 7-5: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 3 Kabelsysteme

Die reinen Investitionskosten für die Kabelabschnitte der Trasse liegen bei 5.795.465 €/km. Die Gesamtinvestitionskosten für Variante 2 werden, wie in Tabelle 7-2 dargestellt, zu 123.419.834 € ermittelt.

	Anzahl bzw. km	Investition
Freileitung	60	45.056.113 €
Kabel	8	46.363.721 €
Kabelübergangsbauwerk (komplex)	4	32.000.000 €
Gesamtinvestitionskosten Variante 2		123.419.834 €

Tabelle 7-2: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 2

Variante 3: Teilverkabelung Doppelleitung 385/35 mit 3 Kabelsystemen

Die Auslegung der dritten Variante der Zwischenverkabelung berücksichtigt nicht die maximale thermische Dauerbelastbarkeit der Freileitung von etwa 2.250 MVA je System. Basierend auf [Cig04] wird angenommen, dass im (n-1)-Fall eine ausreichend lange thermische Überlastbarkeit der Kabel möglich ist. Im Normalbetrieb wird von einer maximalen Auslastung der Freileitung im Bereich von ca. 65 %-70 %, d. h. etwa 1.500 MVA pro Freileitungs-System, ausgegangen. Die Auslegung mit nur 2 Kabelsystemen kommt nicht in Frage, da bei einer Realisierung von nur 2 Kabelsystemen bereits im (n-1)-sicheren Normalbetrieb von einer regelmäßigen Überlastung der Kabel ausgegangen werden muss. Die schematische Darstellung der Übertragungsvariante 3 entspricht derjenigen in Abbildung 7-5.

Die reinen Investitionskosten für die Kabelabschnitte der Trasse liegen bei 5.795.465 €/km. Die Gesamtinvestitionskosten für Variante 3 werden, wie in Tabelle 7-3 dargestellt, zu 129.363.721 € ermittelt.

	Anzahl bzw. km	Investition
Freileitung	60	51.000.000 €
Kabel	8	46.363.721 €
Kabelübergangsbauwerk (komplex)	4	32.000.000 €
Gesamtinvestitionskosten Variante 3		129.363.721 €

Tabelle 7-3: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 3

Variante 4: Teilverkabelung Doppelleitung 385/35 mit 4 Kabelsystemen

Die Auslegung der vierten Variante der Zwischenverkabelung erfolgt orientiert an der maximalen thermischen Dauerbelastbarkeit der Freileitung von etwa 2.250 MVA je

System. Eine schematische Darstellung der Übertragungsvariante 4 befindet sich in Abbildung 7-6.

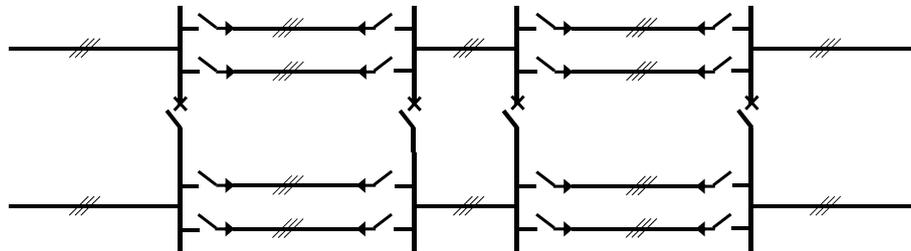


Abbildung 7-6: Teilverkabelung 2 Systeme Freileitung und 4 Kabelsysteme

Die reinen Investitionskosten für die Kabelabschnitte der Trasse liegen bei 7.727.287 €/km. Die Gesamtinvestitionskosten für Variante 4 werden, wie in Tabelle 7-4 dargestellt, zu 136.818.295 € ermittelt.

	Anzahl bzw. km	Investition
Freileitung	60	51.000.000 €
Kabel	8	61.818.295 €
Kabelübergangsbauwerk (mittel)	4	24.000.000 €
Gesamtinvestitionskosten Variante 4		136.818.295 €

Tabelle 7-4: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 4

Variante 5: Teilverkabelung Doppelleitung 560/50 mit 4 Kabelsystemen

Die Auslegung der fünften Variante der Zwischenverkabelung berücksichtigt nicht die maximale thermische Dauerbelastbarkeit der Freileitung von etwa 2.750 MVA je System. Basierend auf [Cig04] wird angenommen, dass im (n-1)-Fall eine ausreichend lange thermische Überlastbarkeit der Kabel möglich ist. Im Normalbetrieb wird von einer maximalen Auslastung der Freileitung im Bereich von ca. 65 %-70 %, d. h. etwa 1.850 MVA pro System, ausgegangen. Die Auslegung mit nur 3 Kabelsystemen kommt nicht in Frage, da bei einer Realisierung von nur 3 Kabelsystemen bereits im (n-1)-sicheren Normalbetrieb von einer regelmäßigen Überlastung der Kabel ausgegangen werden muss. Die schematische Darstellung der Übertragungsvariante 5 entspricht derjenigen in Abbildung 7-6.

Die reinen Investitionskosten für die Kabelabschnitte der Trasse liegen bei 7.727.287 €/km. Die Gesamtinvestitionskosten für Variante 5 werden, wie in Tabelle 7-5 dargestellt, zu 169.818.295 € ermittelt.

	Anzahl bzw. km	Investition
Freileitung	60	84.000.000 €
Kabel	8	61.818.295 €
Kabelübergangsbauwerk (mittel)	4	24.000.000 €
Gesamtinvestitionskosten Variante 5		169.818.295 €

Tabelle 7-5: Gesamtinvestitionskosten Teilverkabelungsvariante 5

7.1.3 Zusammenfassende vergleichende Darstellung der Investitionskosten

Anhand der in 7.1.1 und 0 ermittelten Werte erfolgt in den folgenden Tabelle und Abbildungen ein Vergleich der resultierenden Investitionskosten der alternativen Übertragungsvarianten für eine Trasse. Diese werden in Tabelle 7-6 als Gesamtkosten, als spezifische Kosten (€/km) und als spezifische Kosten (€/km · MVA) gegenübergestellt. Als Bezug dient die maximale thermische Übertragungskapazität der jeweiligen Doppelfreileitung.

	Gesamtinvestitionskosten [€]	Spezifische Investitionskosten [€/km]	Spezifische Investitionskosten [€/km MVA]
2 Systeme 4x265/35	51.063.595	750.935	210
2 Systeme 4x265/35 + 2 Systeme 3x1x2500 Cu	83.965.260	1.234.783	345
2 Systeme 4x265/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	123.419.834	1.814.998	507
2 Systeme 4x385/35	57.800.000	850.000	190
2 Systeme 4x385/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	129.363.721	1.902.408	425
2 Systeme 4x385/35 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	136.818.295	2.012.034	450
2 Systeme 4x560/50	95.200.000	1.400.000	256
2 Systeme 4x560/50 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	169.818.295	2.497.328	456

Tabelle 7-6: Investitionskostenvergleich der Übertragungsvarianten

Offensichtlich liegen die Kosten der Varianten mit Teilverkabelung über den reinen Freileitungsvarianten (Abbildung 7-7). Bemerkenswert ist jedoch, dass die Teilverkabelung der 385/35 Al/St Freileitung mit 4 Kabelsystemen lediglich knapp 5,8 % über der Variante mit 3 Kabelsystemen liegt.

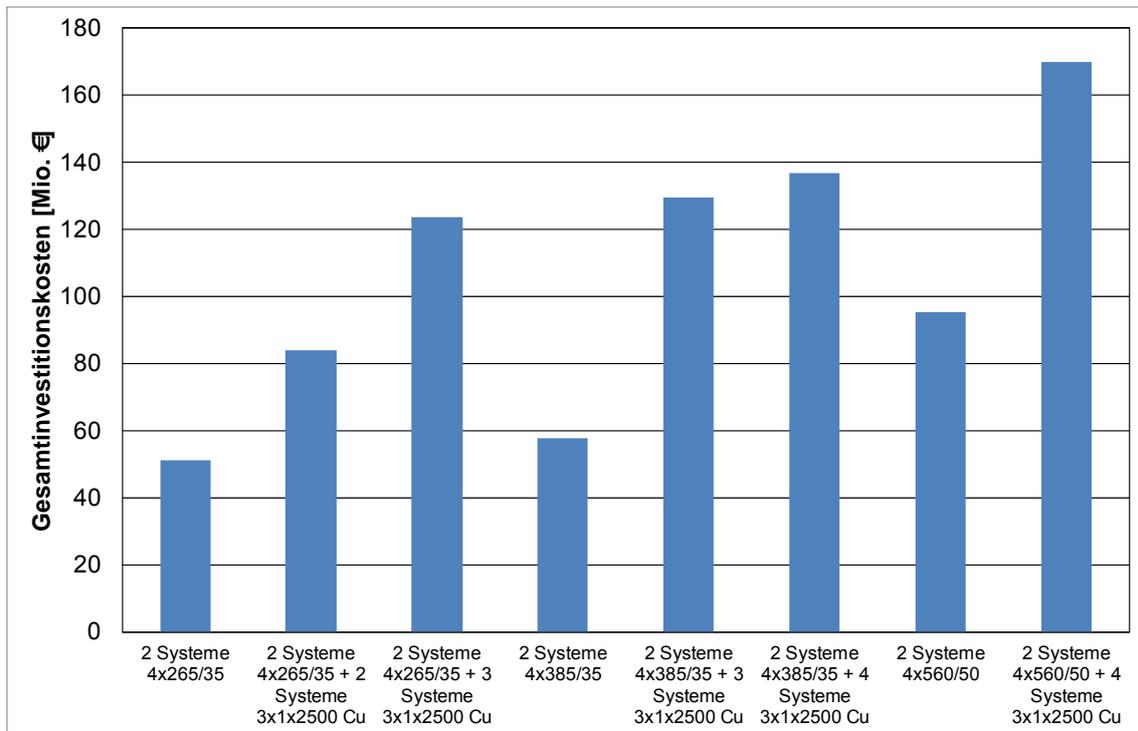


Abbildung 7-7: Gesamtinvestitionskosten [Mio. €] der Übertragungsvarianten

Vor dem Hintergrund, dass die angenommenen Investitionskosten für die 385/35 Al/St Freileitungen verglichen zum Referenzwert eher gering sind, kann die prozentuale Differenz im konkreten Projekt ggf. geringer ausfallen. Die Variante mit 4 Kabelsystemen führt zu operativen Vorteilen sowie zu geringeren Übertragungsverlusten (siehe auch Abschnitt 7.2) und daher zu geringeren Verlustkosten. Demgegenüber steht eine erhöhte Trassenbreite. Ob eine Variante mit 4 Kabelsystemen daher vorteilhaft und realisierbar ist, muss fallspezifisch analysiert werden.

Der Vergleich der spezifischen Investitionskosten aller Varianten bezogen auf die Trassenlänge und auf die maximal dauerhaft zulässige thermische Übertragungskapazität der jeweiligen Freileitung spiegelt keinen eindeutigen Trend wider (Abbildung 7-8). Da die angenommenen Investitionen für das 385/35 Al/St Freileitungsseil jedoch 20 % unter dem Referenzwert nach [Kie01] liegen, wird von den Autoren eher erwartet, dass die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Übertragungskapazität für die reinen Freileitungslösungen bei Leitern mit größerem Leiterquerschnitt höher liegen als beim bisherigen Standardleiterseil 265/35 Al/St.

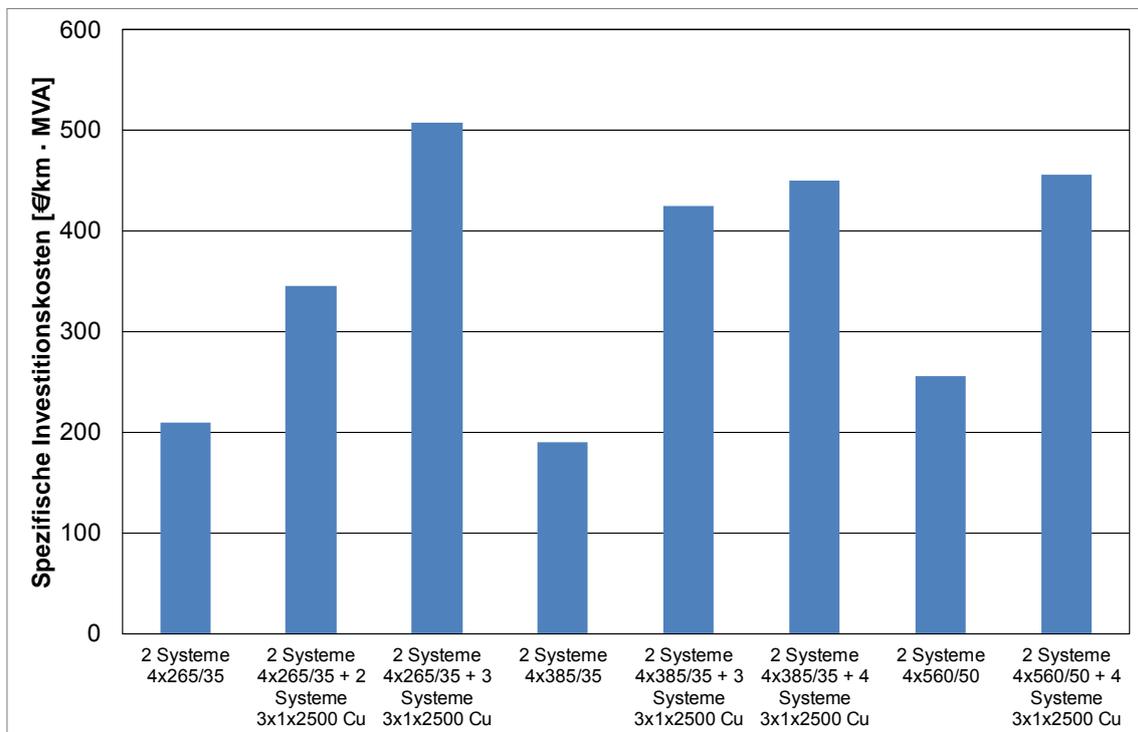


Abbildung 7-8: Spezifische Investitionskosten [€/km · MVA] der Übertragungsvarianten

Bezüglich der Teilverkabelung wird erwartet, dass die Varianten mit dickeren Seilen zu geringeren spezifischen Kosten bezogen auf die Übertragungskapazität führen.

7.2 Übertragungsverluste und Verlustkosten

Der Transport elektrischer Energie ist mit Netzverlusten verbunden. Diese werden zur Bestimmung der jährlichen Betriebskosten ermittelt. Weitere jährliche Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung werden in der vorliegenden Betrachtung vernachlässigt, da nur eine geringe Differenz zwischen den Varianten erwartet wird.

Wesentlichen Anteil an den Netzverlusten haben ohmsche Widerstände der Leitungen. Die längenbezogenen Stromwärmeverluste, also die lastabhängigen Verluste je System berechnen sich zu

$$P'_{VI} = 3 \frac{R'}{n} I_L^2. \quad (7.2)$$

Mit R' , dem Widerstandsbelag eines Teilleiters, n , der Anzahl der Teilleiter sowie I_L , dem Summenstrom aller Teilleiter.

Grundsätzlich ist der Wirkwiderstand temperaturabhängig. Der temperaturabhängige Wirkwiderstandsbetrag eines Teilleiters einer Freileitung ergibt sich zu:

$$R' = R'_{20} [1 + \alpha(T - 20)]. \quad (7.3)$$

Mit:

R'_{20} : Wechselstrom-Wirkwiderstandsbelag bei 20°C,

T : Temperatur in °C

α : Beiwert der Widerstandsänderung in 1/K (~0,004 1/K).

Für die Ermittlung der Verlustenergie wird von einer Leitertemperatur der Freileitung von 40 °C und einer Leitertemperatur der Kabel von 90 °C ausgegangen.

Die Bestimmung der Jahresverlustenergie

$$W'_{VI} = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} P'_{VI}(t) \cdot dt \quad (7.4)$$

mit $T_0 = 1$ a erfolgt üblicherweise vereinfacht über den Zusammenhang

$$W'_{VI} = P'_{VI,max} \cdot T_V \quad (7.5)$$

T_V entspricht der Jahresverluststundenzahl, die formelmäßig über

$$T_V = \frac{1}{T_0 \cdot I_{max}^2} \cdot \int_0^{T_0} I_L^2(t) \cdot dt \quad (7.6)$$

bestimmt werden kann.

Im hier vorgenommenen exemplarischen Vergleich kann allenfalls eine Abschätzung für T_V erfolgen. Es wird angenommen, dass der betrachtete Netzausbau maßgeblich zum Transport des gewonnenen Stroms aus der Nutzung erneuerbaren Energien (vornehmlich Offshore-Wind) sowie aus neu installierten küstennahen konventionellen Kraftwerken dienen soll. Daher wird mit $T_V = 2190$ h/a als Jahresverluststundenzahl ausgegangen. Diese liegt deutlich über der in [Ven07] angegebenen Zahl von 860 h/a, die als charakteristisch für übliche Leistungstransite im Übertragungsnetz angegeben wird.

Die spannungsabhängigen Verluste lassen sich bei Betrieb der Leitung mit Nennspannung ($U_A \approx U_B \approx U_n / \sqrt{3}$) näherungsweise ausdrücken durch:

$$P_{VU} = n_S \cdot G' \cdot l \cdot U_n^2 \quad (7.7)$$

Mit n_S , der Anzahl der parallelen Systeme und l , der Trassenlänge.

Weiterhin wird der vom Ladestrom I_C verursachte Verlustanteil zu

$$P'_{IC} = \frac{R'_L}{n} I_C^2 \quad (7.8)$$

berechnet.

Netzbetrieb mit Umgebungsbedingungen nach [DIN01]

Insgesamt resultieren für den Netzbetrieb mit angenommenen Umgebungsbedingungen nach [DIN01] und Verlustenergiekosten von 63 €/MWh die in Tabelle 7-7 dargestellten jährlichen Verluste und Verlustkosten.

	Jahresverluste [MWh]	Jährliche Verlustkosten [€/a]
2 Systeme 4x265/35	198.476	12.504.005
2 Systeme 4x265/35 + 2 Systeme 3x1x2500 Cu	182.081	11.471.080
2 Systeme 4x265/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	180.186	11.351.707
2 Systeme 4x385/35	211.921	13.351.034
2 Systeme 4x385/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	195.372	12.308.440
2 Systeme 4x385/35 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	194.049	12.225.103
2 Systeme 4x560/50	218.009	13.734.548
2 Systeme 4x560/50 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	197.243	12.426.326

Tabelle 7-7: Vergleich der Übertragungsverluste der untersuchten Varianten

Offensichtlich liegen die Verluste und damit die jährlichen Verlustkosten der Varianten mit Teilverkabelung unter denen der ausschließlichen Freileitungslösungen.

Netzbetrieb mit um 20 % erhöhter Übertragungskapazität

Weichen die Umgebungsbedingungen des Wetters maßgeblich von den Normbedingungen zur Bemessung der Übertragungskapazität einer Freileitung ab, kann unter Anwendung eines so genannten Freileitungs-Monitorings die Übertragungskapazität zumindest temporär in bestimmten Grenzen erhöht werden (siehe auch Abschnitt 5.1). In Anlehnung an die Potentialindikation für die Strombelastbarkeit im Mittelwindszenario nach [DEN10] unter anderem für weite Teile Niedersachsens und das nördliche Nordrhein-Westfalen wird für die zu bewertenden Trassen auch ein Szenario mit einer dauerhaften Erhöhung der maximalen Übertragungskapazität um 20 % untersucht (vgl. [DEN10], S. 121ff).

Unter der Voraussetzung einer um 20 % erhöhten Übertragungskapazität der Freileitungen wird angenommen, dass Variante 1, Teilverkabelung Doppelleitung 265/35 mit 2 Kabelsystemen und Variante 3, Teilverkabelung Doppelleitung 385/35 mit 3 Kabelsystemen hinsichtlich der Kabelabschnitte nicht ausreichend dimensioniert ist, so dass diese Varianten wegfallen.

Vor diesem Hintergrund und unter Annahme von Verlustenergiekosten von 63 €/MWh ergeben sich bei einer um 20 % erhöhten Übertragungskapazität die in Tabelle 7-8 dargestellten jährlichen Verluste und Verlustkosten.

	Jahresverluste [MWh]	Jährliche Verlustkosten [€]
2 Systeme 4x265/35	284.411	17.917.912
2 Systeme 4x265/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	256.516	16.160.536
2 Systeme 4x385/35	303.831	19.141.332
2 Systeme 4x385/35 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	276.194	17.400.199
2 Systeme 4x560/50	312.612	19.694.557
2 Systeme 4x560/50 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	283.372	17.852.441

Tabelle 7-8: Vergleich der Übertragungsverluste bei + 20 % Übertragungskapazität

Die stromabhängigen Verluste dominieren die Kosten, so dass sich insgesamt durchschnittlich 44 % höhere Verlustkosten einstellen.

7.3 Zwischenfazit

Zur Steigerung der Übertragungskapazität wurde in diesem Kapitel der Neubau von Übertragungstrassen zugrunde gelegt. Die Auslegung der exemplarischen Trassen erfolgte entweder als reine Freileitungslösung in verschiedener Auslegung oder mit einer Teilverkabelung (jeweils 2 Trassenabschnitte).

Die Teilverkabelung der Trassen berücksichtigte nicht in jedem Fall die maximale thermische Dauerbelastbarkeit der Freileitung. Alternativ werden Ansätze mit geringerer thermischer Übertragungskapazität der Kabelabschnitte aufgezeigt. Im Normalbetrieb wird von einer maximalen Auslastung der Freileitung im Bereich von ca. 65 %-70 % der maximalen thermischen Übertragungskapazität ausgegangen. Basierend auf [Cig04] ist im (n-1)-Fall eine ausreichend lange thermische Überlastbarkeit der Kabel zu erwarten.

Erwartungsgemäß liegen die Investitionskosten der Teilverkabelungsvarianten über denen der reinen Freileitungslösungen (bis zu 142 % höher). Obwohl die Ergebnisse bei realen Trassen zum Teil signifikant abweichen können, gilt die Annahme, dass die Varianten mit 3 parallelen Kabelsystemen (hier Variante 2 und 3) insbesondere wegen der hohen Investitionskosten für die Übergangsbauwerke nicht vorteilhaft sind. Von den vorgestellten Beispielen weisen Variante 1 (+68 %) und Variante 5 (+78 %) die geringste Erhöhung auf

Die jährlichen Verlustkosten der exemplarischen Trassen sind jedoch durch Teilverkabelung zu verringern. Maximal ist bei den betrachteten Beispielen eine Reduktion um 9,5 % (Variante 5) zu beobachten.

Eine gesamtwirtschaftliche vergleichende Betrachtung vor dem Hintergrund der nicht übertragbaren Leistung gemäß [DEN10] zwischen der nordwestlichen Region 22 und den angrenzenden Regionen 23 und 71 (TenneT- und Amprion-Regelzone) erfolgt im folgenden Kapitel.

8 Gesamtwirtschaftliche Betrachtung im energiewirtschaftlichen Kontext

8.1 Netzausbau im Jahr 2010 und darüber hinaus

Ende 2010 besteht für Deutschland weiterhin ein hoher Bedarf zum Netzausbau. Die in der Dena I Netzstudie und der europäischen TEN-E-Leitlinie identifizierten Ausbautrassen sind weit von deren Inbetriebnahme entfernt und befinden sich häufig noch in den Genehmigungsverfahren. Um diese zu beschleunigen, wurde 2009 das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) eingeführt. In diesem wurde ein Bedarfsplan mit 24 Ausbauprojekten erstellt. In wie weit oder ob das EnLAG seine beschleunigende Wirkung entfaltet, kann aufgrund dessen kurzen Bestehens noch nicht gesagt werden. Bei vielen der Ausbauprojekte wird mit weiteren Verzögerungen gerechnet und die aktuellen Inbetriebnahmetermine liegen teils mehrere Jahre hinter den Planungen (vgl. [BNA10], S. 179ff.). Im November 2010 wurde auch die Dena Netzstudie II veröffentlicht. Diese erweitert den Untersuchungsrahmen der Netzstudie I auf die Jahre 2020 und 2025. In ihr wurde ein weiterer Netzausbaubedarf von 1.700 bis 3.600 km ermittelt (vgl. [DEN10], S.10f).¹¹

Häufig genannter Grund für die Verzögerung der Ausbauprojekte ist die fehlende Akzeptanz für den Netzausbau durch Freileitungen. Dem Netzausbau durch Freileitungen stehen jedoch vielfältige Bedenken gegenüber, die von Störung des Landschaftsbildes bis hin zu Einwirkungen auf die menschliche Gesundheit reichen. Eine viel diskutierte Alternative ist die Verlegung von Erdkabeln. Diese stehen jedoch in dem Ruf, um ein Vielfaches teurer zu sein.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden die für den Netzausbau notwendigen Genehmigungsverfahren, deren praktische Umsetzung bei den EnLAG-Pilottrassen (Pilotprojekte für den Einsatz von Erdkabeln) betrachtet. Darüber hinaus werden die Kosten für zukünftige Netzengpässe ermittelt und diese für Nordwestdeutschland im Jahr 2020 exemplarisch abgeschätzt. Abschließend wird mit diesen Engpasskosten ein Vergleich der Gesamtkosten einer verzögerten Freileitungstrasse zu deren planmäßig in Betrieb genommene Pendant einer teilverkabelten Trasse durchgeführt und bewertet. Erklärtes Ziel ist es zu prüfen, ob die Mehrkosten für Erdverkabelungen akzeptabel sein können, falls diese zur beschleunigten Fertigstellung von Übertragungstrassen führen.

¹¹ Je nach dem, ob bestehende Trassen um neuere Technologien, wie Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile, erweitert werden.

8.2 Genehmigungsverfahren, deren Praxis und Studien zum Netzausbau

8.2.1 Genehmigungsablauf zum Neubau von Freileitungen und Erdkabeln im 380-kV Höchstspannungsbereich

1. Rechts- und Planungsgrundlagen

Der Neubau von Freileitungen und Erdkabelleitungen im Höchstspannungsbereich unterliegt im Grundsatz einem zweistufigen Vorhaben bezogenem Prüf- und Genehmigungsverfahren, das ein **Raumordnungsverfahren** und **Planfeststellungsverfahren zu durchlaufen hat**.¹²

Durch die Förderalismusreform 2006 erstreckt sich die konkurrierende Gesetzgebung nach Art. 74 Nr. 11, 32 GG¹³ auf die Gebiete der Energiewirtschaft¹⁴ und der Raumordnung¹⁵, so dass diesbezügliche Gesetze auf der Ebene des Bundes erfolgen. Auf bestimmten Gebieten können die Länder zu den Bundesgesetzen noch abweichende Regelungen treffen. Hierzu zählt die Raumordnung nach § 72 Abs.3 Nr.4 GG, wobei die jeweiligen landesrechtlichen Vorgaben zur Raumplanung bei raumbedeutsamen Vorhaben zu berücksichtigen sind. Insbesondere Landesraumordnungsprogramme, Regionalplanungen und raumordnerische Einzelprüfungen können landesrechtlich erlassen werden.

Die Genehmigungssituation von Freileitungen im Höchstspannungsbereich ist durch ein bundesrechtliches Planfeststellungsverfahren in §§ 43 ff. EnWG ausdrücklich geregelt. Bis 2009 gab es bzgl. der Erdverkabelung zum Energietransport auf Höchstspannungsebene keinen einschlägigen Normenverweis zur Genehmigung durch Planfeststellungsverfahren auf Bundesebene. Der Neubau von Erdkabeln erfolgte durch zeitintensive Einzelgenehmigungen nach Landesrecht und der Aneignung privatrechtlicher Eigentums- und Nutzungsrechte durch den Vorhabenträger. Die Rechtswirkung der landesrechtlichen Einzelgenehmigungen steht hinter der Rechts-

12 Schritt 1: Raumordnungsprüfung gemäß Raumordnungsplanung im Raumordnungsgesetz (ROG) und Raumordnungsverfahren (ROV) sowie der Raumordnungsverfahrensordnung auf Landesebene [Ergebnis: Landesplanerische Feststellung]. Schritt 2: Planfeststellungsverfahren gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO), Besonderheit beim Neubau von Erdkabelleitungen: Spezialnorm des Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) [Ergebnis: Planfeststellungsbeschluss]

¹³ Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG) vom 23.5.1949, zuletzt geändert am 29.7.2009 (BGBl. I S.2248).

¹⁴ Zutreffende Bundesgesetzgebung im Wirtschaftsrecht: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG) vom 7.7.2005, zuletzt geändert am 21.8.2009 (BGBl. I S. 2870); Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz-EnLAG), vom 21.8.2009 (BGBl. I S. 2870) und Novelle 02/2011.

¹⁵ Zutreffende Bundesgesetzgebung zur Raumordnung: Raumordnungsgesetz (ROG) vom 22.12.2008, zuletzt geändert am 31.7.2009 (BGBl. I S. 2585); Raumordnungsverordnung (ROV) vom 13.12.1990, zuletzt geändert am 31.7.2009 (BGBl. I. S. 2585).

wirkung eines Planfeststellungsbeschlusses, sei es bei der enteignungsrechtlichen Vorwirkung (vorzeitige Besitzeinweisung) oder beim Rechtsschutz (erstinstanzliche Zuständigkeit der OVG).

Aufgrund des wirtschaftlichen und energietechnischen Bedarfs zum Ausbau des Stromnetzes auf Höchstspannungsebene erließ der Niedersächsische Landtag im Dezember 2007 das Landesgesetz über Planfeststellungsverfahren für Höchstspannungsleitungen in der Erde¹⁶ sowie korrespondierend die Änderung des Landes-Raumordnungsprogramms Niedersachsens¹⁷. Die Ermächtigungsgrundlage ist auf der konkurrierenden Gesetzgebung im Bereich des Energierechts begründet, die es den Ländern erlaubt, Gesetze zu erlassen, wenn Bundesregelungen hierzu fehlen.

Das Landesgesetz wurde 2 Jahre später durch das Bundesgesetz zum „Ausbau von Energieleitungen“ (EnLAG) im August 2009 außer Kraft gesetzt, das bundesweit ein Erfordernis zum Planfeststellungsverfahren beim Neubau von vordefinierten Erdkabelpilotvorhaben analog zu Freileitungen im Höchstspannungsbereich vorschreibt. Bundesweit sind per Gesetz vier Pilotvorhaben nach EnLAG bzgl. Erdkabelleitungen definiert, die nach gegenwärtigem Stand zwei Vorhaben bezogene Raumordnungsverfahren (Pilotvorhaben Ganderkesee – St. Hülfe; Wahle-Mecklar) abgeschlossen haben. Planfeststellungsverfahren zu den Pilotvorhaben wurden weder eröffnet noch abgeschlossen.

Maßgeblich für einen effizienten Netzausbau ist jedoch neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten, die Verfahrensdauer von der Antragsplanung bis zum Baubeginn, indem verfahrensbeschleunigende und verzögernde Aspekte Rechnung tragen.

Der Teilbericht zeigt einerseits den gesetzlich vorgegeben Fristenkorridor der einschlägigen Genehmigungsverfahren auf und induziert anhand aktueller Beispiele aus der Genehmigungspraxis die Beschleunigung- und Verzögerungselemente. Hierzu wurden fünf aktuelle Raumordnungsverfahren der per EnLAG definierten Erdkabel/ Teilverkabelung Pilottrassen analysiert, wovon 2 bereits abgeschlossen sind. Praxiswerte zu Planfeststellungsverfahren für Erdkabel liegen derzeit noch nicht vor. Angaben zu bereits erfolgten Planfeststellungsverfahren bei Höchstspannungsfreileitungen geben eine Gesamtverfahrensdauer teilweise von über 10 Jahren an (vgl. [Wus07] S.122 & S. 126; [Mas06], S. 77).

¹⁶ Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz) vom 13.12.2007.

¹⁷ Änderung des Landesraumordnungsprogramms (LROP) vom 29.1.2008, veröffentlicht im Niedersächsischen Gesetz- und Verordnungsblatt am 29.1.2008.

2. Raumordnerische Prüfung zur Errichtung von Erdkabelleitungen

Das **Raumordnungsverfahren** ist ein dem Planungsfeststellungsverfahren vorgelagertes Prüf- und Abstimmungsverfahren, das die beteiligten Behörden, Träger der öffentlichen Belange sowie die Öffentlichkeit bei integrierten Umweltverträglichkeitsprüfungen im Kontext der überörtlichen Raumplanung koordiniert. Das Raumordnungsverfahren ist als vorklärendes Gutachten zur Beurteilung der Raumverträglichkeit von raumbedeutsamen Einzelvorhaben mit überörtlicher Bedeutung zu betrachten und wird auf Antrag oder von Amts wegen (Eigeninitiative der Planungsbehörde) eingeleitet. Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung über 110 kV sind per Gesetz als raumbedeutsame Vorhaben definiert, die im Grundsatz ein Raumordnungsverfahren erfordern. Eine Aufführung von Erdkabelleitungen als raumbedeutsame Vorhaben (Raumordnungsverfahren) im Höchstspannungsbereich wird explizit nicht aufgeführt. Eine analoge Anwendung wird für Erdkabel auf Höchstspannungsebene angewandt, da die Trassen-/Standortfrage als raumbedeutsame Maßnahmen zu werten ist.¹⁸ Die Raumordnungspläne können als räumliche oder sachliche Teilpläne aufgestellt werden. Hier werden ausschließlich die Trassen für Stromleitungen festgelegt oder ausgeschlossen, jedoch keine Prüfung der konkreten Linien unternommen. Die konkrete Linienprüfung wird im anschließenden Planfeststellungsverfahren unternommen. Das Raumordnungsverfahren schließt mit der landesplanerischen Feststellung ab. Das Ergebnis der raumordnerischen Prüfung ist in dem nachgelagerten Planfeststellungsverfahren zu berücksichtigen (Gutachten Charakter). Die Festsetzung hat keine direkte Rechtswirkung nach außen und ist verwaltungsgerichtlich nicht anfechtbar.

2.1 Verzicht auf das Raumordnungsverfahren

Nach § 15 II ROG können die Länder Regelungen erlassen, auf ein Raumordnungsverfahren zu verzichten. Auf ein Raumordnungsverfahren kann verzichtet werden, wenn ein Vorhaben einer landesplanerischen Abstimmung in einem Raumordnungsverfahren nicht bedarf, weil es den Zielen der Raumordnung entspricht oder widerspricht, wie beispielsweise in der saarländischen Landesraumordnung beschrieben. Eine frühzeitige Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen in der Landesraumordnungsplanung bzw. Regionalen Raumordnungsplanung kann das Raumordnungsverfahren ersetzen, da hiermit einer unvereinbaren Raumnutzung entgegen gewirkt werden kann gemäß § 8 Abs.5 Nr.3b i.V.m. Abs.7 Nr.3 ROG. Weiterhin kann im Rahmen der Raumordnungspläne ein Vorrang zum Ausbau bestehender Netze vor dem Neuausbau und ein Vorrang unterirdischer Verlegungen unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nach landesrechtlichen Normen vorgeben

¹⁸ Siehe auch Durchführung eines ROV und Abschluss mit Landesplanerischen Festlegung 2006 zum Netzausbau der 380 kV-Höchstspannungsleitung Ganderkesee - St. Hülfe, Wahle - Mecklar. Eröffnung ROV Altenfeld-Redwitz, Diele-Niederrein nicht eröffnet (EnLAG Pilotvorhaben).

werden.¹⁹ Jedoch ist eine raumordnerische Prüfung zum Landesraumordnungsplan (Trassenführung) inklusive einer Umweltprüfung zu erfolgen. Hierbei sind die Träger der öffentlichen Belange und die Öffentlichkeit zu beteiligen. Die Landesbehörde hat innerhalb einer Frist von 1 Woche den Plan bekannt zu machen. Der Raumordnungsplan ist für 1 Monat auszulegen und für mindestens diese Dauer können Stellungnahmen abgegeben werden. Nach Bekanntmachung des Beschlusses wird der Raumordnungsplan wirksam. *Die Verfahrensdauer im theoretischen Optimum beläuft sich nach den gesetzlichen Vorgaben auf 2 Monate.*

2.2 Ablauf Raumordnungsverfahren

Dem Raumordnungsverfahren ist ein zweistufiger Orientierungsrahmen vorgelagert, der das eigentliche Raumordnungsverfahren vorbereitet. Hierunter fällt die Vorbesprechung zwischen dem Antragssteller und der Planungsbehörde, um das Erfordernis eines Raumordnungsverfahrens zu bestimmen. Im Anschluss daran werden die beteiligten Fachbehörden und betroffenen Gemeinden mit dem Antragssteller zu einer Antragskonferenz eingeladen, um den Umfang und den Inhalt der Antragsunterlagen zu bestimmen (Prüftiefe). Das Raumordnungsverfahren wird anschließend auf Antrag und bei Vorlage der festgelegten Dokumente durch den Antragssteller offiziell aufgenommen

Im Rahmen der **Vorbesprechung** zur Antragsabgabe stellt der Antragssteller die Projektidee der Planungsbehörde vor. Innerhalb von 4 Wochen entscheidet die Fachbehörde offiziell, ob ein Raumordnungsverfahren erforderlich ist. Bei positiver Prüfung setzt die Fachbehörde die Antragskonferenz fest. Die Planungsbehörde fordert den Antragssteller auf, eine schriftliche Tischvorlage zur designierten Antragskonferenz vorzubereiten und informiert den Antragssteller über den weiteren Verfahrensverlauf. Hierzu werden die vorliegenden schriftlichen Unterlagen den beteiligten Fachbehörden und betroffenen Gemeinden vorab zugestellt. Je nach Planungsumfang (Trassenverlauf) ist eine Vielzahl an beteiligten Trägern der öffentlichen Belange²⁰ und Fachbehörden²¹ zu koordinieren. Konkretisierende Angaben über eine Frist zur Durchführung der Antragskonferenz sind gesetzlich nicht vorgegeben.

Zur **Antragskonferenz (Scoping Termin)** wird der sachliche und räumliche Untersuchungsrahmen im Raumordnungsverfahren erörtert. Der Antragssteller stellt zu dem Zeitpunkt den Raum und nicht die konkrete Trasse vor²², so dass anhand der behördlichen Raumwiderstandskarte (inklusive Bauleitplanung, Raumordnungspläne, Naturschutzgebiete, Natura 2000, etc.) erste Einschätzungen zur Raumverträglichkeit getroffen werden. Dem Antragsteller werden diesbezüglich raumbezogene Gut-

¹⁹ Festlegung im ROP ohne ROV zum Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen in Wilhelmshaven-Conneforde und Stade-Dollern.

²⁰ U.a. alle territorial betroffenen Gebietskörperschaften der Trassenführung.

²¹ Fachreferate wie Bauwesen, Verkehrswesen, Bodenschutz, Immissionsschutz, Wasser, Abwasser, Naturschutz, Forst, Agrarwirtschaft und ländliche Räume, etc.

²² Raumgeordnet wird ein durchschnittlicher Korridor von 500m Mittelachse. Die endgültige Linienführung wird im Planfeststellungsverfahren festgelegt.

achten in Auftrag gegeben, die sich neben einer Bedarfsbegründung, Stellung zu räumlichen und technischen Alternativenprüfung, Raumverträglichkeitsuntersuchungen, Umweltverträglichkeitsstudien und zur Natura 2000 Verträglichkeit (Flora Fauna Habitat und Vogelschutzrichtlinie) nehmen. Diese Gutachten sind dem anschließenden Antrag zum Raumordnungsverfahren beizulegen (Protokoll zur Richtlinie). Die Öffentlichkeit wird in diesem Schritt nicht unmittelbar unterrichtet. Eine mittelbare Integration findet über die betroffenen Gebietskörperschaften statt, deren Repräsentanten an der Antragskonferenz teilnehmen. Es besteht keine gesetzliche Frist, in welcher Zeit nach Abschluss der Antragskonferenz das Raumordnungsverfahren eröffnet wird, da das Raumordnungsverfahren erst auf Antrag und mit Einreichen der angeforderten Gutachten/Dokumente aufgenommen werden kann.

Das durch den Antragssteller **eingeleitete Raumordnungsverfahren** wird unter Einbezug der Öffentlichkeit vollzogen. Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen beginnt die gesetzliche Frist von 6 Monaten zum Abschluss des Raumordnungsverfahrens mit der landesplanerischen Feststellung. Diese Feststellung ist im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens zu berücksichtigen. Die Öffentlichkeitsbeteiligung ist in der Regel über die Landesraumplanungsgesetze vorgeschrieben. Die Öffentlichkeitsbeteiligung wird 14 Tage vorher im Amtsblatt der betroffenen Gemeinden angekündigt und in den betroffenen Gemeinden für 1 Monat ausgelegt. Jedermann kann bei der Gemeinde einen Einwand einbringen. Nach der Frist sind alle weiteren Einwände ausgeschlossen. Die Einwände der Bürger sowie die Stellungnahme der Gemeinde (Abstimmung über Gemeinderäte) werden im Rahmen der Abwägung der Planungsbehörde berücksichtigt. Die Stellungnahmen der fachbeteiligten Gemeinden können in einer nicht öffentlichen Sitzung in der Landesdirektion zur Klärung behandelt werden. Die Entscheidungsgründe und landesplanerische Auflagen werden über den Landesentwicklungsplan und den Regionalplan auf den konkreten Einzelfall erhoben. Die landesplanerische Feststellung (Ergebnis) wird öffentlich bekannt gemacht und ausgelegt. Die Feststellung ist im nachgeschalteten Planfeststellungsverfahren zu berücksichtigen. Grundsätzlich dient das Raumordnungsverfahren der Klärung öffentlicher Belange. Eigentumsfragen und Detailregelungen (z.B. naturschutzrechtliche Ausgleichsmaßnahmen) werden im Raumordnungsverfahren nicht behandelt.

2.3 Dauer Raumordnungsverfahren per legis

Nach Vorlage der vollständigen Vorhabenspläne im Rahmen der Antragskonferenz hat die Landesraumbehörde innerhalb einer Frist von 4 Wochen über das Erfordernis des Raumordnungsverfahrens zu entscheiden. Der Antragssteller unterliegt keiner Frist, wann die einzureichenden Unterlagen (diverse Gutachten zum Trassenverlauf, Technikalternativen, Naturschutz, etc.) abzugeben sind, so dass der Zeitraum bis zur Eröffnung des ROV variabel ist. Das Raumordnungsverfahren ist nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen innerhalb einer Frist von sechs Monaten abzuschließen.

Die Verfahrensdauer im theoretischen Optimum beläuft sich nach den gesetzlichen Vorgaben auf 7 Monate²³.

3. Planfeststellungsverfahren zur Errichtung von Erdkabelleitungen

Wesentliches Element der Gesetzesnovellierung zum beschleunigten Netzausbau ist die Neuregelung zum Genehmigungsverfahren von Erdkabelleitungen auf Höchst- und Hochspannungsebene. Durch den Erlass des Energieleitungsausbaugesetzes eröffnet sich erstmalig die Möglichkeit für Erdkabel, die als Pilotvorhaben mit einem vordringlichen Bedarf gemäß § 2 Abs. 1 zum EnLAG gelistet sind, ein Plangenehmigungsverfahren nach § 2 Abs. 3 EnLAG iVm. § 43 ff. EnWG zu durchlaufen. Dem Antragssteller steht es frei, das Genehmigungsverfahren nach Landesrecht anzustreben oder dem Bundes-Fachplanungsrecht zu folgen. Da die Rechtswirkung der Landesgenehmigungen bzgl. enteignungsrechtlichen Vorwirkungen, Rechtsfolgen (vorzeitige Besitzeinweisung, Rechtsschutz) hinter denen des Planfeststellungsverfahrens steht, stellt das Planfeststellungsverfahren das Instrument mit dem größtmöglichen Rechtsschutz für Vorhabenträger dar.

3.1 Ablauf Planfeststellungsverfahren

Die Errichtung und der Betrieb von Hochspannungsfreileitungen unterliegt nach § 43 EnWG der Planfeststellungspflicht. Die Rechtsquellen des Fachplanungsrechts sind im Europarecht (FFH RL, UVP-RL, etc.), Bundesfachplanungsgesetzen (VwVFG, VwVfGO, etc.) und Landesfachplanungsgesetzen und -verordnungen statuiert. Das Instrument der Planfeststellung nach den §§ 43 ff EnWG kann gemäß § 2 Abs. 3 EnLAG für den Erdkabelausbau erstmalig angewandt werden. Das EnLAG weist ein Gesamtplanungskonzept mit einem Bedarfsplan²⁴ zum Streckenausbau auf Höchstspannungsebene in der Anlage auf. Den definierten Strecken wird deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit und deren vordringlicher Bedarf per lege festgestellt. Diese gesetzliche Feststellung ist verbindlich für die Planfeststellungsverfahren (Planrechtfertigung) und bedarf keiner weiteren Verfahrensprüfung²⁵. Aus dem Bedarfsplan sind vier Pilotstrecken ausgewählt, die gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG als Erdkabel errichtet, betrieben und geändert werden können. Die zuständige Landesbehörde kann anlässlich der Novellierung des EnLAGs die unterirdische Kabelverlegung anordnen (Novellierung 2011). Vor der Novellierung war die Zuständigkeitsfrage bzgl. der Anordnung strittig.

Vor Einleitung des Planfeststellungsverfahrens hat der Antragssteller den Plan mit den Planunterlagen vorzubereiten. Der Anforderungskatalog ist im Rahmen des **Scopingverfahrens** nach § 5 UVPG vorab mit der Planfeststellungsbehörde und dem Vorhabenträger zu klären. Wesentliche Verzögerungen können sich aus unzu-

²³Formeller Ansatz, der die Fristenkorridore summiert. Im Vergleich hierzu Zeitkorridore aus Kapitel Praxiserfahrung.

²⁴ 24 Höchstspannungsvorhaben ab 380 kV.

²⁵ Da die Streckenausweisung lediglich mit Anfangs- und Endpunkte definiert ist und auf eine direkte Linienbestimmung verzichtet wurde, verbleibt die Prüfung der Standortfrage/ Linienführung im Abwägungsverfahren des Planfeststellungsverfahrens.

reichenden Planunterlagen, die nachzufordern sind, ergeben. Nach Vorlage aller Planunterlagen reicht der Vorhabenträger den vollständigen **Antrag** bei der Anhörungsbehörde ein. Die dazugehörigen Planunterlagen umfassen den Plan, den Erläuterungsbericht mit Darstellungen der Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt, eine Kurzfassung des Antrages, Lage-, Höhen- und Leitungspläne, Grunderwerbsverzeichnis mit parzellenscharfen Grunderwerbsplan, landschaftspflegerische Begleitpläne mit naturschutzrechtlichen Kompensationsmaßnahmen, Mindestanforderungen nach § 6 UVPG inklusive technologischer und standortbezogener Alternativenprüfungen²⁶, etc.

Nach Vorlage des Plans und der Unterlagen wird das **Anhörungsverfahren** (Behördenanhörung und Öffentlichkeitsbeteiligung) nach § 43a EnWG i.V.m. § 73 VwVfG eingeleitet. Innerhalb 1 Monats nach Vorlage des vollständigen Plans erfragt die Anhörungsbehörde die Stellungnahmen der betroffenen Behörden und anerkannten Naturschutzverbänden an und veranlasst die **Bekanntmachung/ Auslegung** in den vom Vorhaben betroffenen Gemeinden. Die Gemeinden haben den Plan innerhalb von 2 Wochen²⁷ nach Zugang für einen Monat für jedermanns Einsicht auszulegen gemäß § 43a Nr.1 EnWG. Auf eine Auslegung kann verzichtet werden, wenn der Kreis der Betroffenen bekannt ist und ihnen innerhalb einer angemessenen Frist Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben wird.²⁸ Die Behörden sollen ihre Stellungnahmen innerhalb von drei Monaten an die Anhörungsbehörde senden gemäß § 73 Abs.3a S.2 VwVfG, jedoch sind Stellungnahmen der Behörden auch nach Fristende zu berücksichtigen nach § 43a Nr.7 S.4 EnWG. Bis einschließlich 6 Wochen²⁹ nach der Auslegungsfrist muss jedermann seine **Einwendungen** gegen das im Bedarfsplan des EnLAG aufgeführte Vorhaben erhoben haben, da im Nachgang Einwendungen ausgeschlossen bleiben, die nicht auf privatrechtlichen Titeln beruhen gemäß § 43b Nr.1 EnWG. Die fristgerecht erhobenen Einwendungen werden auf dem **Erörterungstermin** zwischen den Einwendern, dem Antragssteller und den sonstig Betroffenen behandelt. Der Termin ist eine Sonderform einer mündlichen Verhandlung und ist eine Woche vorher ortsüblich bekannt zu machen. Der Erörterungstermin soll innerhalb von 3 Monaten nach Ablauf der Einwendefrist erfolgen gemäß § 43a Nr.5 EnWG. Die betroffenen Behörden haben zum Erörterungstermin die Möglichkeit der substantiellen Einflussnahme, als dass das bereits vorhandene Gutachten im Erörterungstermin nochmals behandelt oder neue Gutachten angefordert werden können. Konsequenz hieraus ist, dass der Erörterungstermin erst bei Vorlage der neuen Gutachten stattfinden kann. Das Ergebnis der substantiierten Einwendungen aber auch neue Erkenntnisse können eine Änderung des Vorhabenplans mit sich

²⁶ Technikalternativenprüfung i.S.v. Erdkabel und Freileitungen; Standortalternativen im Sinne der konkreten Linienführung.

²⁷ Nach § 73 Abs.3 VwVfG Auslegungspflicht innerhalb 3 Wochen nach Zugang.

²⁸ Wegen der geographischen und administrativen Breitbündelung für Hochspannungsleitungen nicht annehmbar.

²⁹ Im Grundsatz Einwendungsfrist von 2 Wochen nach § 73 Abs.4 S.1 VwVfG iVm § 43a Nr.7 S.1 EnWG VwVfG.

führen. Bei wesentlichen Änderungen³⁰ muss das Anhörungsverfahren erneut durchlaufen werden. Bei geringfügigen Planänderungen³¹ ist mit den betroffenen Privatpersonen und Behörden der Sachverhalt zu erörtern.

Das Ergebnis des Anhörungsverfahrens wird durch die Anhörungsbehörde innerhalb eines Monats nach dem Erörterungstermin an die Planfeststellungsbehörde zugeleitet nach § 74 Abs.1 VwVfG. Die Planfeststellungsbehörde entscheidet über noch strittige Einwendungen und Auflagen abschließend. Die Planfeststellungsbehörde stellt den Plan als **Planfeststellungsbeschluss (Verwaltungsakt)** fest gemäß § 43b Nr1 EnWG iVm § 74 VwVfG. Der Planfeststellungsbeschluss ist den Betroffenen und Behörden zuzustellen nach § 43b Nr.5 EnWG sowie in der Gemeinde für 2 Wochen auszulegen gemäß § 74 Abs. 4 VwVfG.

Gegen den Planfeststellungsbeschluss können **Rechtsmittel** eingelegt werden. Innerhalb 1 Monats nach Bekanntgabe des Verwaltungsaktes kann gemäß § 70 VwGO **Widerspruch** eingelegt werden. Nach Zustellung des Widerspruchbescheids durch die Behörde kann u.a. **Anfechtungsklage** innerhalb eines Monats gestellt werden gemäß § 74 I VwGO. Der Bundesgerichtshof entscheidet im **ersten und letzten Rechtszug** über Planfeststellungsvorhaben, die im EnLAG beschrieben sind nach § 50 Abs. 1 Nr.6 VwGO. Der Planfeststellungsbeschluss wird **unanfechtbar**, wenn alle ordentlichen Rechtsmittel erfolglos eingelegt wurden oder alle Fristen ausgelaufen sind. Nach §43c Abs.1 EnWG wird der Planfeststellungsbeschluss außer Kraft gesetzt, wenn die Durchführung nicht innerhalb von 10 Jahren³² nach Eintritt der Unanfechtbarkeit begonnen wird (Bestandsschutz). Der Träger des Vorhabens kann beantragen, dass die Durchführung um maximal weitere 5 Jahre aufgeschoben wird. Die Durchführung des Plans wird nach § 43c Nr.1 EnWG bereits mit jeder erstmals nach außen erkennbare Tätigkeit von mehr als nur geringfügiger Bedeutung zur planmäßigen Verwirklichung des Vorhabens definiert, Unterbrechungen schaden dem Beginn der Durchführung nicht.

3.2 Dauer Planfeststellungsverfahren

Nach Einreichen der vollständigen Antragsunterlagen bei der Antragsbehörde hat der Gesetzgeber die einzelnen Verfahrensschritte mit Fristen von insgesamt 8 Monaten zusammengestellt. Der Antragssteller unterliegt keiner Frist wann die einzureichenden Unterlagen (diverse Gutachten zum Trassenverlauf, Technikalternativen, Naturschutz, etc.) nach dem ROV und Scoping Termin (Vorabtermin) als formellen Antrag einzureichen hat, so dass der Zeitraum bis zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens variabel ist. Weiterhin besteht keine Frist zum Erlass des Planfeststellungsbeschlusses durch die Planfeststellungsbehörde nachdem sie die subsumierten Unterlagen aus dem Anhörungsverfahren zur Bescheidung erhalten hat.

³⁰ Berührung öffentlicher und privater Belange, die sich auf Art und Umfang der Betroffenheit beziehen. Beispiel ist hier die Trassenänderung.

³¹ Änderungen beziehen sich lediglich auf öffentliche Belange und wenige private Belange.

³² Nach § 75 Abs. 4 VwVfG tritt die Unanfechtbarkeit bereits nach 5 Jahren ein.

Das Planfeststellungsverfahren beläuft sich nach den gesetzlichen Vorgaben im theoretischen Optimum auf 8 Monate.

4. Zusammenfassende Elemente zur Beschleunigung/Verzögerung des zweistufigen Genehmigungsverfahrens zur Errichtung, Betrieb und Änderung von Erdkabel und Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene

Wie in diesem Kapitel vorgetragen sind die gesetzlichen Fristen zur Durchführung des Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens relativ kurzzeitig ausgerichtet, so dass für das Raumordnungsverfahren ein Zeitrahmen im theoretischen Optimum von 7 Monaten und für das Planfeststellungsverfahren von 8 Monaten summiert darstellbar ist. Innerhalb dieses Fristenkorridors sind jedoch verfahrensbeschleunigende und –verzögernde Elemente zu finden, die Genehmigungszeiten aus der Praxis von durchschnittlich 10 Jahren erklären.

4.1 Ausschnitt an beschleunigenden Elementen

Verfahrensschritte	Beschleunigung
§3 Abs:2 EnLAG:	Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf des Vorhabens sind per Gesetz durch den Bedarfsplan festgestellt. Keine Prüfung im ROV und PFVf notwendig
EnLAG Novelle 2011	Auf Anordnung der zuständigen Behörde kann Erdverkabelung ausgesprochen werden. Keine sachliche Prüfung zur Technikalternativenprüfung (Freileitungen) und aller anhängigen Gutachten zu deren Auswirkungen im ROV und PFVf
§ 43a Nr.1 EnWG	Auslegungsfrist der Gemeinden von 3 auf 2 Wochen reduziert

Tabelle 8-1: Ausschnitte an beschleunigenden Elementen

4.2 Ausschnitt an verzögernden Elemente

Verfahrensschritte	Verzögerung
Antragskonferenz ROV und Scoping Termin PFVf	Prüfumfang der einzureichenden Dokumente sowie erhöhter Prüfungsumfang durch Gesetzesnovellierungen EG Natura 2000; FFH und VS_RL
	Sachliche Prüfung zur Technikalternativenprüfung falls keine Anordnung durch zuständige Landesbehörde Erdkabel versus Freileitungen erfolgt
	Räumliche Alternativenprüfung Änderung der Trassenführung
	Zu geringe Einbindung der Öffentlichkeit im Vorfeld führt zu höherer Einwendungszahl; Pauschalisierte Einwendungen ohne Alternativenvorgabe
§ 43a Nr.7 S.4 EnWG	Einwendungsfrist für Jedermann von 2 auf 6 Wochen erhöht
§ 43 a Nr.2. EnWG	Stellungnahmen der anerkannten privaten Naturschutz- und Umweltverbände
§43c Abs.1 EnWG	Bestandsschutz Planfeststellungsbeschlusses von 5 auf 10 Jahre verlängert

Tabelle 8-2: Ausschnitte an verzögernden Elementen

8.2.2 Betrachte Zeitabläufe der EnLAG-Pilottrassen

Im Folgenden werden die Genehmigungsabläufe der im EnLAG definierten Pilottrassen näher betrachtet. Dabei wird zum einen nach Anzeichen für eine beschleunigende Wirkung durch den möglichen Einsatz von Erdkabeln gesucht. Zum anderen sollen die genauen Ursachen für die bisherigen Verzögerungen aufgedeckt werden. Für die benötigten Informationen zur Darstellung der Verfahrensverläufe wurden Gespräche mit Planungsbehörden³³ geführt und die Internetpräsenz netzausbau-niedersachsen.de der niedersächsischen Staatskanzlei sowie die der Netzbetreiber TenneT TSO und 50 Hertz Transmission für Verfahrensinformationen herangezogen.

Das erste betrachtete EnLAG-Projekt ist die Trasse Ganderkesee - St.Hülfe. Sie befindet sich im Netzgebiet von TenneT TSO, ehemals Transpower Stromübertragungs GmbH bzw. E.ON Netz GmbH. Die Antragskonferenz für das Raumordnungsverfahren (ROV) fand am 15.10.2003 statt und das ROV wurde ca. 1 Jahr später am 22.11.2004 eingeleitet. Der Abschluss fand am 12.10.2006, 3 Jahre nach der Antragskonferenz, statt. In dem Verfahren trat ein redaktioneller Fehler (Hinweis auf eine falsche Karte) auf, der eine erneute Auslage und somit eine Verzögerung von 2 Monaten verursachte. Hauptverzögerung in dem Verfahren waren jedoch Einwände, die zu einer Vergleichsstudie von Übertragungsalternativen [Osw05] geführt haben, die das Verfahren um 5 1/2 Monate weiter verzögerten. In der anschließenden Grafik ist der Verfahrensverlauf visualisiert, wobei die Farben die Akteure und Verfahrensbestandteile repräsentieren.

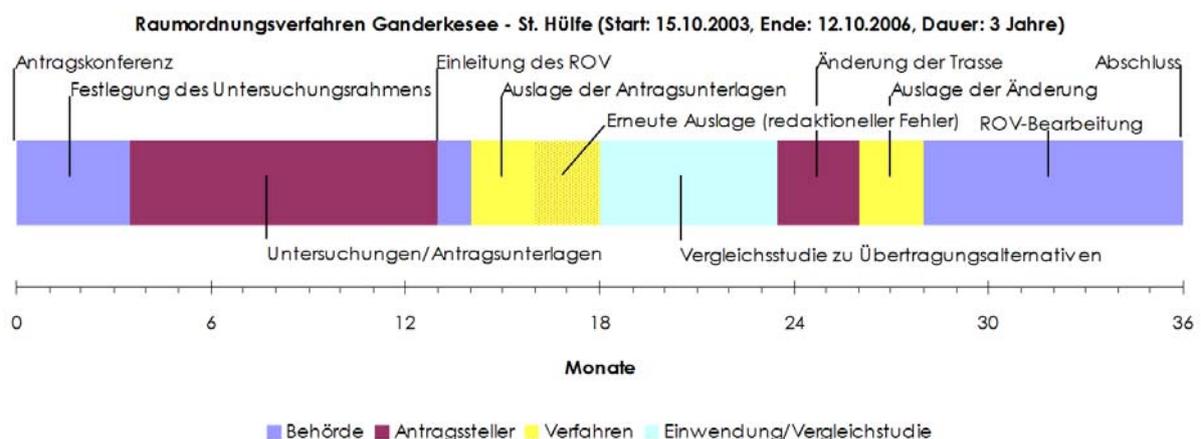


Abbildung 8-1: Ablauf des Raumordnungsverfahrens Ganderkesee – St. Hülfe³⁴

Ohne Verzögerungen wäre somit das Raumordnungsverfahren von Antragskonferenz bis Abschluss in 2 Jahren möglich gewesen. Dies ist über 1 Jahr länger als die theoretische Verfahrensdauer. Bei dieser ist die Antragserstellung inklusive der dafür

³³ Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr, Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung und Thüringer Landesverwaltungsamt.

³⁴ Eigene Darstellung, vgl. netzausbau-niedersachsen.de, [Hei09], tennettso.de und [Fuc10].

nötigen Untersuchungen nicht mitbetrachtet. Beim Raumordnungsverfahren Ganderkesee – St. Hülfe ist diese in etwa zeitlich vergleichbar mit dem eigentlichen Verfahrensablauf (vgl. Abbildung 8-2).

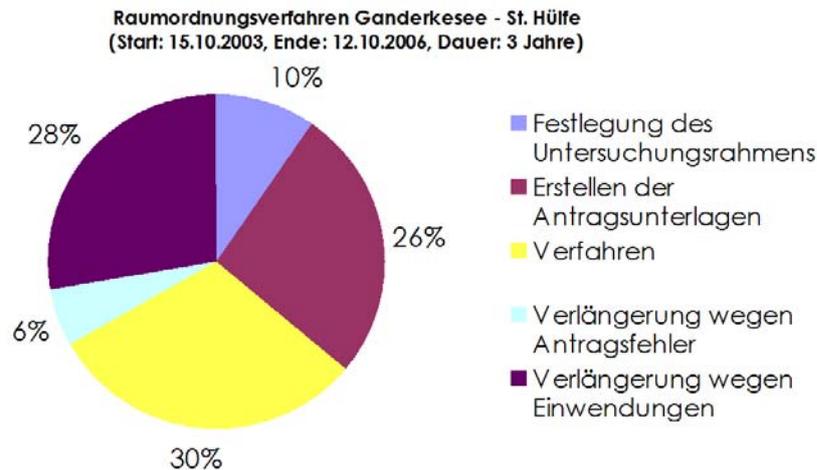


Abbildung 8-2: Zeitverteilung des Raumordnungsverfahrens Ganderkesee – St. Hülfe

Am 18.01.2007, 3 Monate nach Beendigung des ROV, fand die Antragskonferenz für das Planfeststellungsverfahren statt. Seitdem laufen die Untersuchungen und die Antragserstellung hierfür. Insgesamt ist dies bis zum heutigen Tag ein Zeitraum von mehr als 4 Jahren. Vom Antragsteller TenneT werden als Grund für die Verzögerungen die wechselnden gesetzlichen Rahmenbedingungen (Niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG) genannt. Der ursprüngliche Termin für die Inbetriebnahme in 2010 ist mittlerweile überschritten und es wird mit einem Inbetriebnahmetermin in 2013 gerechnet (vgl. [BNA10], S. 179).

Für die Trasse Wahle - Mecklar (Netzgebiet TenneT) fand am 04.10.2007 die Antragskonferenz zum ROV statt. Die Einleitung des ROV fand daraufhin über 2 Jahre später am 25.05.2010 statt und läuft seitdem. Der Abschluss des Verfahrens wird Mitte 2011 erwartet. Im Vergleich zum ROV der Trasse Ganderkesee – St. Hülfe ist hier der Zeitraum von Antragskonferenz bis Einleitung des Verfahrens 2,4-mal länger. Als Ursache wird auch hier die geänderte Gesetzeslage angegeben (vgl. [BNA10], S. 183). Der genaue Verfahrensverlauf ist in der folgenden Abbildung nochmals dargestellt.

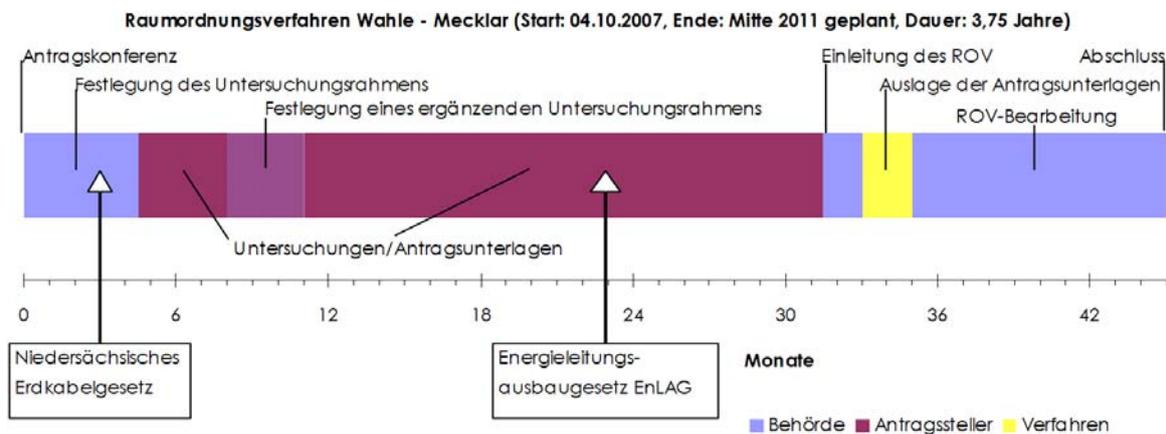


Abbildung 8-3: Ablauf des Raumordnungsverfahrens Wahle - Mecklar³⁵

Bei vorausgesetzter Beendigung des Verfahrens Mitte 2011 hätte das Verfahren inklusive Antragserstellung 3,75 Jahre gedauert, was ein 3/4 Jahr länger wäre als bei Ganderkesee – St. Hülfe. Die Hauptursache für die Länge des Verfahrens liegt hier bei der Erstellung der Planungs- und Genehmigungsunterlagen (vgl. Abbildung 8-4). Es wird jedoch weiterhin mit der Inbetriebnahme im Zieljahr 2015 gerechnet (vgl. [BNA10], S. 183).

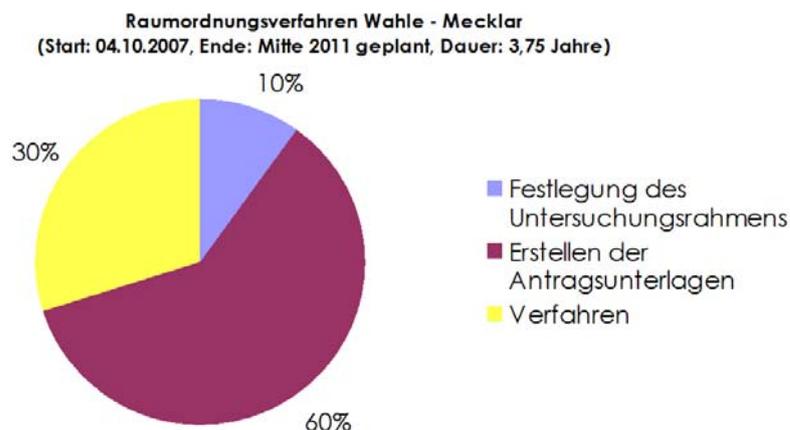


Abbildung 8-4: Zeitverteilung des Raumordnungsverfahrens Wahle - Mecklar

Bei dem Erdkabelprojekt Diele – Niederrhein (Netzgebiet TenneT) hat die Antragskonferenz für das ROV Anfang Oktober 2008 stattgefunden, der Zeitpunkt für die Einleitung des Verfahrens steht noch aus. Auch hier werden Verzögerungen infolge der geänderten Randbedingungen durch das EnLAG gemeldet. An der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2015 wird weiterhin festgehalten (vgl. [BNA10], S. 183).

Eine weitere Pilottrasse ist Altenfeld – Redwitz, sie liegt im Netzgebiet von 50 Hertz Transmission, ehemals Vattenfall Europe Transmission. Bei dieser Trasse fand die Antragskonferenz im Mai 2006 statt und das Raumordnungsverfahren wurde im Ja-

³⁵ Eigene Darstellung, vgl. netzausbau-niedersachsen.de und tenetso.de.

nuar 2010 eröffnet. Für die Antragsstellung wurden somit 3,6 Jahre benötigt. Der Abschluss des Verfahrens ist noch nicht vorhersagbar. Trotzdem wird optimistisch mit einer Inbetriebnahme Ende 2011 gerechnet (ursprüngliches Zieljahr war 2010). Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur wird eine Vielzahl von Gründen für diese Verzögerung angegeben, die bis hin zur Infragestellung der Notwendigkeit der Trasse gehen (vgl. [BNA10], S. 181f). Mit dem EnLAG wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit jedoch festgeschrieben und steht somit grundsätzlich nicht mehr zur Debatte.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Zeiträume für die Antragserstellung, inklusive der nötigen Untersuchung für die Genehmigungsverfahren, länger geworden sind. Dieser Umstand ist bisher hauptsächlich für die Verzögerungen der EnLAG Pilottrasen verantwortlich ist (vgl. Abbildung 8-5).

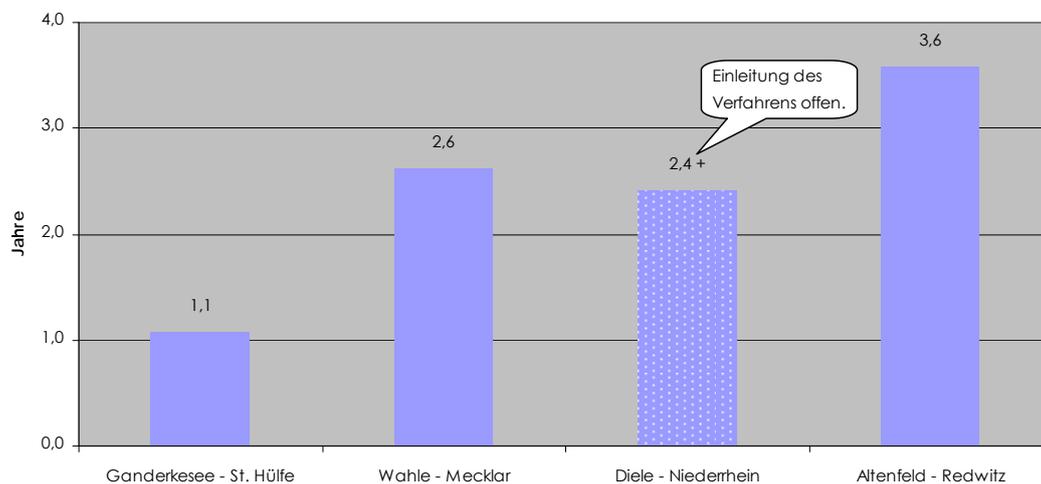


Abbildung 8-5: Vergleich der Zeiträume für die Erstellung der Planungs- und Genehmigungsverfahren der dargestellten Raumordnungsverfahren

Der am häufigsten genannte Grund für diese Verzögerungen ist die geänderte Gesetzeslage durch die Einführung des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes und des Energieleitungsausbaugesetzes (vgl. [BNA10], S. 179ff). Ob dies auch die maßgebliche Ursache für die Verzögerungen ist, ist aus den gesammelten Informationen nicht ersichtlich.

8.2.3 Studien zum Netzausbau

Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung wurden ausgewählte Studien zur Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus, insbesondere dem Kostenvergleich zwischen Freileitung und Erdkabeln betrachtet. Eine der ersten Studien zur dieser Thematik ist von Prof. Brakelmann aus dem Jahr 2004 [Bra04]. In dieser wird der Stand der Technik von Freileitungen und Erdkabeln in den Netzebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV, deren Auswirkungen auf die Umwelt sowie ein Kostenvergleich zwischen den Übertragungsalternativen dargestellt. Bei der Kostenbetrachtung der Übertragungsalternativen (Freileitung/Erdkabel) wurden deren Investitions-, Wartungs- und Verlustkosten sowie die daraus resultierenden Barwerte gegenübergestellt. In den folgenden Jahren sind mehrere Studien von Prof. Oswald erschienen ([Osw05], [Osw07], [Osw08]). In diesen wird in einer zu Brakelmann ähnlichen Systematik Kabel und Freileitungen auf 380 kV-Ebene untersucht. Oswald nimmt in allen Studien im Gegensatz zu Brakelmann direkten Bezug zu konkreten Ausbautrassen: Ganderkesee – St. Hülfe, Tauern-Salzach (Österreich) und Schwerin – Görries. Auf die 380 kV-Spannungsebene bezogen, ist das Ergebnis in allen Studien eine technische Machbarkeit der Integration von Erdkabeln ins Netz, wobei dies jedoch nur zu einem Vielfachen der Kosten einer Freileitung möglich ist.

Zu der auch von Oswald, in einem Teilabschnitt, betrachteten Salzburgleitung (St. Peter – Tauern) wurde 2008 von der KEMA IEV GmbH aus Dresden eine Machbarkeitsstudie für eine Gesamt- und Teilverkabelung erstellt [KEMA08]. In dieser wurde detailliert der Einsatz von Erdkabeln dem der Freileitung gegenübergestellt. Im Gegensatz zu den oben genannten Studien fand eine erweiterte Kostenbetrachtung statt. In dieser wurde zusätzlichen zu den bisher betrachteten betriebswirtschaftlichen Kosten der Alternativen volkswirtschaftliche Kostenfaktoren mitbetrachtet. Bei diesen handelt es sich um die Auswirkungen auf die Land- & Forstwirtschaft, den Preis von Bauland, den Tourismus sowie die Gesundheit der Anwohner. Im Tourismus und der öffentlichen Gesundheit war eine monetäre Betrachtungen etwaiger Kosten nicht möglich. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Übertragungsalternativen auf die Land- & Forstwirtschaft wurden durch einmalige Kosten beim Bau der Trasse sowie durch Ertragsausfälle durch die bestehende Trasse berücksichtigt. Eine Entwertung des die Trasse umgebenden Baulandes wurde unter hohen Unsicherheiten abgeschätzt. Darüber hinaus wurde untersucht, in wie weit die Freileitung oder Erdkabel zu einer geänderten Wertschöpfung innerhalb Österreichs führt. Im Ergebnis sind auch hier die hier volkswirtschaftlich betrachteten Kosten für eine Erdverkabelung um ein Vielfaches höher als bei der Freileitung. In einer Stellungnahme des österreichischen Netzbetreibers [APG08], dem Verbund oder auch Austrian Power Grid GmbH, wurden zusätzlich die Annahmen zu den land- & forstwirtschaftlichen Auswirkungen und der Baulandentwertung stark kritisiert.

Ebenfalls in 2008 wurde für den irischen Staat von der Firma Ecofys, Prof. Brakelmann und Golder Associates eine Studie über die Vorzüge von Freileitungen und Erdkabeln, einschließlich Gleichstromübertragung erstellt [ECO08]. In dieser wurden erneut der Stand der Technik der Übertragungsalternativen, deren Einfluss auf die Umwelt sowie deren Kosten verglichen. Der Kostenvergleich basiert auf der Methodik von Brakelmann und findet rein auf der betriebswirtschaftlichen Ebene statt. In der

Kostenbetrachtung sind die Ergebnisse mit denen der Studien von Oswald vergleichbar.

Im „Technischen Bericht zum künftigen Ausbau und zur unterirdischen Verlegung des Elektrizitätsübertragungsnetzes“ [ELI08] aus Dänemark werden verschiedene Netzausbauoptionen (Vollverkabelung/Teilverkabelung/Freileitung/kein Ausbau und deren Kombinationen) für deren Stromnetz verglichen. Zusätzlich zum reinen Vergleich der Übertragungsalternativen (Freileitung/Erdkabel/keine Übertragung) werden dort auch Alternativen, wie optisch ansprechbare Freileitungsmasten, betrachtet. In der Kostenbetrachtung der einzelnen Alternativen werden neben der Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten zusätzlich die sozioökonomischen Kosten betrachtet. In Norwegen ist dies ebenfalls üblich, dort wird auch eine sozio-ökonomische Lösung angestrebt.³⁶ In dieser werden beispielsweise auch die Kosten möglicher Stromausfälle (Entschädigungszahlungen an Stromkunden) mitberücksichtigt. In der dänischen, wie auch der norwegischen Betrachtungspraxis wird die Null-Variante (Kein Netzausbau) stets mitbetrachtet.

In weiteren Betrachtungen zum generellen Netzausbau findet sich immer wieder der Vergleich zur Null-Variante mit der Fragestellung, ob und unter welchen Bedingungen ein Netzausbau ökonomisch sinnvoll ist. Ein Beispiel für dies ist die „Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)“ eines kalifornischen Netzbetreibers [CAL08].

Für diese Studie sind insbesondere die in den oben genannten Untersuchung getroffenen Kostenannahmen für die Übertragungstechnologien von Bedeutung. Für den folgenden gesamtwirtschaftlichen Kostenvergleich konnte in der Systematik keiner der bisher durchgeführten Vergleiche eins zu eins übernommen werden.

³⁶ Persönliche Information von Herrn V. Willumsen (NVE) am 09.11.2010.

8.3 Abschätzung der Kosten für eine 1-jährige Verzögerung des Netzausbaus und Kostenvergleich zwischen verzögerten Freileitungsausbau und unverzögerten Ausbau mit Teilverkabelung

8.3.1 Kosten für Engpässe im Übertragungsnetz

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist nach dem EnWG für die Sicherheit und Zuverlässigkeit seines Elektrizitätsversorgungssystems verantwortlich (vgl. §12 Abs. 3 EnWG). Sieht er diese durch einen Engpass gefährdet, so ist er nach § 13 Absatz 1 berechtigt und verpflichtet, diese durch netz- und marktbezogene Maßnahmen wieder herzustellen. Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählen der Einsatz von Regelenergie, Countertrading³⁷ und Redispatch³⁸ von Kraftwerken [50Hz10].

Durch diese Maßnahmen entstehen zusätzliche Kosten, die zum größten Teil in die Netzentgelte einfließen. Zum einen sind dies die Kosten für die Regelenergie, zum anderen die Mehrkosten, die durch den Einsatz teurerer Kraftwerke (höhere Brennstoff- & CO₂-Kosten) im Rahmen von Countertrading und Redispatch entstehen.

Ist der Engpass nicht durch diese Maßnahmen (nach § 13 (1) EnWG) zu beheben, so können die ÜNB Kraftwerke abregeln. Dies geschieht grundsätzlich durch Engpassmanagement nach § 13 Absatz 2 EnWG. Für den abgeregelten Strom von konventionellen Kraftwerken muss dabei kein Schadensersatz gezahlt werden und somit entstehen hier durch den Engpass keine Kosten. Müssen jedoch auch EEG-Anlagen abgeregelt werden, so entstehen die im Folgenden erläuterten Mehrkosten.

Im Regelfall, ohne Engpässe im Netz, ist der aus EEG-Anlagen eingespeiste Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern. Dabei ist der für den Folgetag prognostizierte Strom zunächst vortägig an der Börse (Day-Ahead Markt) zu vermarkten. Die Abweichungen von der Prognose sind wiederum am untertägigen Börsenmarkt (Intraday Markt) durch An- und Verkauf auszugleichen (§ 1 AusglMechAV). Dies geschieht zurzeit an der European Power Exchange (EPEX) in Paris.

Parallel dazu erhalten die EEG-Anlagenbetreiber die Vergütung ihres eingespeisten Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (§§ 16, 35 EEG). Die Differenz zwischen den EEG-Vergütungszahlungen und den erwirtschafteten Erlösen aus dem

³⁷ „Countertrading bezeichnet ein regelzonenübergreifendes Handelsgeschäft, bei dem auf der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss Strom verkauft wird. Die verkaufte Strommenge wird auf der anderen Seite des Engpasses ebenfalls per Handelsgeschäft zugekauft, so dass ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.“ (siehe [BNA09], S. 4).

³⁸ „Redispatch bezeichnet den (vertraglich vereinbarten) Eingriff eines Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrweise der Kraftwerke zur Entlastung von Engpässen. In Analogie zum Countertrading weist der ÜNB auf der Seite eines Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss ein oder mehrere Kraftwerke zur Reduzierung ihrer Einspeiseleistung auf. Gleichzeitig weist der Übertragungsnetzbetreiber ein oder mehrere Kraftwerke auf der anderen Seite des Engpasses zur Steigerung der eingespeisten Leistung auf. Die Abrechnung erfolgt kostenbasiert.“ (siehe [BNA09], S. 4).

Verkauf an der Strombörse wird durch die Stromkunden über die EEG-Umlage ausgeglichen (vgl. EEG, AusglMechAV und AusglMechv).

Etwaige Prognoseabweichungen außer Acht lassend,³⁹ stellen sich die Zahlungsflüsse zusammenfassend wie folgt dar:

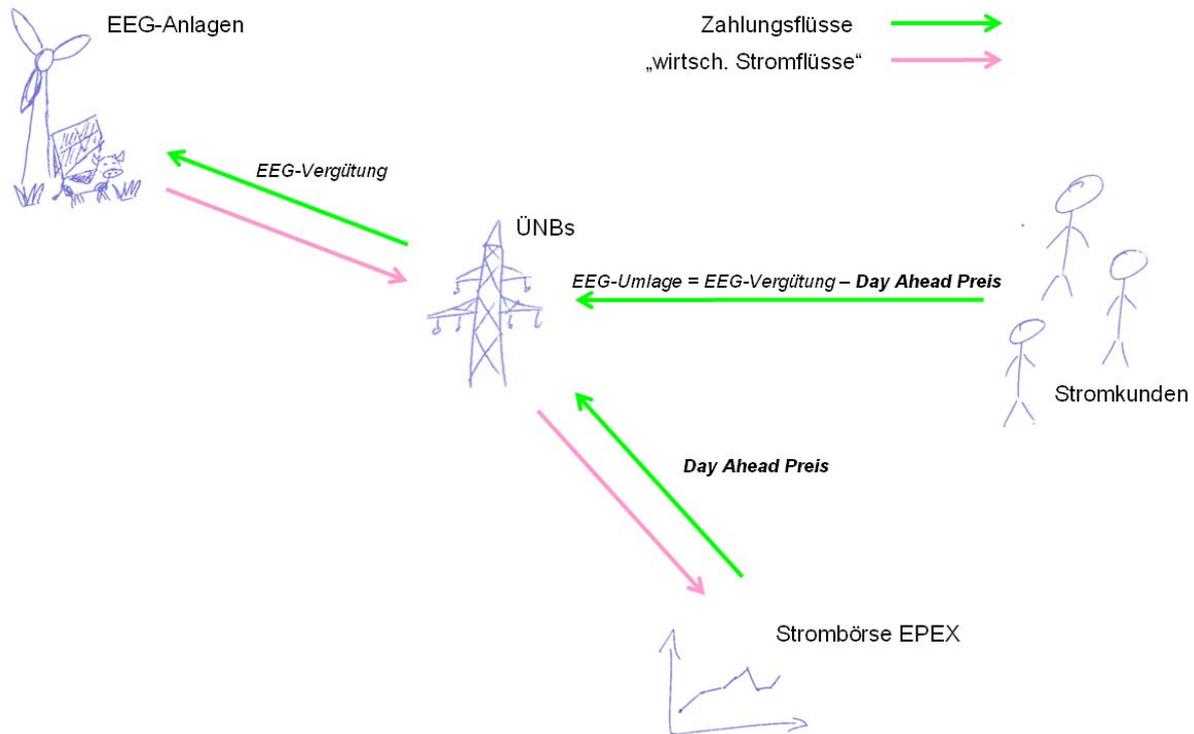


Abbildung 8-6: Zahlungsflüsse bei EEG-Einspeisung

Existiert ein Engpass im Übertragungsnetz, bei dem EEG-Anlagen abgeregelt werden müssen, entstehen zusätzliche Kosten. Primär resultieren diese in den Kosten für den untertägigen Strombezug der ÜNB, die den Lieferverpflichtungen des vortägigen Handels nachkommen müssen.

Findet die Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG statt, können zusätzlich Kosten durch die Entschädigung der entgangenen Deckungsbeiträge der abgeregelter EEG-Anlagen entstehen (§ 12 EEG). Diese zusätzlichen Kosten sind in der Regel entgangene Wärmeerlöse. Im Falle abgeregelter Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist davon auszugehen, dass die Entschädigungszahlungen gleich den entgangenen Vergütungen sind. Werden die EEG-Anlagen hingegen nach § 13 Absatz 2 EnWG abgeregelt, steht den Anlagenbetreibern keine Vergütung zu (§ 13 Abs. 4 EnWG). Bei einer Entschädigungszahlung in Höhe der entgangenen EEG-

³⁹ Die Mehr- oder Minderkosten aus Fehlprognosen sind für die hier betrachtete Problemstellung marginal, zusätzlich sollten diese sich in Summe statistisch aufheben.

Vergütung ist es für die Kostenbetrachtung eines Engpasses jedoch volkswirtschaftlich betrachtet unerheblich, ob diese gezahlt wird oder nicht. Abhängig von der Entschädigungszahlung findet lediglich eine Umverteilung statt, der Volkswirtschaft entstehen dadurch keine Mehrkosten.

In den folgenden Abbildungen sind die Zahlungsflüsse bei Einspeisemanagement nach § 11 EEG und Engpassmanagement nach § 13 (2) EnWG dargestellt.

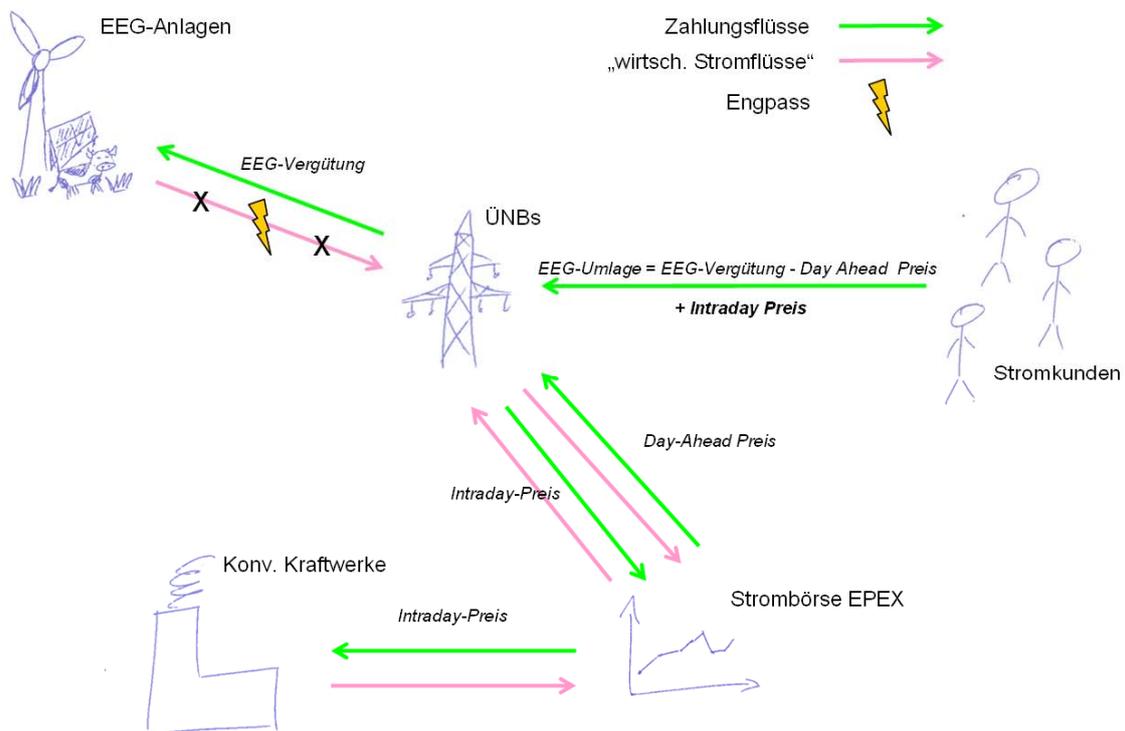


Abbildung 8-7: Zahlungsflüsse bei Einspeisemanagement nach § 11 EEG

W_{EEG} : abgeregelte EEG-Strommenge

$K_{Schadensersatz}$: Schadensersatzzahlungen (z.B. Wärmeerlöse bei KWK-Anlagen)

8.3.2 Schätzung der Kosten für eine 1-jährige Verzögerung im Jahr 2020

Bisher wurden Erdkabel auf 380kV-Ebene lediglich dort eingesetzt, wo keine Freileitung möglich war. Die ist vor allem in städtischen Bereich der Fall. Erfahrungen in wie weit der Einsatz von Erdkabeln zu einer höheren Akzeptanz und somit Beschleunigung von Ausbauprojekten führt liegen daher noch nicht vor. Daher wird hier exemplarisch eine 1-jährige Beschleunigung beim Einsatz von Erdkabeln zur Teilverkabelung einer Trasse betrachtet.

Als Betrachtungsraum wird Nordwestdeutschland festgelegt, genauer gesagt Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und das nördliche Niedersachsen. Dies entspricht in etwa dem Postleitzahlenbereich 2 und den ENTSOE-E Regionen 20, 21, 22 und 82.

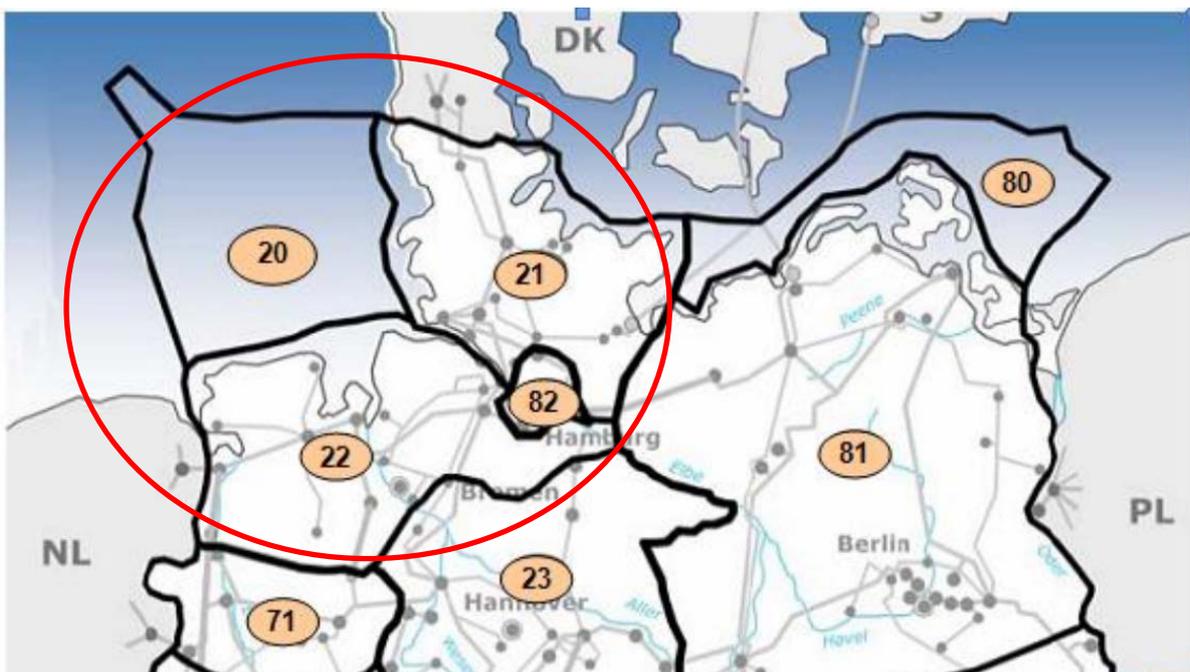


Abbildung 8-9: Betrachtungsraum und ENTSOE-E Regionen ([DEN10, S. 258])

In diesem Bereich sind bereits heute Engpässe zu verzeichnen⁴⁰ und drei der EnLAG-Pilotvorhaben verlaufen durch dieses Gebiet.⁴¹ Die EEG-Erzeugungsstruktur ist durch Windkraftanlagen geprägt, und in diesem Gebiet ist zukünftig mit einem weiteren starken Ausbau der Windkraft, insbesondere dem Ausbau von Offshore-Wind in der Nordsee, zu rechnen (vgl. [DEN10], S. 29ff).

⁴⁰ Vgl. tennetso.de, Netzsituationen nach §13.1 EnWG und §13.2 EnWG.

⁴¹ Ganderkesee – St. Hülfe, Diele – Niederrhein und Wahle – Mecklar.

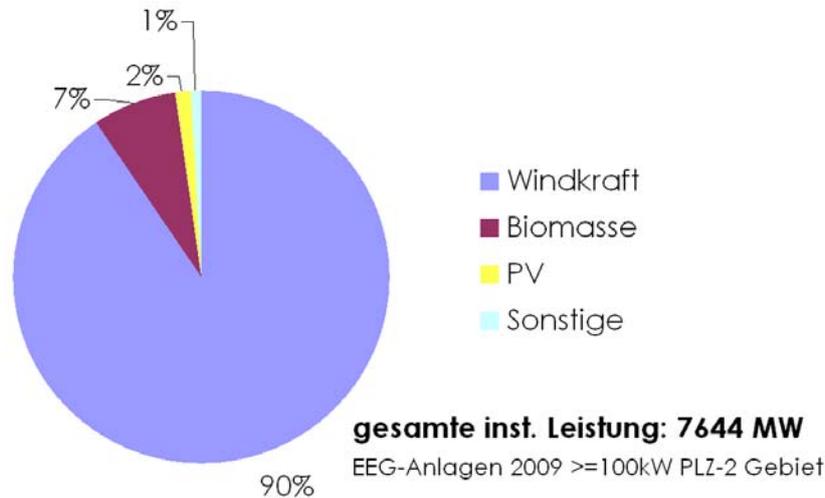


Abbildung 8-10: Installierte EEG-Anlagen PLZ-2 Gebiet 2009⁴²

Im Jahr 2008 lagen 74 % der in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Niedersachsen installierten Windleistung im PLZ-2 Gebiet. Wird dieser Anteil und das in der Dena II Netzstudie betrachtete Szenario⁴³ zugrunde gelegt, bedeutet dies eine installierte Windleistung von über 20 GW im Jahr 2020 in der PLZ-2 Region. Des Weiteren wird in diesem Gebiet mit einer maximal nicht übertragbaren Leistung von über 7300 MW gerechnet (vgl. [DEN10], S. 275). Voraussetzung hierfür ist die Realisation der in der Dena Netzstudie I ermittelten und im EnLAG festgeschriebenen Netzausbauvorhaben (vgl. [DEN10], S. 3). Da viele dieser Projekte bereits heute starke Verzögerungen aufweisen, ist ein zusätzliches Ausmaß an nicht übertragbarer Leistung im Jahr 2020 zu befürchten.

⁴² Eigene Berechnung, EEG-Anlagenstammdaten 2009 tennettso.de.

⁴³ Das auf Kritik des BMU angepasste Szenario: Szenario_dena_II_mod (vgl. [DEN10], S. 44f).

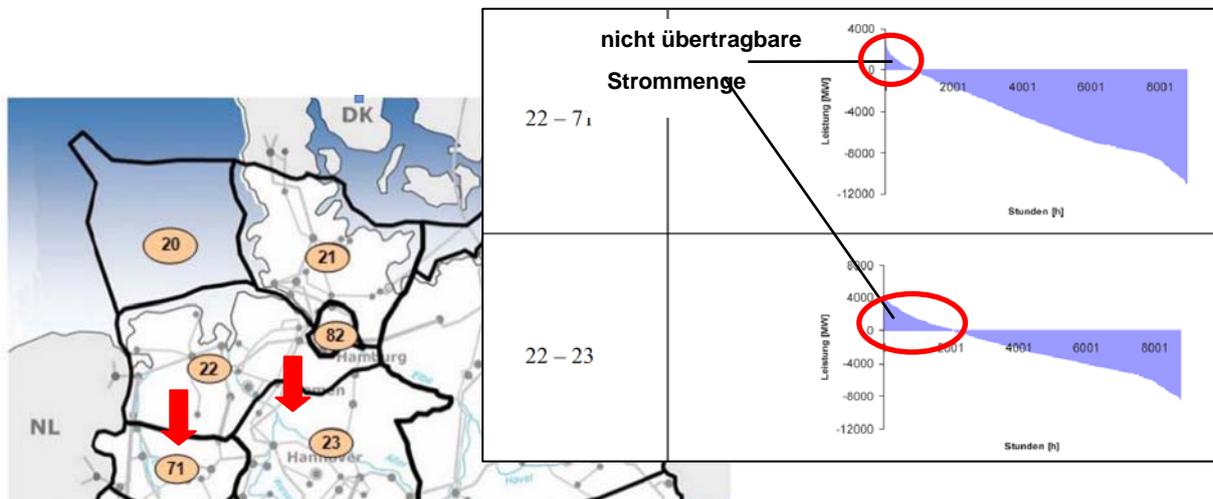


Abbildung 8-11: Nicht übertragbare Strommengen im Jahr 2020 nach Dena Netzstudie II ([DEN10], S. 258 & S.473)

Bei der weiteren Betrachtung wird jedoch die in der Dena Netzstudie II nicht übertragbare Leistung für die Schätzung der abgeregelten Strommenge verwendet. Die Durchführung einer eigenen Lastflussberechnung ist wegen des Umfangs und der Datenlage nicht möglich. Dies ist insofern problematisch, als die Menge und Zusammensetzung (EEG-Anlagen, konventionelle Kraftwerke) des abgeregelten Stroms nur grob geschätzt werden kann.

Daher kann es in der vorliegenden Studie nur Ziel und Zweck sein, eine exemplarische Rechnung durchzuführen, die die Größenordnung zukünftiger Kosten durch Engpässe abschätzt und zeigt, ob eine Beschleunigung des Netzausbaus durch den Einsatz von Erdkabeln wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Die hier verwandte Systematik und Berechnungsweise ist dabei auch auf andere Technologien als Erdkabel (HGÜ, GIL, ...) übertragbar.

Für die Abschätzung der abgeregelten Strommenge ist die zu erwartende Windeinspeisung im Jahr 2020 von besonderer Bedeutung. Dafür wurde das deutsche Windeinspeiseprofil des Jahres 2008 auf eine prognostizierte installierte Leistung von 20.960 MW skaliert. Die Skalierung erfolgt nach der folgenden Formel:

$$P_{t,2020} = \left(2 \cdot \frac{P_{t,2008}}{P_{\max,2008}} - \left(\frac{P_{t,2008}}{P_{\max,2008}} \right)^2 \right) \cdot P_{inst,2020} \cdot \frac{P_{\max,2008}}{P_{inst,2008}} \quad (8.2)$$

$P_{t,2020}$: skalierte Einspeisung während der jeweiligen Stunde im Jahr 2020

$P_{t,2008}$: Einspeisung während der jeweiligen Stunde im Jahr 2008

$P_{\max,2008}$: maximale Einspeisung im Jahr 2008

$P_{inst,2020}$: prognostizierte installierte Leistung im Jahr 2020

$P_{inst,2008}$: installierte Leistung im Jahr 2008

Die Skalierung wurde bewusst nicht linear durchgeführt, um zukünftig höheren Voll- laststundenzahlen neuer und Offshore-Windkraftanlagen gerecht zu werden. Ergeb- nisse der Skalierung sind in Abbildung 8-12 zu sehen.

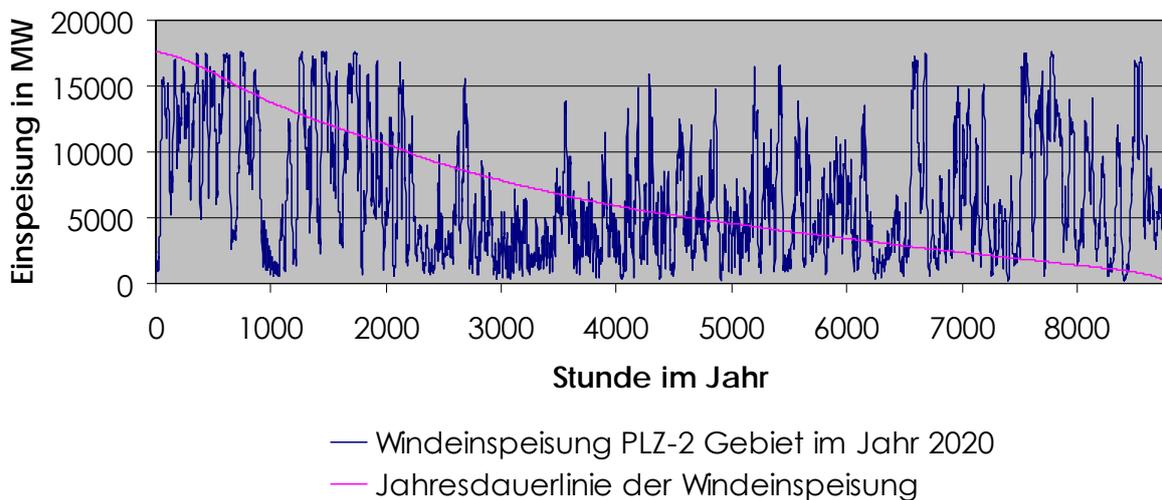


Abbildung 8-12: Windeinspeisung im PLZ-2 Gebiet im Jahr 2020⁴⁴

Da die Einspeisung der Photovoltaik und der gesamten konventionellen Kraftwerke mit der Last korreliert, ist davon auszugehen, dass die Höhe der Windkrafteinspeisung entscheidend ist, ob ein Engpass herrscht oder nicht. Deshalb wird zur Schätzung der nicht übertragbaren Strommenge die Jahresdauerlinie der Windeinspeisung verwendet. Unter der obigen Prämisse, dass 2020 maximal 7355 MW Leistung nicht übertragen werden können, ergibt sich das in der folgenden Abbildung dargestellte Ergebnis:

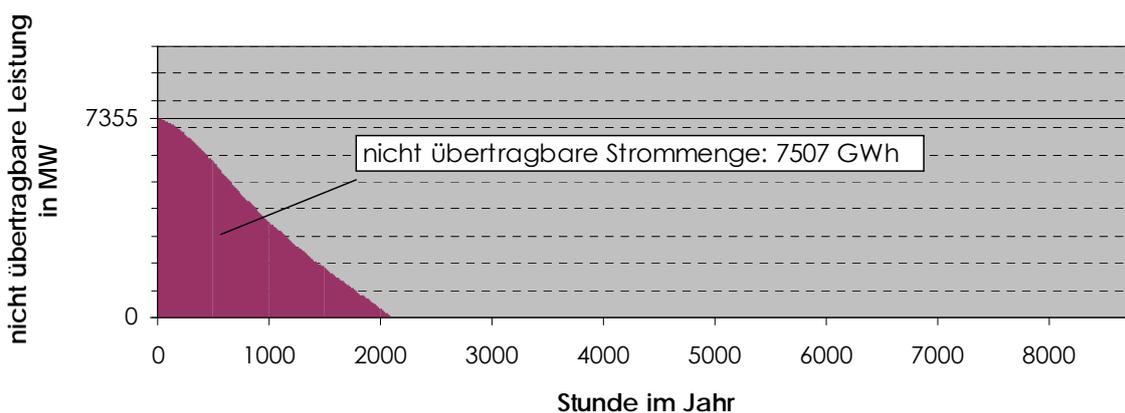


Abbildung 8-13: Nicht übertragbare Strommenge im PLZ-2 Gebiet im Jahr 2020

Für die Kostenberechnung ist es nötig, die nicht übertragbare Strommenge exakt auf die konventionelle Erzeugung und die EE-Einspeisung aufzuteilen. Vereinfachend

⁴⁴ Eigene Berechnung, skaliertes Windprofil der Windeinspeisung aus dem Jahr 2008 (Quelle: BDEW).

wird eine Abschätzung basierend auf der installierten Leistung im Betrachtungsgebiet unternommen. Nach Dena Netzstudie II wird diese sich wie folgt gestalten:

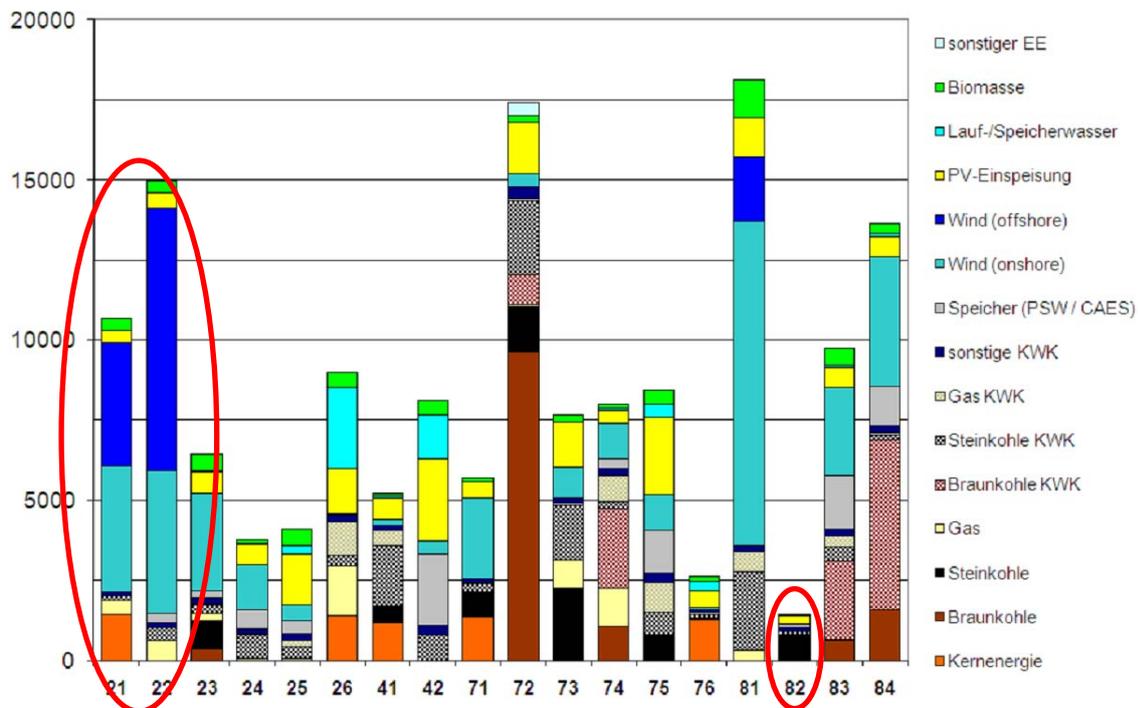


Abbildung 8-14: Installierte Leistung in MW je Region 2020 nach Dena Netzstudie II ([DEN10], S. 262)

Ca. 4.000 MW konventionelle Kraftwerksleistung wird im Betrachtungsgebiet vorhanden sein. Davon sind ca. 1.460 MW Kernkraft-, 1.390 MW Steinkohle-, 1.090 MW Gaskraftwerke, wobei ca. 580 MW der Steinkohlekraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

Im Engpassfall ist davon auszugehen, dass zuerst die in Spitzenlast fahrenden Gaskraftwerke, dann die Steinkohlekraftwerke in der Mittellast und zuletzt die KWK- und Atomkraftwerke in der Grundlast abgeregelt werden. Dabei ist anzunehmen, dass die Gas- und Steinkohlekraftwerke nur während der Peakzeit (8 Uhr bis 20 Uhr) am Netz sein werden und die KWK-Anlagen und Kernkraft durchgehend. Unter der Annahme einer Basis von 50 % der installierten Leistung der Kernkraft, die jederzeit am Netz bleiben wird,⁴⁵ so ergibt sich eine durchschnittliche Abregelung von konventioneller Kraftwerksleistung in Höhe von 2.260 MW (vgl. Abbildung 8-15).

⁴⁵ Angebot an Primärenergie und netztechnische Restriktionen. Aktuell können AKW sogar nur auf 60% ihrer Leistung heruntergefahren werden (vgl. [DOW10]). Die hier angenommenen 50% sind genereller Natur, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die dort befindlichen AKW auch zeitweise vollständig vom Netz gehen und andere Kraftwerke Regenergie anbieten und zur rotierenden Reserve beitragen.

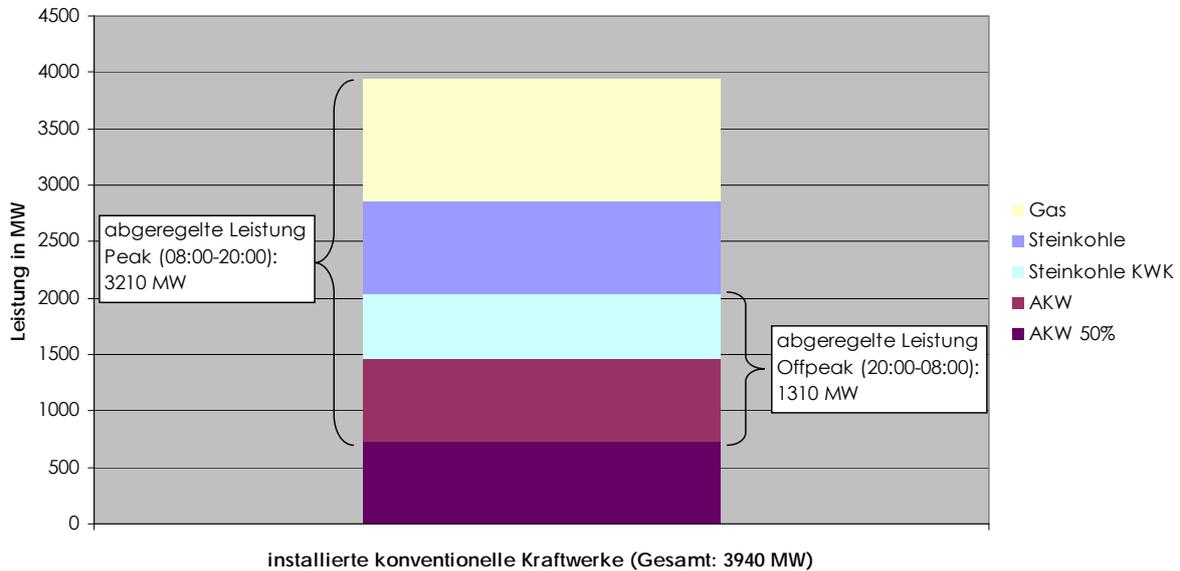


Abbildung 8-15: Installierte konventionelle Kraftwerke und deren wahrscheinliche Abregelung

Beim Ansatz dieser für die Strommengenbetrachtungen an, ergeben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten Ergebnisse:

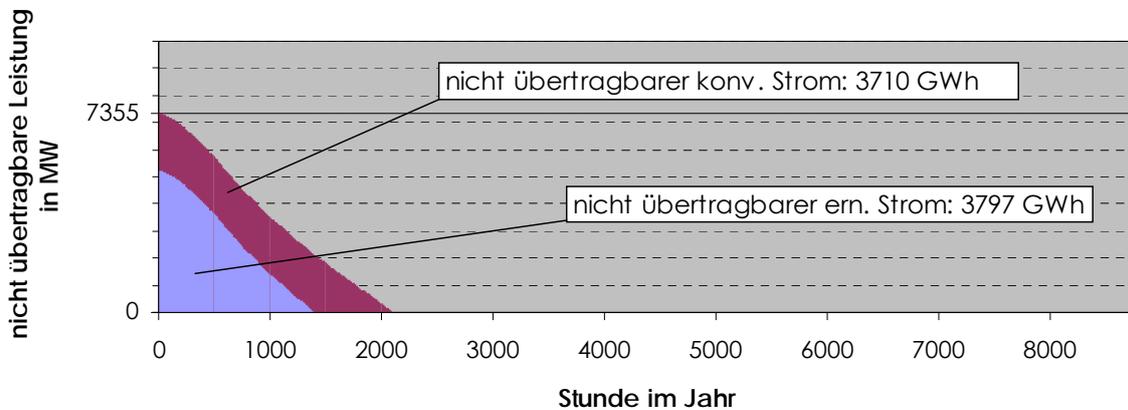


Abbildung 8-16: Nicht übertragbare konventionelle und erneuerbare Strommenge

Der Einsatz der Regelenergie lässt sich nicht exakt abschätzen. Es ist nicht ersichtlich welche Kraftwerke in der betrachteten Region (wann, wie viel und wie teuer) Regelenergie im Jahr 2020 anbieten werden. Ebenso schwierig ist die Schätzung eventuell zusätzlicher Schadensersatzzahlungen nach dem EEG (z. B. für entgangene Wärmeerlöse aus Kraft-Wärme-Kopplung). Aufgrund der vergleichsweise geringen installierten Leistung an Biomasse KWK-Anlagen und der geringen Wahrscheinlichkeit, dass gerade diese auch abgeregelt wird, werden die Kosten für Schadensersatz im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Für die weitere Betrachtung fehlen der zukünftig zu erwartende Strompreis sowie die Mehrkosten für das Countertrading oder den Redispatch der konventionellen Kraftwerke. Als zukünftiger Strompreis wird die im Folgenden dargestellte Strompreisprognose verwendet:

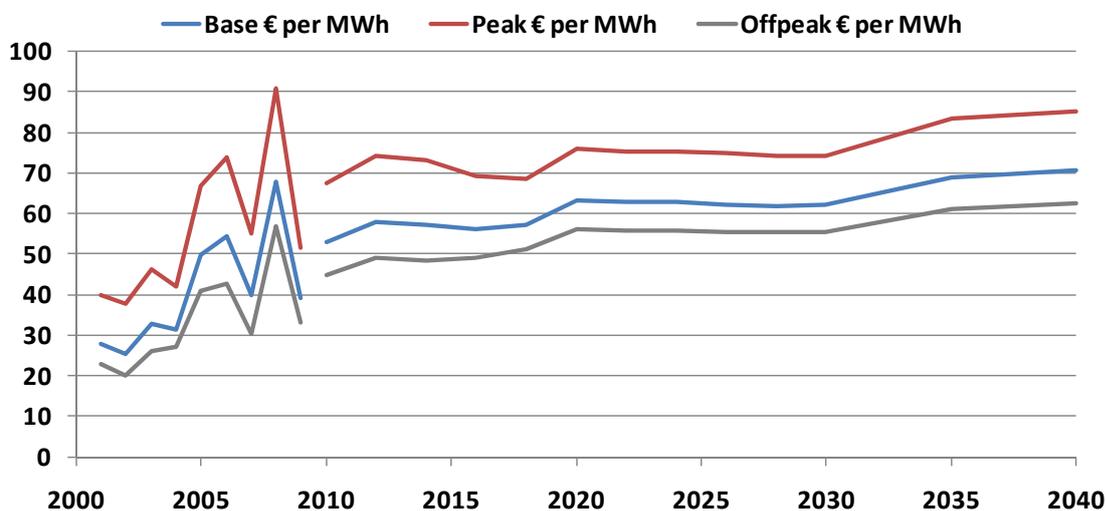


Abbildung 8-17: Strompreisprognose auf Basis von Grenzkosten [BET10]

Für das Jahr 2020 ist dort ein durchschnittlicher Strompreis von 63 €/MWh angenommen. Dieser Strompreis wird für die Berechnungen der entstehenden Kosten durch die Abregelung der Windkraft bzw. der Erneuerbaren verwendet.

Die Kostenbetrachtung für das Countertrading oder den Redispatch der konventionellen Kraftwerke gestaltet sich um ein Vielfaches diffiziler. Die einzige zu diesen Kosten zu findende Aussage ist, dass 2008 45 Mio. € und 2009 25 Mio. € für Countertrading und Redispatch insgesamt benötigt wurden (vgl. [BNA10], S. 201). Um dennoch eine aussagekräftige Schätzung für diese Kosten leisten zu können, wurden die Intraday-Handelspreise mit den Day-Ahead-Preisen im Jahr 2010 verglichen. Im Schnitt lagen die Intraday-Preise 1,14 €/MWh über dem Day-Ahead-Preis. Diese Preisdifferenz wird im Folgenden als minimaler Mehrpreis der durch Countertrading oder Redispatch entsteht, verwendet. Für die Kostenschätzung des Engpässes im Jahr 2020 ergibt sich somit:

$$K_{Engpass} = W_{konv} \cdot \Delta p_{konv} + W_{EEG} \cdot (p_{dayahead} + \Delta p_{konv}) \quad (8.3)$$

$$= 3710 \text{ GWh} * 1,14 \text{ €/MWh} + 3797 \text{ GWh} * (63 + 1,14 \text{ €/MWh}) = \underline{248 \text{ Mio. €}}$$

W_{konv} : Abgeregelter Strommangel aus konventionellen Kraftwerken

Δp_{konv} : Preisdifferenz zwischen vor- und untertägigen Handel = $p_{intraday} - p_{dayahead}$

W_{EEG} : abgeregelter Strommenge aus EEG-Anlagen

$p_{dayahead}$: Strompreis im vortägigen Handel

$p_{intraday}$: Strompreis im untertägigen Handel

Zusammenfassend bedeutet dies, dass die durch den nötigen Zukauf der der Abregelung entsprechenden Strommenge entstehenden Mehrkosten betrachtet werden. Im Falle des abgeregelten Strom aus konventionellen Kraftwerken bedeutet dies einen Preisaufschlag auf den benötigten Strom, für den abgeregelten EEG-Strom einen kompletten Neuerwerb. Für den hier betrachteten 1-jährigen Engpass im Jahr 2020 bedeutet dies Mehrkosten in Höhe von 248 Mio. €.

8.3.3 Kostenvergleich verzögerte Freileitungstrasse zu unverzögerter Trasse mit Teilverkabelung

Um den in Abschnitt 8.3 beschriebenen Engpass zu beheben, sind zwei Übertragungstrassen notwendig. Die möglichen Trassenvarianten wurden in Kapitel 7 beschrieben sowie deren Kosten dargestellt. Dabei sind generell drei Fälle zu unterscheiden. Diese sind abhängig von der jeweiligen Leiterseilvariante für die Freileitung. Bei den kleineren Leiterseilvarianten bleibt ein Engpass bestehen, der keine zusätzliche Übertragungstrasse rechtfertigt. In der folgenden Abbildung sind die übertragbaren Leistungen nach Systemart (schwarze Linien), der nicht übertragbaren Leistung im PLZ-2 Gebiet (blaue und rote Fläche) gegenübergestellt.

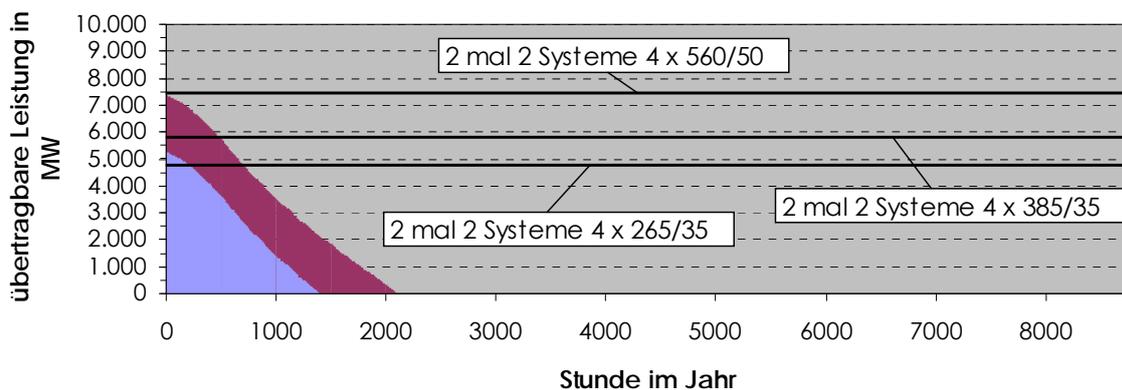


Abbildung 8-18: Nicht übertragbare Leistung im PLZ-2 Gebiet und übertragbare Leistung bei Neubau zweier Trassen

Der weiterhin bestehende Engpass muss bei den folgenden Kostenvergleichen mitberücksichtigt werden. Im Falle der Wahl der 265/35 Leiterseilvariante bleibt ein Engpass bestehen, der weiterhin 4 Mio. € Kosten im Jahr 2020 verursacht. Diese müssen für den Vergleich der reinen 265/35-Freileitungsvariante zu deren teilverkabelten Varianten für die Vergleichbarkeit abgezogen werden ($(248 \text{ Mio. €} - 4 \text{ Mio. €}) / 2 = 122 \text{ Mio. €}$ Engpasskosten pro Trasse). Selbiges muss analog bei den 385/35-Varianten berücksichtigt werden ($(248 \text{ Mio. €} - 2 \text{ Mio. €}) / 2 = 123,5 \text{ Mio. €}$ Engpasskosten pro Trasse). Durch die Engpassbetrachtung im Jahr 2020 wird davon ausgegangen, dass die teilverkabelten Trassenvarianten im Jahr 2019 fertiggestellt werden und 2020 bereits den Engpass behoben haben und die reinen Freileitungsvarianten erst Ende 2020 fertiggestellt werden und somit den Engpass erst 2021 um ein Jahr verzögert beheben werden. Daher werden den Freileitungsvarianten die Kosten für den Engpass im Jahr 2020 zugeschrieben.

Aus den in Kapitel 7 berechneten Investitionskosten werden die Kapitalkosten der unterschiedlichen Varianten berechnet. Als Kalkulationszinssatz wird in Anlehnung an die Anreizregulierungsverordnung 5 % verwendet.⁴⁶ Der Zeitraum für die Kostenvergleichsrechnung ist 40 Jahre, was der erwarteten Lebensdauer der Übertragungstrassen entspricht.

Die Verlustkosten werden über die 40 Jahre aufsummiert, vereinfachend wurde mit einem konstanten Strompreis von 63 €/MWh gerechnet. Eine unterstellte Strompreissteigerung wirkt sich positiv auf die teilverkabelten Varianten aus. Ein sinkender Strompreis führt umgekehrt zu einem Vorteil für die reinen Freileitungsvarianten.

Bei der Berechnung der Gesamtkosten (Kapitalkosten, Engpasskosten und Verlustkosten) der einzelnen Varianten zeigt sich, dass die Kosten für die teilverkabelten Varianten in der Größenordnung der reinen Freileitung liegen (vgl. Tabelle 8-3).

	Investitionskosten [Mio. €]	Kapitalkosten [Mio. €] (40 Jahre, 5,1 %)	Verlustkosten [Mio. €] (40 Jahre, 63 €/MWh ⁴⁷)	Kosten 1-jährige Verzögerung [Mio. € / Trasse]	Gesamtkosten ohne Verluste [Mio. €]	Gesamtkosten mit Verlusten [Mio. €]
2 Systeme 4x265/35	51	120,5	500,2	122	242,5	742,7
2 Systeme 4x265/35 + 2 Systeme 3x1x2500 Cu	84 (1,6)	198,2	458,8	-	198,2 (0,8)	657 (0,9)
2 Systeme 4x265/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	123,4 (2,4)	291,3	454,1	-	291,3 (1,2)	745,3 (1)
2 Systeme 4x385/35	57,8	136,4	534	123,5	259,9	794
2 Systeme 4x385/35 + 3 Systeme 3x1x2500 Cu	129,4 (2,2)	305,3	492,3	-	305,3 (1,2)	797,6 (1)
2 Systeme 4x385/35 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	136,8 (2,4)	322,9	489	-	322,9 (1,2)	811,9 (1)
2 Systeme 4x560/50	95,2	224,7	549,4	124	348,7	898,1
2 Systeme 4x560/50 + 4 Systeme 3x1x2500 Cu	169,8 (1,8)	400,8	497,1	-	400,8 (1,1)	897,8 (1)

Tabelle 8-3: Kostenvergleich einer 1-jährig verzögerten Freileitungstrasse zu einer teilverkabelten Trasse ohne Verzögerung⁴⁸

Unter Mitbetrachtung der Verlustkosten ergeben sich vergleichbare Kosten für die jeweiligen Alternativen gleicher Leiterseile. Bei außer Acht lassen der Leitungsverluste ergeben sich höhere Kosten (bis 20%) für die Teilverkabelung, mit der Ausnahme der Teilverkabelung durch 2 Kabelsystemen, bei einer der 265/35-Leiterseil Varianten. Bei dieser sind die Kosten um 20% günstiger gegenüber der Freileitungsvariante. Im Folgenden werden die Gesamtkosten getrennt nach den verwendeten Leiterseilen detailliert dargestellt, wobei nur noch auf die Kostenbetrachtung mit Leitungs-

⁴⁶ Zinssatz in Anlehnung an § 14 Absatz 2 ARegV (Eigenkapitalzinssatz 9,29 % und Fremdkapitalzinssatz 3,93 %).

⁴⁷ Vgl. Abbildung 8-17.

⁴⁸ Die Zahlen in Klammern geben den Faktor für die jeweiligen Kosten der Teilverkabelung zur reinen Freileitungsvariante an (Freileitung = 1).

verlusten eingegangen wird. Grundsätzlich dient die Darstellung der Gesamtkosten ohne Verluste lediglich der Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Daher wird nachfolgend vereinfacht nur noch von Gesamtkosten gesprochen, wobei diese immer inklusiver der Leitungsverluste zu verstehen sind.

Für die 265/35-Leiterseil Alternativen liegen Gesamtkosten zwischen 657 Mio. € und 745 Mio. €. Bei der günstigsten Variante handelt es sich hier um eine teilverkabelte Trasse. Diese unterscheidet sich zu der um ca. 90 Mio. € teuren Kabel- und Freileitungsvariante durch die Verwendung von 2 statt 3 Kabelsystemen. Sie stellt die Kabelvarianten betreffend die Minimallösung dar. Die Kabelvariante mit 3 Systemen ist mit der reinen Freileitungslösung kostentechnisch vergleichbar (745 zu 743 Mio. €).

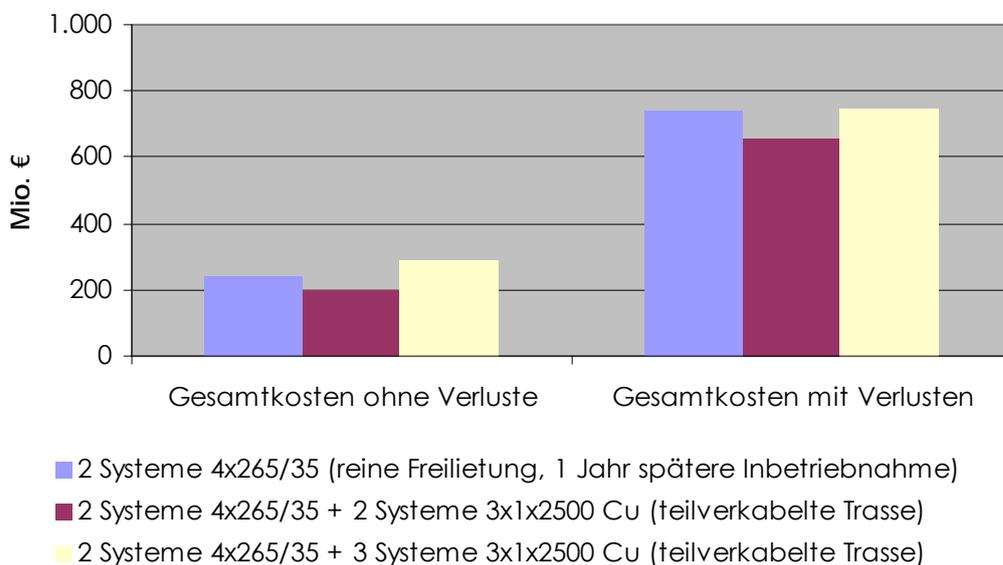


Abbildung 8-19: Ergebnisse für die 265/35-Leiterseilvarianten

Bei allen Varianten mit 385/35-Leiterseilen liegen die Gesamtkosten nahezu gleich (794 – 812 Mio. €). Interessanterweise ist hier die Variante mit 4 Kabelsystemen lediglich 2 % teurer als die mit lediglich 3 Systemen.

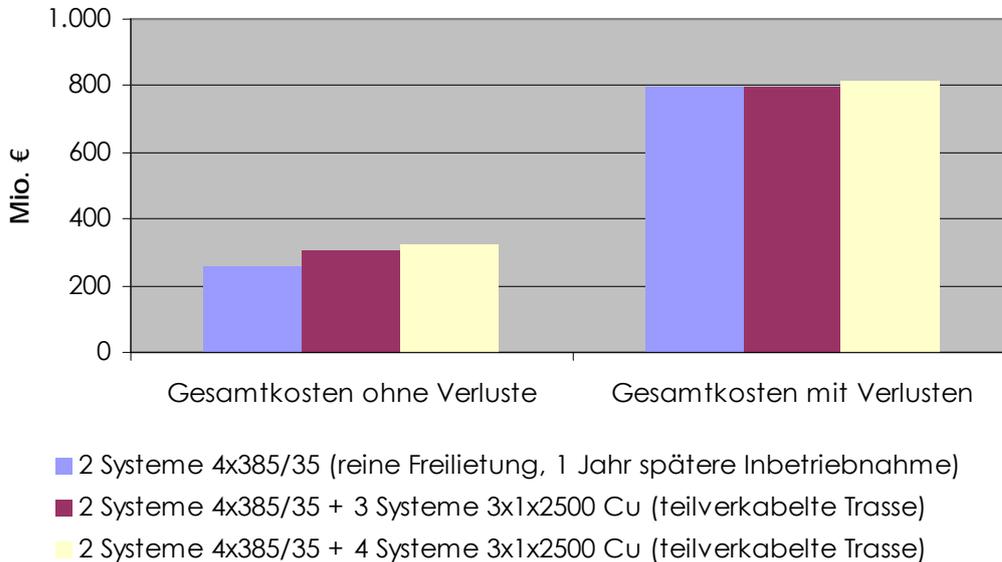


Abbildung 8-20: Ergebnisse für die 385/35-Leiterseilvarianten

Bei dem größtmöglich betrachteten Ausbau mit 560/50-Leiterseilen sind die Gesamtkosten für die teilverkabelte Alternative genau gleich wie die der alleinigen Freileitung (898 Mio. €).

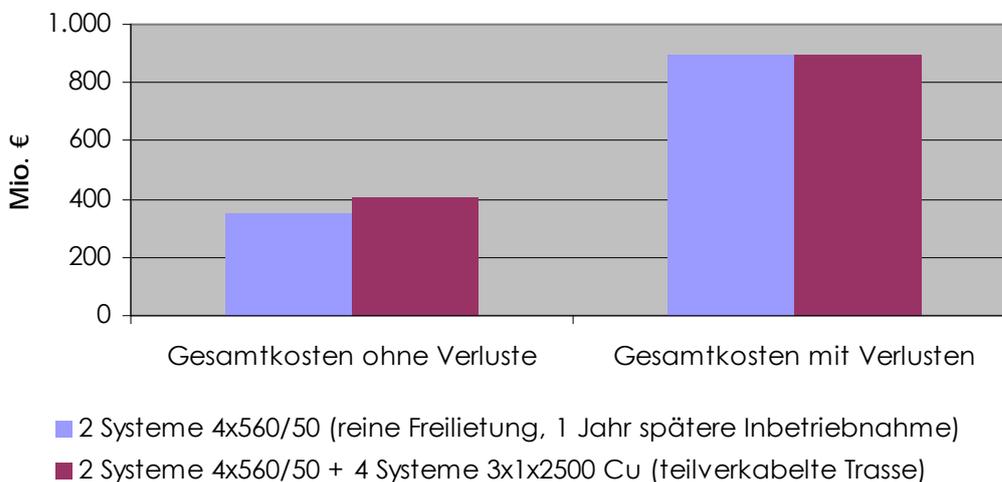


Abbildung 8-21: Ergebnisse für die 560/50-Leiterseilvarianten

Alles in allem kann hier die Frage, ob die Mehrkosten für den Einsatz von Erdkabeln bei einer erwarteten Beschleunigung des Netzausbaus akzeptabel sind, unter den obigen Annahmen nur bejaht werden. Bei allen betrachteten Ausbaualternativen sind die Kosten für die Teilverkabelung vergleichbar mit denen einer 1-jährigen Verzögerung bei einem reinen Ausbau durch Freileitung.

8.4 Ergebnisdiskussion und Ausblick

Die Notwendigkeit eines Übertragungsnetzausbaus in Deutschland steht außer Frage. Bereits heute zeigen sich Engpässe in den nördlichen und östlichen Netzgebieten. Ein Teil des zukünftigen Bedarfs an Übertragungstrassen ist in dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgeschrieben. Es zielt auf die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für den Netzausbau ab. Viele der aktuell angestrebten und im EnLAG genannten Trassen weisen bereits Verzögerungen auf, die bis zu einigen Jahren reichen.

Der Netzausbau trifft vielfach auf Widerstand in den umliegenden Kommunen und ihrer Anwohner. Diese hegen Bedenken wegen dem Einfluss von Freileitungen auf die Gesundheit, die Natur (z. B. Vogelschlag), das Landschaftsbild und den Wert der anliegenden Immobilien. Eine kontrovers diskutierte Alternative zu den Freileitungen sind Erdkabel. Diese besitzen eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung. Dem gegenüber stehen jedoch höhere Investitionskosten.

In der vorliegenden Arbeit wurde daher untersucht, ob die Mehrkosten für Erdkabel akzeptabel sind, wenn dies Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren bzw. beim Ausbau verhindern kann. Dafür wurde eine umfassende Anzahl an Trassenvarianten erstellt. Diese beinhalten verschiedene Freileitungsarten und unterschiedliche Verkabelungsalternativen. Daraufhin wurden die Investitions- und Verlustkosten für die einzelnen Varianten berechnet. Parallel dazu wurde, basierend auf den Untersuchungen der Dena Netzstudie II, die Kosten eines 1-jährigen Netzengpasses in Nordwestdeutschland im Jahr 2020 abgeschätzt. Diese Kosten wurden den Freileitungsvarianten zugeschrieben.

In dem abschließenden Variantenvergleich konnte gezeigt werden, dass bei einer unterstellten 1-jährigen Beschleunigung des Netzausbaus durch Teilverkabelungen die gesamtwirtschaftlich betrachteten Kosten denen des reinen Ausbaus mit Freileitungen gleichzusetzen sind. Dabei spielen die durch den 1-jährigen Engpass zu erwartenden Mehrkosten die entscheidende Rolle.

Somit konnte gezeigt werden, dass zusätzliche Kosten für eine Teilverkabelung von Übertragungstrassen akzeptabel sein können. Dies muss jedoch jeweils fallbezogen ermittelt werden.

Eine solche Untersuchung sollte ohne großen Mehraufwand im Rahmen von Bedarfsrechnungen für den zukünftigen Netzausbau, wie z. B. den Dena Netzstudien, möglich sein. Bei diesen Berechnungen werden die zukünftige Erzeugung und Last stundenscharf simuliert sowie die daraus folgenden Lastflüsse berechnet. Für eine monetäre Bewertung müsste den nicht übertragbaren Leistungen ein Preis zugeordnet werden. Die hier angewendete Methode kann als Grundlage für eine solche Berechnung genommen werden. Zusätzlich sollten die den ÜNB vorliegenden Kosten für Countertrading- und Redispatchmaßnahmen Berücksichtigung finden, um die Exaktheit der Schätzungen zu erhöhen.

Literaturverzeichnis

- [50Hz10] *50Hertz Transmission GmbH;*
**Bericht der Systemführung zu Maßnahmen und Anpassungen
gem. § 13 EnWG während der Starkwindperiode im Zeitraum
25.12.2009 bis 26.12.2009**
Berlin, Januar 2010
- [APG08] *Verbund-Austrian Power Grid AG;*
**Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der
380-kV-Leitung ‚St. Peter – Tauern‘ im Bundesland Salzburg**
APG-Stellungnahme zum Bericht-Nr.: 07-42746.01-C Dresden, 27.
Januar 2008 der KEMA IEV GmbH Dresden, Wien, April 2008
- [Bae76] *G. Baer, et al.;*
**420 kV SF₆-Insulated tubular Bus for the Wehr Pumped-Storage
Plant electric Tests;**
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, no.
2, March/April 1976
- [BET10] *Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung, M. Ritzau;*
Der Kraftwerkspark der Zukunft
Präsentation beim Euroforum, Konferenz „Energieerzeugung mit zu-
kunftsfähigen Kraftwerken“, Berlin, 16.11.2010
- [BNA09] *Bundesnetzagentur;*
Beschluss BK6-08-267
Bonn, 15.10.2009
- [BNA10] *Bundesnetzagentur;*
Monitoringbericht 2010
Bonn, 30.11.2010
- [BIM96] *o. V.;*
**Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-
Immissionsschutzgesetzes;**
1996
- [Bra04] *H. Brakelmann;*
**Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie:
Freileitung oder Kabel?**
Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. (2004),
Rheinberg, Oktober 2004

- [Bra09] *H. Brakelmann;*
Begutachtung der NOK-Studie: Umbau 220-kV Leitung Beznau-Birr auf 380/220-kV Teilverkabelung Riniken
 Studie im Auftrag der Gemeindeverwaltung Riniken (Schweiz 2009), Rheinberg, Juli 2009
- [Bra10] *H. Brakelmann; V. Waschk;*
Verbesserte Zuverlässigkeit bei Kabeln; Hoch- und Höchstspannungskabel großer Lieferlänge
 ew Bericht, Jg. 109 (2010), Heft 6, Seite 22 - 28
- [CAL04] *California Independent System Operator;*
Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)
 Juni 2004
- [Cig04] *Cigré Working Group B1.19;*
General Guidelines for the Integration of a new Underground Cable System in the Network;
 Cigré Technical Brochure 250, 2004
- [Cig08] *H.-J. Dräger, D. Hussels, R. Puffer;*
Development and Implementation of a Monitoring-System to Increase the Capacity;
 Cigré Session 2008, Paris, 2008
- [Cig09] *Cigré Working Group B1.10;*
Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems
 Cigré Study Committee B1 Insulated Cables Working Group B1.10, Paris, April 2009
- [DEN05] *Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission;*
Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
 Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln, Februar 2005
- [DEN06] *dena, Deutsche Energie-Agentur;*
Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich
 Information der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2006
- [DEN10] *Konsortium EWI/ Amprion GmbH, DEWI GmbH, EnBW Transportnetze AG, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (I-WES), TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission;*

Integration Erneuerbarer Energie in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020

Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Fertigstellung geplant in 2010

- [DIN01] *Deutsches Institut für Normung e.V.;*
Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten;
DIN EN 50182:2001
- [DIN02] *Deutsches Institut für Normung e.V.;*
Freileitungen über AC 45kV
DIN EN 50341, 2002
- [DOW10] *DOWJONES Energy Daily*
RWE: Kohleblöcke und AKW für Lastausgleich
Artikel vom 19.04.2010
- [ECO08] *Ecofys Germany GmbH, Universität Duisburg-Essen, Golder Associates Ireland;*
Study on the comparative merits of overhead electricity transmission lines versus underground cables
Study in order of the Department of Communications, Energy and Natural Resources, Ireland, 30.05.2008
- [ELI08] *ELINFRASTRUKTURUDVALGET;*
Teknisk redegørelse om fremtidig udbygning og kabellægning i eltransmissionsnettet
Dänemark, April 2008
- [ENT09] *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE-E)*
Statistical Yearbook 2009
- [EON08] *E.ON Netz GmbH;*
Planfeststellungsunterlage zum Vorhaben "380-kV-Leitung Maade - Conneforde" (Erläuterungsbericht Anlage 1)
Bayreuth, 30.09.2008
- [ERM07] *Environmental Resources Management (ERM) GmbH;*
380-kV-Höchstspannungsverbindung Wahle-Mecklar - Unterlage zur Antragskonferenz ROV Niedersachsen; erstellt für die E.ON Netz GmbH
Neu-Isenburg, Juli 2007
- [EWIS10] *o. V.;*

European Wind Integration Study (EWIS)

Project co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme, 31st March 2010

- [FEM08] o. V.;
EMF-Portal, powered by Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) Universitätsklinikum Aachen;
<http://www.emf-portal.org/lfu.php?l=e&detail=374> zuletzt 15.04.2010
- [Fuc10] *M. Fuchs, A. Schomberg (Transpower Stromübertragungs GmbH)*
380-kV-Leitung Ganderkesee – St. Hülfe
 Wasserburg-Gespräch 2010, Präsentation auf dem Gut Altona Wildeshausen, 09.03.2010
- [GDF08] *Electrabel GDF SUEZ*
Planfeststellungsunterlage zum Vorhaben "380-kV-Anschluß Maade I" (Erläuterungsbericht Anlage 1)
 Berlin, 30.09.2008
- [Hau96] *H.-J. Haubrich;*
Elektrische Energieversorgungssysteme: Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge;
 Skriptum zur Vorlesung ‚Elektrische Anlagen I‘; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), 3. Auflage, Aachen, 1996
- [Hen98] *C.-G. Henningsen;*
New 400 kV XLPE long distance cable systems, their first application for the power supply of Berlin;
 Cigré Session 1998, Paris, 1998
- [Hei09] *B. Heidrich (Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung);*
Aktuelle Fragen des Planungsrechts - Ausbau der deutschen Übertragungsnetze - Praxisbericht einer Planungsbehörde;
 Wissenschaftliche Konferenz der Bundesnetzagentur mit dem EFZN, Göttingen, 06/2009
- [Ige10] *M. Igel*
Automatisierung in der Energieversorgung, Netzschutztechnik
 Skript Power Engineering Saar; Saarbrücken, 2010
- [KEMA08] *KEMA IEV Dresden u. a.;*
Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung "St. Peter - Tauern" im Bundesland Salzburg;

-
- Studie im Auftrag der Landesregierung Salzburg, Dresden, 27.01.2008
- [Keu07] *U. Keussen;*
Netzausbau in Niedersachsen;
Anhörung im Umweltausschuss, Hannover, 13.11.2007
- [Kie01] *F. Kießling et al.;*
Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung. Nach EN 50341;
5. Auflage, Springer Verlag, Berlin, September 2001
- [Koc02] *H. Koch et al.;*
N₂/SF₆ Gas-insulated Line of a new GIL Generation in Service;
Cigré Session 2002, Paris, 2002
- [Mas06] *Maslato*
Beschleunigung von Planungsverfahren für Freileitungen
Nomos Verlagsgesellschaft, 1. Auflage, 2006
- [Mau07] *C. Maurer, H.-J. Haubrich;*
Begutachtung der netztechnischen Notwendigkeit der geplanten Südwestkuppelleitung 380 kV der Vattenfall Europe Transmission GmbH;
Wissenschaftliches Gutachten (nicht veröffentlicht) im Auftrag der Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2007
- [Noa08] *F. Noack*
Gutachten zur Bewertung der 380 kV - Steiermark - Leitung aus energietechnischer Sicht
Gutachten, Technische Universität Ilmenau, 28.11.2008
- [Noh93] *W. Nohl;*
Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Mastenartige Eingriffe;
Geänderte Fassung, August 1993
- [Osw05] *B. R. Oswald et al.;*
Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz
Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkesee - St. Hülfe, Hannover & Oldenburg, 2005
- [Osw07] *B. R. Oswald.;*
380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu
Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH Wien, Hannover 2007

- [Osw08] *B. R. Oswald;*
Gutachten zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz für die 380-kV-Leitung Schwerin/Görries nach Krümmel (Abschnitt Mecklenburg-Vorpommern) sowie zu dem Ringschluss des 110-kV-Leitungsnetzes Teilstrecken Görries-Gammelín und Wittenburg-Zarrentin
Vergleichende Bewertung von Freileitung und Kabel nach technischen betrieblichen und wirtschaftlichen Kriterien im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus in Mecklenburg-Vorpommern, Hannover 2008
- [Pho08] *Phoenix Wire and Cable;*
<http://www.phoenixwc.com/documents/Bare/ACSR-AluminumConductorSteelReinforced.pdf>
Stand 26.02.2008
- [Sch10] *P. Schweizer-Ries, I. Rau, J. Zoellner*
Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle – Mecklar (Niedersachsen und Hessen)
Studie im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe, Magdeburg, 30.06.2010
- [Sil02] *J. Silny;*
Beeinträchtigung des Menschen durch niederfrequente elektrische und magnetische Felder – aktueller Wissensstand;
Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) Universitätsklinikum Aachen, 2002
- [TALä98] *o. V.;*
Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm);
26.08.1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503)
- [Tro06] *S. Trotter;*
Electrifying London;
ABB Review 3/2006
- [UCTE09] *UCTE;*
UCTE Operation Handbook Policy 1: Load-Frequency Control and Performance
19.03.2009
- [Ven07] *H. Vennegeerts et. al.;*
Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Windenergie in das Verbundnetz;

Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2007

[VDN01] *VDN, Verband der Netzbetreiber*
Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik, Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994-2001
Auswertung des VDN

[Wus07] *Wustlich*
Das Recht der Windenergie im Wandel
Artikel in der Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), 2007

Internetquellen

bi-megamasten.de

<http://www.bi-megamasten.de/> (letzter Abruf: 26.01.2011)

forum-netzintegration.de

<http://www.forum-netzintegration.de/> (letzter Abruf: 26.01.2011)

netzausbau-niedersachsen.de

<http://www.netzausbau-niedersachsen.de/> (letzter Abruf: 08.12.2010)

tennetso.de

http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/index.htm (letzter Abruf: 09.02.2011)

vde.com <http://www.vde.com/de/Seiten/Homepage.aspx> (letzter Abruf: 24.02.2011)

vorsicht-freileitung.de

<http://www.vorsicht-freileitung.de/> (letzter Abruf: 26.01.2011)

vorsicht-hochspannung.com

<http://www.vorsicht-hochspannung.com/> (letzter Abruf: 26.01.2011)

walter-norbert.de

http://walter-norbert.de/380kv_ambergau/index.htm (letzter Abruf:
26.01.2011)