Gutachten

Neubau der 110-kV-Hochspannungs-freileitung - Abzweig Oberelsdorf

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Freileitung vs. Kabel

Gutachten-Nr.: 912 04 100 2018

Auftraggeber: LANDESDIREKTION SACHSEN
Referat 32.1 | Planfeststellung
Altchemnitzer Straße 41
09120 Chemnitz

Auftragnehmer: NEW-Grid Management Consult GmbH, Erfurt

Projektleiter: Dr.-Ing. Michael Malsch

Bearbeiter: Dr.-Ing. Michael Malsch
Dr.-Ing. Steffen Prinz

Erfurt, 23.10.2019

Dr.-Ing. Michael Malsch

Dr.-Ing. Steffen Prinz

NEW-Grid Management Consult GmbH
Alte Chaussee 93
D-99097 Erfurt

Amtsgericht Jena HRB 512338

Telefon +49 361 7318753-60
Telefax +49 361 7318753-3

Web www.new-grid.de
E-Mail info@new-grid.de

Geschäftsführung:
Dr. Michael Malsch
Dr. Steffen Prinz
Dr. Jens Zeidler

Sitz: Erfurt-Waltersleben

Bankverbindung:
Bankhaus Max Flessa KG
IBAN: DE67 7933 0111 0002 3405 54
BIC: FLESDEMM

Inhaltsverzeichnis

1 Gegenstand des Gutachtens ... 3

2 Ergebnis des Gutachtens ... 5

3 Zusammenfassung und Einschätzung der Angaben in den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren ... 7

3.1 Begründung der Baumaßnahme ... 7

3.2 Betrachtete Varianten bzgl. der geplanten 110-kV-Verbindung ... 9

3.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen ... 10

3.4 Einschätzung der Ergebnisse durch den Gutachter ... 11

4 Datengrundlage des Gutachtens ... 13

4.1 Begutachtungsvarianten, Randbedingungen und Ausschlüsse ... 13

4.2 Elektrische Daten ... 14

4.3 Weitere Daten und Informationen ... 15

5 Begutachtungsschwerpunkte ... 16

5.1 Überprüfung bzw. Nachweis der Notwendigkeit des Netzausbauvorhabens ... 16

5.1.1 Eingangsdaten und Berechnungsszenarien ... 16

5.1.2 Berechnungsergebnisse und Schlussfolgerungen ... 17

5.2 Beurteilung der elektrischen Aspekte von 110-kV-Kabel vs. Freileitung ... 19

5.2.1 Blindleistungsbedarf und kapazitiver Erdschlussstrom ... 20

5.2.2 Belastbarkeit ... 21

5.2.3 Verlustleistungen ... 21

5.3 Beeinflussungen gemäß 26. BImSchVVwV [9] und ggf. weiteren Verordnungen ... 22

5.4 Beurteilung von Kabelfehlern vs. Freileitungsfehlern ... 22

5.4.1 Freileitung ... 23

5.4.2 Kabel ... 23

5.4.3 Fazit ... 24

5.5 Aufwand an Verlegung/Montage von Kabeln vs. Freileitungen ... 24

5.5.1 Freileitung 25

5.5.2 Kabel 25

5.5.3 Fazit 26

6 Beschreibung der technischen Lösungen und deren Umsetzung als Grundlage der wirtschaftlichen Bewertung 27

6.1 110-kV-Freileitung 27

6.1.1 Leitungstyp (Maste, etc.), Trasse und bauliche Maßnahmen 27

6.1.2 Einbindung der Freileitung in das 110-kV-Netz 28

6.2 110-kV-Kabel 29

6.2.1 Kabeltyp und -verlegung sowie bauliche Maßnahmen 29

6.2.2 Einbindung des Erdkabels in das 110-kV-Netz 32

6.2.3 Weitere erforderliche Maßnahmen 33

7 Wirtschaftliche Bewertung und Variantenvergleich 34

7.1 Grundlagen 34

7.2 Beschreibung der Bewertungsmethode 35

7.3 Ermittlung der Kosten 36

7.3.1 Realisierungsvariante 110-kV-Freileitung 36

7.3.1.1 Investitionskosten 36

7.3.1.2 Betriebskosten 37

7.3.2 Realisierungsvariante 110-kV-Kabel 41

7.3.2.1 Investitionskosten 41

7.3.2.2 Betriebskosten 41

7.4 Zusammenfassung der Kosten und Ermittlung der Barwerte 45

8 Literaturverzeichnis 47

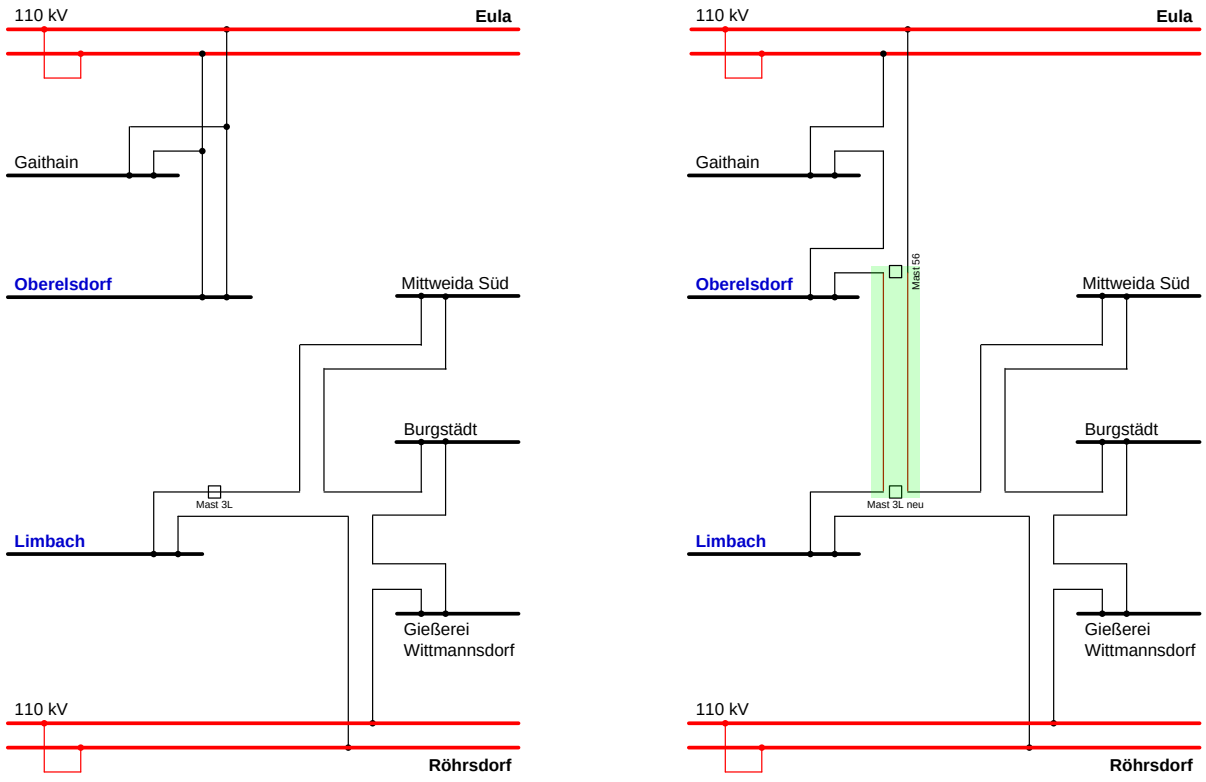
9 Abbildungsverzeichnis 48

10 Tabellenverzeichnis 48

11 Abkürzungsverzeichnis 49

1 Gegenstand des Gutachtens

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, MITNETZ STROM als Vorhabenträger plant den Neubau einer ca. 16 km langen 110-kV-Hochspannungsfreileitung zwischen dem Umspannwerk Oberelsdorf und der bestehenden 110-kV-Freileitung Abzweig Limbach zwischen Limbach und Hartmannsdorf (s. Abbildung 1-1).



Aktueller Netzausbauzustand **Geplanter Netzausbauzustand**

Abbildung 1-1: Geplante 110-kV-Freileitung

Für das o.g. Vorhaben läuft derzeit das Anhörungsverfahren im Planfeststellungsverfahren [1] nach dem EnWG [2].

Als Hauptstreitpunkt zeichnet sich im Verfahren die Anwendung des § 43h EnWG ab, wonach in Abhängigkeit eines zu ermittelnden Kostenfaktors das Vorhaben entweder als Erdkabel oder als Freileitung auszuführen ist. Sind die Gesamtkosten für den Bau des Kabels größer als das 2,75-fache der Kosten für den Bau einer entsprechenden Freileitung, so ist der Bau der Freileitung gegenüber dem Kabel vorzuziehen.

Sowohl vom Vorhabenträger als auch von den Gegnern bezüglich des Baus einer 110-kV-Freileitung (Anwohner und andere Einwender) wurden Berechnungen vorgelegt, die zu deutlich abweichenden Ergebnissen bezüglich des o.g. Faktors kommen, die letztendlich auch die Entscheidung zugunsten Kabel oder Freileitung beeinflussen.

Während unter Zugrundelegung des vom Vorhabenträger ermittelten Faktors von 4,85 der Bau der Freileitung gemäß EnWG möglich ist und von diesem auch favorisiert wird, fordern die Einwender anhand des von ihnen vorgelegten Faktors von 1,7 den Bau eines entsprechenden Kabels.

Die Grundlagen, die zu diesen Faktoren führen, sind nur bedingt nachvollziehbar und bedürfen einer weiteren Überprüfung.

Ausgehend von der o.g. Sachlage wird nunmehr durch die NEW-Grid Management Consult GmbH als unabhängiger Gutachter ein ausführlicher Kostenvergleich vorgenommen.

Grundlage bilden eine detaillierte technische Bewertung der vorliegenden Unterlagen aus dem Planfeststellungsverfahren sowie eigene Überlegungen und Diskussionen zur technischen Realisierung beider Varianten.

Das Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung ist in hohem Maße von den dabei zu Grunde gelegten Ansätzen und den verfügbaren Daten abhängig. Davon ausgehend beruht das Gutachten auf verlässlichen und belastbaren technischen Daten. Die Preise für das erforderliche Equipment (Kabel, Freileitungsmaste, Kompensationsdrosseln, Schaltanlagen, etc.), Verlege-, Montage- und Tiefbauarbeiten sowie weitere erforderliche Maßnahmen (Bau und Rückbau von Zufahrtswegen, Vorbereitung des Baugeländes, etc.) wurden sorgfältig recherchiert und mit einem erheblichen Aufwand im Rahmen der Gutachtenerstellung zusammengetragen als auch mit vergleichbaren Werten aus der verfügbaren Literatur plausibilisiert.

2 Ergebnis des Gutachtens

Die Zielstellung des Gutachtens besteht in der Ermittlung des Kostenfaktors gemäß EnWG für das Leitungsbauvorhaben vom Abzweig Limbach nach Oberelsdorf.

Der Kostenfaktor resultiert aus der wirtschaftlichen Bewertung der Realisierung des Bauvorhabens mit einer 110-kV-Freileitung im Vergleich zum Bau eines 110-kV-Erdkabels.

Aktuell läuft diesbezüglich ein Planfeststellungsverfahren, in dessen Rahmen bereits entsprechende Faktoren, sowohl vom Vorhabenträger MITNETZ Strom als auch von den Gegnern, bezüglich des Baus einer 110-kV-Freileitung ermittelt wurden.

Auf Grund der großen Diskrepanz zwischen beiden Faktoren, die auch zu einem unterschiedlichen Resultat bezüglich der zu realisierenden Variante führen, wurde die NEW-Grid Management Consult GmbH zur Erstellung eines unabhängigen und belastbaren Gutachtens beauftragt.

Grundlage für dieses Gutachten bilden vereinbarungsgemäß die beiden im Planfeststellungsverfahren ermittelten Trassen für Erdkabel und Freileitung.

Der Gutachter hat sich ausführlich mit den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren befasst und kommt zu dem Schluss, dass die Freileitungsvariante sehr detailliert und auch technisch korrekt beschrieben wurde. Die angegebenen Daten bilden somit auch die Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung seitens des Gutachters.

Die Angaben bzw. Planungsdaten zum Bau eines 110-kV-Kabels stellen aus der Sicht des Gutachters keine ausreichende und belastbare Grundlage für eine Kostenermittlung dar. Die entsprechenden Planungsparameter wurden somit im Verlauf der Erstellung des Gutachtens durch den Gutachter ermittelt. Sie werden im Gutachten ausführlich dokumentiert.

Abweichungen gegenüber dem Erläuterungsbericht zum Planfeststellungsverfahren ergeben sich insbesondere durch den Verzicht auf den Reserveleiter und der daraus resultierenden geringeren Breite des Kabelgrabens sowie die geringere Anzahl von Muffengruben.

Die Grundlagen der wirtschaftlichen Betrachtung zur Kabelverlegung bilden zunächst eine detaillierte Ermittlung des erforderlichen Materials und des Aufwandes für dessen Verlegung sowie dazu der notwendigen Tiefbauarbeiten.

Die Kosten für die Einzelpositionen (Material, Montage, Tiefbau, weitere bauliche Leistungen, etc.) wurden durch eine aufwendige Recherche üblicher Preise zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung bestimmt. Es wird in diesem Zusammenhang jedoch darauf hingewiesen, dass insbesondere die Preise für Tiefbauleistungen in den vergangenen Jahren einer sehr hohen Steigerungsrate unterlagen und durchaus davon auszugehen ist, dass die Preise auch zukünftig weiter steigen werden und auch einer hohen jahreszeitlichen Schwankung unterliegen. Auch der Preis für das Aluminium der Leiterseile sowie des Kabels ist tagesgebunden.

Somit spielt der Zeitpunkt der Beauftragung des Leitungsbauprojektes (Erdkabel oder Freileitung) bzw. Realisierung der Baumaßnahmen eine erhebliche Rolle für die Preisbildung.

Darüber hinaus wird im Gutachten informativ auf Kostenpositionen hingewiesen, die im Verlauf der Realisierung des Bauprojektes eintreten können, jedoch in der wirtschaftlichen Bewertung

nicht berücksichtigt werden. Somit geht das Gutachten von einem konservativen Ansatz bezüglich der Preisbildung für beide Varianten aus. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich solche zusätzlichen Kostenpositionen, die vorrangig im Zusammenhang mit den Tiefbauarbeiten stehen, überproportional auf den Preis des Kabelbauprojektes auswirken.

Grundlage der wirtschaftlichen Bewertung bildet das Verhältnis der Barwerte, welche aus den Kosten für die Errichtung und den Betrieb der jeweiligen Technologie ermittelt wurden. Als Betrachtungszeitraum für die Kostenkalkulation wurden 40 Jahre angesetzt.

Um dem zukünftig sinkenden Wert des Geldes Rechnung zu tragen, wurden die zukünftigen Zahlungen für die jährlichen Betriebskosten mittels der Barwertmethode auf den Zeitpunkt der Investition umgerechnet. Diese Verfahrensweise entspricht den Vorgaben des VDE-Forums Netztechnik/Netzbetrieb *FNN* [6]. Die Festlegung des Zinssatzes für die Berechnung der jährlichen Barwerte erfolgte auf der Grundlage der Vorgaben der Bundesnetzagentur *BNetzA* für Neuinvestitionen in der dritten Regulierungsperiode, welche seitens des Bundesgerichtshofes bestätigt wurden.

Die Investitionskosten wurden - getrennt für die 110-kV-Freileitungs- und -Kabelvariante – auf der Grundlage detaillierter Kostenkalkulationen, welche die weiter oben im Text bereits genannten Positionen berücksichtigen, ermittelt.

Die Betriebskosten, welche sich aus der Summe der Kosten für den laufenden Betrieb und der Verlustkosten ergeben, wurden auf Basis von Erfahrungswerten von Flächennetzbetreibern mit vergleichbaren Netz- und Umgebungsbedingungen (Kosten für den laufenden Betrieb) sowie eine detaillierte Kostenkalkulation des Gutachters (Verlustkosten) bestimmt. Für die Kalkulation der Verlustkosten wurde der für September 2019 auf der Homepage des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft *BDEW* veröffentlichte Strompreis für Mehr- und Mindermengenbeschaffung [7] verwendet.

Etwaige Restwerte des Kabels bzw. der Freileitung wurden, im Gegensatz zum Vorhabenträger, nicht berücksichtigt. Gemäß StromNEV [8] wurde diesbezüglich eine lineare Abschreibung der Neuinvestition über eine Nutzungsdauer von 40 Jahren angesetzt, sodass am Ende des Betrachtungszeitraumes kein Restwert verbleibt.

Die auf der Grundlage der oben beschriebenen Methoden und Ansätze durchgeführten Berechnungen führen zu einem Verhältnis der Barwerte Kabel / Freileitung in Höhe von 3,22.

Auf Grund dessen, dass die Kostenkalkulation ausschließlich eine isolierte Betrachtung dieses Netzausbauvorhabens beinhaltet und der Einsatz der Kabeltechnologie im Vergleich zur Freileitungstechnologie deutlich größere Auswirkungen auf das umgebende Netz hätte, ist davon auszugehen, dass das o.g. Verhältnis der Barwerte bei gesamtheitlicher Betrachtung des 110-kV-Netzes noch weiter erhöht wird.

3 Zusammenfassung und Einschätzung der Angaben in den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren

Nachfolgend werden die wesentlichen Aussagen aus den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren sowie zusätzliche Angaben [3], die im Rahmen der Gutachtenerstellung angefragt und vom Vorhabenträger MITNETZ Strom bereitgestellt wurden, zusammengefasst und inhaltlich bewertet.

3.1 Begründung der Baumaßnahme

Im Rahmen der Begründung der Baumaßnahme ist der Nachweis der Notwendigkeit der Leitung aus der Sicht der Netzstabilität und der lt. EnWG geforderten sicheren und bedarfsgerechten Versorgung sowie der Sicherstellung des Anschlusses von Erneuerbare Energien-Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) zu erbringen. Weiterhin hat der Netzbetreiber seiner gesetzlichen Verpflichtung zur unverzüglichen und vorrangigen Abnahme des Stromes und der Vermeidung von Abregelungen der Einspeisung über sogenanntes Netzsicherheitsmanagement (NSM) nachzukommen [4].

Die Veranlassung zum Leitungsneubau resultiert aus der Sicht des Vorhabenträgers aus folgenden Gegebenheiten im betreffenden Netzgebiet:

- Es existieren Leitungsabschnitte mit Baujahr vor 1930, die u.a. aus Gründen der Maststahlversprödung, Nichterfüllung der heutigen statischen Anforderungen (Mastgründung teilweise mit Holzschwellen), Korrosion, dringend erneuerungsbedürftig sind.
- Schon gegenwärtig erfolgt eine Abregelung der EE-Einspeisung bei hohem Primärenergieaufkommen, da die Aufnahmekapazität des Netzes überschritten (s. Anlage A1, Abb. 1) ist.
- Die perspektivisch zu erwartende EE-Einspeiseleistung kann nicht durch das bestehende 110-kV-Netz aufgenommen werden, wozu der Netzbetreiber jedoch gesetzlich verpflichtet ist.
- Die vielfach noch vorhandene 40°C Trassierungstemperatur der Leiterseile (sogenannte Bauweise nach altem TGL-Leitungsbaustandard) führt zu einer starken Reduzierung der Strombelastbarkeit der Freileitungen bei hohen Umgebungstemperaturen, da ansonsten der zulässige Durchhang der Leiterseile zwischen zwei Masten unzulässige Werte erreicht und damit erhebliche Gefährdungen einhergehen.
- Darüber hinaus ergeben sich Anforderungen zur Umstrukturierung des 110-kV-Netzes aus geplanten Ausbaumaßnahmen im überlagerten Höchstspannungsnetz. Beispielsweise führt der Rückbau der 220-kV-Netzebene durch den Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) zu Veränderungen der Netzverknüpfungspunkte zum 110-kV-Netz und damit auch zu veränderten Lastflüssen bzw. Strombelastungen der Leitungen (Beispiel: Umspannwerk (UW) Niederwiesa).
- Die im Netzgebiet vorhandenen einseitig gespeisten Leitungen besitzen keine Redundanz, Mastumbrüche führen zwangsläufig zur flächendeckenden Versorgungsunterbrechung.

Die betrachtete Baumaßnahme ist Bestandteil eines umfassenden Netzkonzeptes für das Hochspannungsnetz in den Landkreisen Mittelsachsen und Leipzig. Eine Zusammenstellung der Einzelmaßnahmen des Netzkonzeptes, die aufeinander aufbauen bzw. sich gegenseitig bedingen, zeigt die nachfolgende Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1: Einzelmaßnahmen zur Umsetzung des Netzkonzeptes

UW bzw. Hochspannungsleitung (HSL)	Inhalt	Bemerkung
HSL Eula – Oberelsdorf	Ersatzneubau auf gleicher und neuer Trasse (Verkürzung der Bestandstrasse)	genehmigt
HSL Röhrsdorf - Burgstädt	Neubau Abzweig Oberelsdorf auf neuer Trasse	im Planfeststellungsverfahren
HSL Abz. Mittweida/ Süd – Burgstädt	Neubau auf Bestandstrasse und auf neuer Trasse	bereits realisiert
HSL Niederwiesa – Etzdorf, Abz. Mittweida/Süd	Erhöhung der Trassierungstemperatur; Ersatz einzelner Maste	genehmigt
HSL Freiberg/Nord – Clausnitz	Ersatzneubau auf/neben Bestandstrasse, neue Trasse auf kurzem Abschnitt bei Freiberg/Nord	in Planung
HSL Niederwiesa – Freiberg/Ost	zusätzliche Anschlussleitung an UW Freiberg/Nord	in Planung
UW Etzdorf, UW Eula	Verlagerung der Netztrennstelle	nach Realisierung der Leitungsbaumaßnahmen
HSL Niederwiesa – Etzdorf	Demontage im Abschnitt Abz. Mittweida/Süd bis Abz. Kriebethal/Abz. Freiberg/Nord	nach Realisierung der Verbindung Eula - Röhrsdorf
UW Freiberg/Nord	Erweiterung um einen zusätzlichen 380/110-kV-Transformator (Planung und Aus-führung durch ÜNB)	in Planung
UW Niederwiesa	Außerbetriebnahme und Rückbau der 220/110-kV-Umspannung (Planung und Aus-führung durch ÜNB)	in Planung

Das daraus hervorgehende Zielnetz ist in der Abb. 2 der Anlage A1 dargestellt.

Die Veränderungen im Zielnetz gegenüber dem aktuellen Bestandsnetz ergeben sich damit wie folgt:

- Ablösung bestehender Freileitungen mit Baujahr vor 1960
- keine auf 40°C Betriebstemperatur beschränkte Leitungstrassen
- vermaschtes Netz mit konsequent zweiseitig gespeisten Leitungen (s. Anlage A1, Abb. 3)
- optimierter Lastfluss
- Minimierung der Stromwärmeverluste im HS-Netz
- entscheidende Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit
- Vereinfachung der Betriebsführung des Netzes, vor allem während erforderlicher Instandhaltungsmaßnahmen

- redundante Verbindung der Einspeisepunkte aus dem vorgelagerten Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) und damit Beherrschung möglicher Ausfälle im HöS- und HS-Netz
- bestehende und bis 2030 erwartete Leitungsengpässe beseitigt
- Einsätze von Netzsicherheitsmaßnahmen (Abregelung von Erzeugungsanlagen) bis voraussichtlich ca. 2030 nicht notwendig.

3.2 Betrachtete Varianten bzgl. der geplanten 110-kV-Verbindung

Die im Planfeststellungsverfahren betrachteten Trassenverläufe für die 110-kV-Freileitung und das 110-kV-Erdkabel gehen aus der Abb. 4 der Anlage A1 hervor. Die wesentlichen Aussagen und Parameter sind nachfolgend zusammengefasst.

110-kV-Freileitung

- Trassenverlauf gemäß Erläuterungsbericht, Länge der Hochspannungsleitung beträgt ca. 16 km mit 55 neuen Gittermasten (Höhen zwischen 21 m und 49 m), Belegung mit zwei 110-kV-Stromkreisen mit jeweils drei Einzelleitern
- Bau der Freileitung gemäß den Bestimmungen der Freileitungsnorm DIN EN 50341 (VDE 0210)
- Einsatz des Masttyps A 68_1, ein 110-kV-Mast mit drei Traversenebenen, Abschnittsweiser Einsatz eines Horizontalmastgestänges vom Typ A 3.0/04 (reduzierte Höhe) sowie Spezialmasten vom Typ NF/02/21 für Weitspannfelder
- Ausführung des Masttyps je nach Erfordernis als Tragmast oder als Winkelabspann-/Winkelendmast
- Je nach Bodenverhältnissen kommen Rammpfahlgründungen (Tiefengründung) oder Plattengründungen (Flachgründung) zum Einsatz
- Beseilung der Freileitung mit einem Aluminium/Stahlseil Al/St 265/35 mit einem Seildurchmesser von rd. 2,3 cm
- Auslegung der Freileitungsseile erfolgt standardmäßig für eine maximale Betriebstemperatur von 80° Celsius
- Mitführung eines Erdseils (Blitzschutzseil) neben den stromführenden Leiterseilen, ebenfalls ausgeführt als Aluminium-Stahl-Seil mit LWL-Kern für Kommunikationszwecke.

110-kV-Erdkabel

- Länge der Kabeltrasse ca. 18 km, mit teilweise geringfügig abweichendem Verlauf von der geplanten Freileitungstrasse
- Errichtung eines Doppelkabels in einer Leerrohrtrasse (Typ Rauguard HV 160 x 6,2 oder vergleichbar)
- Kabelgraben für die zwei Leerrohrsysteme mit einem Abstand von 2 m zwischen den Systemen gemäß Richtlinie der MITNETZ Strom, Grabentiefe 1,6 m, Verlegung der Kabel je System in Dreiecksformation
- zusätzlich ein Leerrohr PE HD 50 SDR 17 für Datenkabel sowie Verlegung zweier Erdseile
- Bettung der Leerrohre in einem thermisch stabilen Bettungsmaterial (z.B. RSS Flüssigboden)
- Durch begrenzte Kabellängen auf den Kabeltrommeln sind ca. alle 800 m Kabelmuffen notwendig
- Einsatz VPE-isolierter Kunststoffkabel mit Aluminiumleiter und Kupferdrahtschirm gemäß IEC 60287 Part 1-1 und Part 2-1 vom Typ NA2XS(FL)2Y 1x1000 rms/50 64/110kV – FO.

3.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Ergebnis der Bewertung der grundsätzlichen Notwendigkeit des Bauvorhabens kommt der Vorhabenträger zu dem logischen Schluss, dass die sogenannte „Nullvariante“, die die Nichtverwirklichung des Vorhabens bezeichnet, die zukünftigen Anforderungen, die an die Übertragungsfähigkeit und Versorgungszuverlässigkeit des betreffenden 110-kV-Netzes gestellt werden, nicht erfüllt.

Als Vorzugslösung für den künftigen Netzausbau ergibt sich der Aufbau eines 110-kV-Leitungsringes, wie in Abb. 3 der Anlage A1 verdeutlicht, bestehend aus den Leitungsverbindungen

- Eula - Etzdorf – Freiberg Nord
- Freiberg Nord - Röhrsdorf
- Eula - Oberelsdorf – Röhrsdorf,

die jeweils zwei Netzverknüpfungspunkte zum überlagerten Höchstspannungsnetz verbinden.

Mit den dadurch realisierten zweiseitig gespeisten Stammleitungen werden die Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet und die bis zum Jahr 2030 erforderliche Aufnahmekapazität an EE-Einspeiseleistung geschaffen.

Die geplante 110-kV-Leitungsverbindung zwischen Limbach und Oberelsdorf ist ein wesentlicher Bestandteil des o.g. Versorgungskonzeptes.

Als Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung resultieren die in Tabelle 3-2 zusammengefassten Kostenfaktoren, die im Erläuterungsbericht zum Planfeststellungsverfahren [1] angegeben sind.

Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der vom Vorhabenträger ermittelten Faktoren gemäß Erläuterungsbericht [1]

Kostenfaktor	Bewertungsgrundlage
4,85	Berücksichtigung der ermittelten Investitionskosten abzüglich des Restwertes - ohne Betriebskosten -
3,98	Berücksichtigung der ermittelten Investitionskosten abzüglich des Restwertes - inkl. Betriebskosten - Bewertungsbasis für die Verlustkosten: 0,05€ / kWh Dieser Faktor ist lt. EnWG, §43h als Basis für den Kostenvergleich anzusetzen. Er bildet die Vergleichsbasis für den im vorliegenden Gutachten ermittelten Kostenfaktor.

3.4 Einschätzung der Ergebnisse durch den Gutachter

Begründung der Baumaßnahme

Die Begründung der Baumaßnahme durch den Vorhabenträger zeigt folgende wesentliche Probleme:

(1) altersbedingter Zustand der vorhandenen Freileitungen

(2) Versorgungszuverlässigkeit entspricht nicht dem gegenwärtigen Standard

(3) Leitungsüberlastungen führen zur Einschränkung der EE-Leistungsaufnahme (→ häufige Abregelungen der Einspeiseleistung durch Erneuerbare Energien (NSM) erforderlich).

Die Punkte (1) und (2) werden durch den Gutachter bestätigt. Der Gutachter hat sich durch entsprechende Recherchen und einer Vor-Ort-Begehung vom genannten Sachverhalt überzeugt.

Die Aussagen gemäß Punkt (3) werden im Rahmen des Gutachtens näher betrachtet (s. Abschnitt 5.1).

110-kV-Freileitung

Hinsichtlich der Angaben zur 110-kV-Freileitung kommt der Gutachter zu folgendem Fazit:

- Zur Freileitung liegen bereits umfassende Planungsunterlagen vor.
- Der Forderung zur Trassenbündelung wird durch die gewählte Leitungstrasse entsprochen.
- Der Gutachter sieht keine Ansatzpunkte für gravierende technische Veränderungen.
- Die vorliegenden Planungsdaten bieten eine ausreichende Grundlage für eine belastbare Kostenermittlung.
- Weitere Aspekte, die bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden müssen, sind nicht ersichtlich.

110-kV-Erdkabel

Hinsichtlich der Angaben zum 110-kV-Erdkabel kommt der Gutachter zu folgendem Fazit:

- Die angegebenen Planungsdaten sind für eine technische Bewertung des Bauvorhabens nicht ausreichend.
- Die vorliegenden Planungsdaten bieten keine belastbare Grundlage für eine Kostenermittlung.
- Die Grundlagen für die Kostenermittlung muss daher durch den Gutachter erarbeitet werden. In diesem Zusammenhang waren insbesondere die erforderlichen Planungsparameter zu ermitteln.

Der Kostenfaktor gemäß EnWG resultiert aus der wirtschaftlichen Bewertung der Realisierung des Bauvorhabens mit einer 110-kV-Freileitung im Vergleich zum Bau eines 110-kV-Erdkabels. In diesem Zusammenhang sind lt. EnWG §43h die Betriebskosten mit zu berücksichtigen.

4 Datengrundlage des Gutachtens

4.1 Begutachtungsvarianten, Randbedingungen und Ausschlüsse

Das Gutachten bezieht sich ausschließlich auf den Vergleich der Errichtungs- und Betriebskosten zwischen einer 110-kV-Freileitungs- und einer Kabelvariante. Diese sind im Erläuterungsbericht [1] zum Bauvorhaben dokumentiert.

Tabelle 4-1: Zu vergleichende Freileitungs- und Kabelvariante

Freileitung	Kabel
Abschnitt 4 des Erläuterungsberichtes [1]	Anlage 3 zum Erläuterungsbericht [1]
Leitungsverlauf im Trassenkorridor 2a-1c-2c	Verlauf des Kabels aus „Vergleichsrechnung zur Bewertung einer alternativen Verkabelung“

Auch eine Beurteilung der Variante „Zwischenverkabelung“, wie in [1] enthalten, wird ausgeschlossen.

Für den anzustellenden Kostenvergleich bezüglich der o.g. Varianten gelten darüber hinaus folgende weitere Festlegungen:

- Die wesentlichen in [1] angegebenen Parameter der Freileitung bzw. des Kabels (bspw. Längen, Querschnitte, Leitungstypen) werden als gegeben vorausgesetzt und nicht modifiziert.
- Der oben angegebene Freileitungs- bzw. Kabelverlauf wird an keiner Stelle der Trasse verändert, somit bleiben auch die Längen und Kreuzungen von Verkehrswegen und anderen Objekten (Versorgungsleitungen, etc.) unverändert.
- Die angegebenen Masttypen und Maststandorte der Freileitung bleiben unverändert.
- Notwendige Umbaumaßnahmen im UW Oberelsdorf werden, unabhängig von der realisierten Variante (Erdkabel oder Freileitung), nicht betrachtet. Betrachtungsgrenze bildet der Mast 56 der Leitung 1013 (Oberelsdorf – Abzweig Limbach) bzw. 117n der Leitung 3034 (Eula – Oberelsdorf).

Nachfolgend werden die Datenquellen genannt, auf denen das Gutachten beruht:

- Erläuterungsbericht zum Planfeststellungsverfahren nebst Anlagen [1]
- Netzkonzept - Aktualisierung [3]
- Berechnungsmodelle der MITNETZ Strom mbH (PowerFactory)

- Ergebnisse der eigenen Vor-Ort-Begehungen
- Normen, Gesetze, Richtlinien
- Veröffentlichungen
- Firmeninformationen
- Erfahrungen der Gutachter.

4.2 Elektrische Daten

Die nachfolgende Tabelle 4-2 zeigt eine Gegenüberstellung der elektrischen Parameter der Freileitung bzw. des Kabels. Diese bilden die Grundlage des Gutachtens.

Tabelle 4-2: Gegenüberstellung der elektrischen Parameter

Elektrische Daten		Freileitung	Kabel
	Einheit	AL/ST-EN 265/35 80°	NA2XS(FL)2Y 1x1000 rms/50 64/110kV -FO
Nennspannung U_n	kV	110	
Übertragene Scheinleistung	MVA	142,5	
Leiterstrom	A	748	
Ladestrom I_C' in A/km	A/km	0,17	5,59
Ladestrom I_C in A	A	2,72	100,56
Erdschlussstrom I_{CE}' pro System in A/km	A/km	0,32	16,76
Erdschlussstrom I_{CE} pro System in A	A	5,19	301,67
Ladeleistung Q_C' pro System in MVar/km	Mvar/km	0,03	1,06
Ladeleistung Q_C pro System in Mvar	Mvar	0,52	19,16

Die Parameter wurden aus dem vom Vorhabenträger bereitgestellten Netzmodell, das auf der Basis des Netzberechnungsprogrammes PowerFactory beruht, sowie weiteren verfügbaren Datensätzen entnommen.

Die Sternpunkterdung des 110-kV-Netzes, in denen das zu begutachtende Kabel bzw. die Freileitung integriert werden soll, entspricht einer Resonanzsternpunkterdung (RESPE).

Technischer Hintergrund:

- Die Höhe des einpoligen Fehlerstromes an der Fehlerstelle wird durch die Netzkapazität des 110-kV-Netzes bestimmt.
- Durch Integration von Drosselspulen im Sternpunkt der Transformatoren kann der Fehlerstrom an der Fehlerstelle nahezu kompensiert werden, übrig bleibt nur ein Wirkreststrom (f = 50 Hz) sowie höherfrequente Anteile, die aus der oberschwingungsbehafteten Netzspannung resultieren.
- Der wesentliche Vorteil dieser Netzform besteht darin, dass das Netz im einpoligen Fehlerfall aufgrund der geringen Fehlerströme zunächst weiterbetrieben werden kann, Fehler in

Form von Lichtbögen an Freileitungen selbstständig löschen (Erdschlusswischer) bzw. durch kurzzeitige Unterbrechung mit anschließender automatischer Wiedereinschaltung (AWE) behoben werden können.

- Eine Erhöhung der Netzkapazität, die beim Zubau von Kabeln wesentlich dominanter gegenüber Freileitungen ausfällt (vgl. elektrische Parameter in der Tabelle 4-2) verlangt eine Erweiterung der Erdschlusskompensation (Erhöhung der installierten Leistung der E-Spulen in den benachbarten UW).
- Alternativ ist der Einsatz einer dreiphasigen und geerdet betriebenen Kompensationsdrosselspule am neu hinzugebauten Kabel möglich. Mit dieser Maßnahme kann gleichzeitig die Ladeleistung des Betriebsmittels sowie dessen kapazitiver Erdschlussstromanteil kompensiert werden.

4.3 Weitere Daten und Informationen

Im Rahmen der Begutachtung wurden Vor-Ort-Begehungen der geplanten Freileitungs- und Kabeltrasse vorgenommen. Die daraus hervorgehenden Erkenntnisse fließen ebenfalls in das Gutachten ein.

5 Begutachtungsschwerpunkte

5.1 Überprüfung bzw. Nachweis der Notwendigkeit des Netzausbauvorhabens

Die Einschätzung der Notwendigkeit des Bauvorhabens erfolgt im Rahmen des Gutachtens anhand von

- Leistungsflussberechnungen auf Basis des bestehenden Netzes unter Berücksichtigung aktueller und zukünftig geplanter Ausbauprojekte und prognostischer Entwicklung der Erneuerbare Energien Anlagen (EZA) im betreffenden Netzgebiet, aus denen die zukünftige Belastung des 110-kV-Netzes weitestgehend resultiert.
- Entsprechende Daten wurden durch den Vorhabenträger zur Verfügung gestellt.
- Die Bewertung erfolgt auch unter Berücksichtigung von Ausfallszenarien bezüglich 110-kV-Leitungen und Transformatoren an den Netzverknüpfungspunkten zum Höchstspannungsnetz in der betrachteten Netzregion (sogenannter (n-1)-Fall).

Im Ergebnis der Untersuchungen werden Aussagen zur Notwendigkeit des Bauvorhabens abgeleitet.

5.1.1 Eingangsdaten und Berechnungsszenarien

Grundlage der nachfolgenden Betrachtungen bildet das Berechnungsmodell gemäß der Abb. 1 bis 3 der Anlage A2.

Die einzelnen Abbildungen entsprechen folgenden Netzausbauzuständen:

- Abb. 1: Gegenwärtiger Netzzustand (IST-Netz)
- Abb. 2: Gegenwärtiger Netzzustand, ergänzt um die Neubaumaßnahme Abzweig Limbach – Oberelsdorf (SOLL-Netz)
- Abb. 3: Perspektivisch geplanter Netzausbauzustand im Jahr 2030 einschließlich der dafür prognostizierten Erhöhung der EE-Einspeiseleistung (SOLL-Netz 2030), diese Variante beinhaltet auch eine zusätzliche Anbindung des betrachteten Netzgebietes an das UW Röhrsdorf.

Für die o.g. Netzausbauzustände werden jeweils zwei Lastzustände betrachtet, die sich aus einer hohen Netzlast bei geringer Erzeugung (Lastszenario) sowie geringer Netzlast bei hoher Erzeugung (Einspeiseszenario) ergeben.

Einen Überblick über die Leistungsverhältnisse bezüglich der im betrachteten Netzgebiet vorhandenen HS/MS-UW geben die Abb. 4 und 5 der Anlage A2.

Die dargestellten Balken zeigen die Differenz aus Erzeugerleistung und der vom UW gespeisten Netzlast, d.h. die Wirkleistung, die von der 110-kV-Leitung bezogen bzw. in diese eingespeist wird.

Aus den Darstellungen geht hervor, dass die Einspeisung gegenüber der Last dominiert. Darüber hinaus ist eine deutliche Steigerung der Einspeiseleistung um ca. 75 % im SOLL-Netz 2030 zu erwarten.

Auf die an die betrachtete Leitung angebundenen UW Geithain (Gei20), Oberelsdorf (Od20) und Limbach (Lim10) entfallen dabei in Summe ca. 136 MW, die im Einspeiseszenario (hoher Erzeugung und geringe Netzlast) in die 110-kV-Leitung eingespeist und von dieser zu den NVP zum Übertragungsnetz transportiert werden muss.

Lt. Vorhabenträger tritt im SOLL-Netz 2030 nahezu eine Verdopplung der Einspeiseleistung in den UW Geithain und UW Oberelsdorf auf. Aus diesem Grund ist in diesem Netzausbauzustand (s. Abb. 3 der Anlage A2) eine Einbindung der Leitung Eula – Limbach in das UW Röhrsdorf vorgesehen. Darüber hinaus werden die Anbindung der UW Geithain und UW Limbach gemäß Abb. 3 der Anlage A2 verändert. Der Bau der Leitung Oberelsdorf – Abzweig Limbach ist Voraussetzung für die Realisierung dieser Maßnahme.

Unter Einbeziehung der o.g. Netzausbauzustände und Einspeiseszenarien, wurden durch den Gutachter Leistungsflussberechnungen im betrachteten Netzausschnitt vorgenommen. Anhand der Berechnungsergebnisse erfolgt eine Bewertung der Leitungsauslastung sowie des Spannungsprofils.

Neben dem Normalschaltzustand des 110-kV-Netzes wurden auch Ausfälle von Leitungsverbindungen betrachtet.

Im nachfolgenden Abschnitt werden ausgewählte und repräsentative Ergebnisse der Leistungsflussberechnungen dargestellt und bewertet. Die Auswertung bezieht sich ausschließlich auf das repräsentative und hinsichtlich der Anforderungen entscheidende Einspeiseszenario (hohe Erzeugung und geringe Netzlast), da daraus die höchsten Leistungsflüsse bezüglich des 110-kV-Netzes resultieren.

5.1.2 Berechnungsergebnisse und Schlussfolgerungen

Normalschaltzustand (Einspeiseszenario)

Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse bezüglich der Leitungsauslastung für den gegenwärtigen Netzzustand (IST-Netz) und dem Zustand 2030 zeigt die Abb. 6 der Anlage A2.

IST-Netz

In dem vom UW Eula gespeisten 110-kV-Doppelstich in Richtung Oberelsdorf treten sehr hohe Leitungsauslastungen von 85% bzw. 94% auf, die vorrangig aus der Einspeisung von EE-Anlagen in den UW Geithain und UW Oberelsdorf resultieren.

Damit verbleiben geringe Reserven bezüglich der Aufnahme perspektivisch zu erwartender EE-Einspeiseleistung. Der Einspeisezustand 2030 ist mit dieser Netzkonstellation nicht mehr beherrschbar.

SOLL-Netz 2030

Die erhöhte EE-Einspeiseleistung kann problemlos durch das Netz aufgenommen werden.

Die in dem Szenario auftretende hohe Auslastung des Leitungssystems zwischen dem UW Oberelsdorf und dem UW Röhrsdorf resultiert aus einem Transitleistungsfluss zwischen den beiden NVP zum 380-kV-Netz, der bei Bedarf durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung im UW Oberelsdorf unterbunden werden kann.

Ausfall eines Leitungssystems -> (n-1)-Fall (Einspeiseszenario)

IST-Netz

In Folge der Anbindung des UW Geithain im Doppelstich fällt im Fehlerfall ein komplettes Leitungssystem (sogenanntes „Dreibein“) aus, wie die Abb. 7 der Anlage A2 verdeutlicht.

In Folge dessen treten auf dem verbleibenden System hohe Leitungsüberlastungen auf, die unweigerlich zum Auslösen des Netzschutzes führen, sofern die einspeisenden EE-Anlagen nicht umgehend abgeregelt werden.

SOLL-Netz 2030

Die Abb. 8 bis 10 der Anlage A2 zeigen die Berechnungsergebnisse für verschiedene Leitungsausfälle zwischen dem UW Eula und dem UW Röhrsdorf.

Alle betrachteten (n-1)-Fälle werden beherrscht, es ist keine Abregelung der EE-Anlagen erforderlich.

Der Transitleistungsfluss, der bei Ausfall eines Leitungsabschnittes auf dem Leitungssystem Eula- Geithain-Limbach-Röhrsdorf zur Überlastung der Leitung Eula-Oberelsdorf-Röhrsdorf führt, kann durch Öffnen der Sammelschienenkupplung im UW Oberelsdorf unterbunden werden.

Das SOLL-Netz 2030 ist zukünftigen Anforderungen gewachsen.

5.2 Beurteilung der elektrischen Aspekte von 110-kV-Kabel vs. Freileitung

Das Übertragungsverhalten und das elektrische Verhalten eines Kabels in einem Verteilnetz unterscheiden sich deutlich von dem einer Freileitung. Damit sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich, die sowohl die Kabelverbindung selbst als auch das Gesamtnetz und dessen Betrieb betreffen. Diese Maßnahmen werden im Rahmen des Gutachtens spezifiziert und kaufmännisch bewertet.

Aus dem o.g. Sachverhalt ergeben sich folgende Bearbeitungsschwerpunkte im Rahmen dieses Gutachtens:

- Berechnungen von repräsentativen Lastflusszuständen unter Einbeziehung des Kabels im Vergleich zur Freileitung
- Bewertung und Gegenüberstellung von Leistungsflüssen, Blindleistungshaushalt, Spannungshaltung, kapazitiver Erdschlussstrom, Netzresonanzen und Oberschwingungen / Spannungsqualität
- Untersuchungen zur Leistungsaufteilung Freileitung vs. Kabel im Netzverbund und ggf. daraus resultierender Konsequenzen hinsichtlich der Kabeldimensionierung und ggf. Bewertung zusätzlich erforderlicher Maßnahmen zur gezielten Steuerung des Leistungsflusses
- Ableitung der notwendigen technischen Maßnahmen und des dazu erforderlichen Equipments (Blindleistungskompensation, Erdschlussspulen (E-Spulen), Power-Flow-Controller, Schaltgeräte, Schutzgeräte, ggf. erforderlicher Übergang zur Sternpunkterdungsform Niederohmige Sternpunkterdung (NOSPE)
- Ermittlung verbleibender Ausbaureserven der 110-kV-Netzgruppe unter Berücksichtigung der Zusammenschaltung mit benachbarten Netzgruppen der MITNETZ Strom

Im Ergebnis dieser Betrachtungen wird festgestellt, ob zusätzliche Aufwendungen an erforderlichem elektrischen Equipment beim Einsatz des 110-kV-Kabels notwendig sind, die dann wiederum in die wirtschaftliche Bewertung einfließen und welche zusätzlichen Anforderungen/Einschränkungen sich durch das Kabel hinsichtlich der Betriebsführung des 110-kV-Netzes ergeben.

5.2.1 Blindleistungsbedarf und kapazitiver Erdschlussstrom

Der wesentliche Unterschied zwischen Kabel und Freileitung ergibt sich aus der deutlich höheren Betriebskapazität des Kabels. Sie ist ca. 33-fach größer als die der Freileitung (s. Tabelle 4-2). Letzteres führt zu

- einem Eintrag an kapazitiver Blindleistung i.H.v. ca. 19 Mvar pro Kabelsystem bei Nennspannung U_n in das 110-kV-Netz (für das genannte spezifische 110-kV-VPE-Kabel),
- einer damit verbundenen unzulässigen Erhöhung der Netzspannung, beispielsweise bei einseitiger Speisung des Leitungssystem Eula-Geithain-Oberelsdorf-Röhrsdorf, verbunden mit Schwachlast des Netzes[1], sowie
- einer Erhöhung des kapazitiven Erdschlussstromes im 110-kV-Netz um ca. 300 A pro Kabelsystem, einhergehend mit der Erhöhung des Erdschlussreststromes an der Fehlerstelle bei einpoligen Erdfehlern und ggf. daraus resultierenden Problemen bei der Erdschlusslöschung im umgebenden Freileitungsnetz.

Die genannten Sachverhalte erfordern die Kompensation der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) des Kabels mittels Drosselspulen á 19 Mvar je System sowie die Erhöhung der Leistung der im 110-kV-Netz verbauten E-Spulen um ca. 600 A, was einer Spulenleistung von insgesamt 38,1 Mvar entspricht.

Die Kabelkapazität verteilt sich gleichmäßig auf die Kabellänge. Zur Kompensation der kapazitiven Blindleistung (Lade- bzw. Leerlaufblindleistung) ist die Kompensation im Idealfall je zur Hälfte am Kabelanfang bzw. –ende anzuordnen, um die Blindströme zu minimieren (s. Abb. 11 a der Anlage A2). Eigene Berechnungen zeigen, dass die Anordnung der Gesamtkompensationsleistung an einem Ende des Kabels ausreichend ist (s. Abb. 11 b der Anlage A2). Somit kann der Einsatz von vier Kompensationsdrosselspulen auf zwei reduziert werden.

Bei entsprechender Auslegung der Kompensationsdrosselspulen durch Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt und Fünfschenkelkern kann die Funktion der E-Spulen durch diese Ladestromkompensation mit übernommen werden. Ein weiterer Zubau an E-Spulen in den UWs im betrachteten Netzbereich kann damit entfallen.

Das genannte Konzept bildet auch Grundlage dieses Gutachtens. Die letztendliche Entscheidung bezüglich der zu realisierenden Maßnahme obliegt dem Netzbetreiber.

---

[1] Ergebnis einer entsprechenden Leistungsflussberechnung.

5.2.2 Belastbarkeit

Die Stromtragfähigkeit der Freileitung wird durch die Leiterseiltemperatur und den daraus resultierenden Durchhang des Leiterseils im Spannfeld begrenzt. Bestimmte Mindestabstände zum Erdboden müssen zwingend eingehalten werden.

Bei entsprechender Kühlung der Leiterseile durch die äußeren Umgebungsbedingungen (u.a. Umgebungstemperatur, Wind) kann die Freileitung deutlich höhere Ströme führen als deren Nennstrom. Voraussetzung ist ein entsprechendes permanentes Monitoring der Leiterseiltemperatur, was sich gegenwärtig bei den Verteilnetzbetreibern bereits zum Standard entwickelt hat.

Somit können Freileitungen gerade zu Zeiten hoher Windstromeinspeisung deutlich oberhalb ihres Nennstromes betrieben werden, was mit einer entsprechenden Erhöhung der Übertragungsfähigkeit in derartigen Netzsituationen einhergeht.

Beim Kabel hingegen sind die Umgebungsbedingungen unabhängig von den Witterungsbedingungen nahezu gleich. Eine Überlastung (Betrieb mit Strömen oberhalb des Nennstromes) ist hier nicht zulässig.

5.2.3 Verlustleistungen

Die Verlustleistungen bei Kabeln und Freileitungen resultieren einerseits aus Stromwärmeverlusten in den Hauptleitern. Bei Freileitungen kommen Ableit- und Koronaverluste hinzu.

Bei Kabeln treten Verluste durch Schirmströme auf. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn unsymmetrische Verlegebedingungen vorliegen. Eine Reduzierung der Schirmströme und damit der dadurch auftretenden Verlustleistungen muss durch entsprechende Cross-Bonding-Maßnahmen erfolgen. Zusätzlich treten Verluste im Dielektrikum auf.

Abb. 12 der Anlage A2 zeigt Berechnungsergebnisse ohne und mit Cross-Bonding-Maßnahmen, die auf der Grundlage eines geometrischen Modells des 110-kV-Kabels (1 System) ermittelt wurden. Aus ihnen geht hervor, dass die Schirmströme durch das zyklische Auskreuzen der Kabelschirme deutlich reduziert und damit die Verluste im Kabelschirm signifikant gesenkt werden können. Neben dem Auskreuzen der Kabelschirme erfolgt auch eine zyklische Änderung der Lage der 3 Leiter des 110-kV-Kabels.

Auf der Grundlage der durchgeführten Berechnungen wurden folgende geeignete Verlegebedingungen der 110-kV-Kabelsysteme ermittelt:

- Anordnung der drei Leiter eines Drehstromsystems im Dreieck
- Auskreuzen und Erdung der Kabelschirme nach jeweils 1000 m, gleiches ergibt sich für die zyklische Vertauschung der Leiter innerhalb der Dreiecksanordnung.

O.g. Festlegung bestimmt die Längen der zu liefernden Kabelabschnitte, die Anzahl und Anordnung der Muffengruben bzw. die erforderliche Anzahl von Muffen. Die ermittelte Länge der Kabelabschnitte erweist sich ebenfalls als eine geeignete/übliche Transportlänge.

Die Abb. 13 der Anlage A2 zeigt das daraus resultierende Verlege-Schema. Der in der Mitte dargestellte Leiter entspricht dem oberen Leiter der Dreiecksanordnung.

5.3 Beeinflussungen gemäß 26. BImSchVVwV [9] und ggf. weiteren Verordnungen

Neben den o.g. leitungsgebundenen Phänomenen wird im Rahmen des Gutachtens auch eine Gegenüberstellung und qualitative Bewertung der elektrischen und magnetischen Felder im Zusammenhang mit dem Betrieb des 110-kV-Kabels vs. Freileitung vorgenommen.

Aus den diesbezüglich durchgeführten Untersuchungen resultiert die Schlussfolgerung, dass sowohl beim Erdkabel als auch bei der Freileitung keine unzulässigen elektrischen sowie magnetischen Felder auftreten.

Eine Lärmbelastung kann zeitweise auftreten. Sie ist jedoch auf die Bauphase und ggf. Zeiträume von Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen begrenzt. Die beteiligten Firmen können zur Einhaltung der Lärmschutzvorschriften verpflichtet werden.

5.4 Beurteilung von Kabelfehlern vs. Freileitungsfehlern

Entscheidend für die lt. EnWG geforderte Versorgungszuverlässigkeit sind die Auswirkungen von Netzfehlern, die sich bezüglich Kabel und Freileitung maßgeblich unterscheiden.

Anhand praktisch relevanter Ausfallszenarien werden die Auswirkungen der Fehler beim Einsatz von Kabel bzw. Freileitung nachfolgend gegenübergestellt.

Schwerpunkt der Bearbeitung bilden dabei folgende Kriterien:

- Wahrscheinlichkeit des Auftretens der konkret betrachteten Fehlerszenarien
- Ausmaß des Schadens am Betriebsmittel selbst und in dessen Umgebung sowie ggf. zu erwartende Folgeschäden
- Zeitdauer der Unterbrechung (Ausfallzeiten) bzw. Einschränkung der Übertragungsleistung bis zur Wiederherstellung der vollen Versorgungsfähigkeit bzw. (n-1)-Sicherheit
- Einschränkungen im Netzbetrieb während dieses Zeitraumes
- Aufwand für die Ortung und Behebung des Fehlers sowie ggf. erforderlicher Provisorien
- Reparaturaufwand für den damit verbundenen Schaden.

5.4.1 Freileitung

Bei der Freileitung treten vorrangig einpolige Fehler durch

- Blitzeinschlag in das Erdseil -> rückwärtiger Überschlag in das Leiterseil -> Überschlag am Isolator bzw.
- Erdfehler durch Vögel, Äste, defekte Isolatoren -> Überschlag vom Leiterseil gegen Mast (Erde)

auf.

Einpolige Erdfehler sind die häufigsten Fehler bei einer Freileitung. Auf Grund der Netzform (RESPE) treten keine stromstarken Fehler auf, die Fehlerströme verlöschen i.d.R. selbstständig (Erdschlusswischer) bzw. werden durch Netzschutz kurzzeitig abgeschaltet. Nach einer anschließenden automatischen Wiedereinschaltung (AWE) ist die Freileitung wieder in Betrieb, eine dauerhafte Ausschaltung der Freileitung erfolgt erst nach mehrmaliger erfolgloser AWE. I.d.R. sind keine weiteren Reparaturmaßnahmen nach Fehlerklärung erforderlich.

Ebenfalls möglich sind Überschläge zwischen zwei Leiterseilen (bspw. hervorgerufen durch Seilschwingungen). In diesem Falle treten stromstarke Fehler auf, die ggf. auch zur Beschädigung der Leiterseile führen.

Das worst-case-Fehlerszenario ist der Mastumbruch. Treten solche Fehler auf, kann die Versorgung dennoch innerhalb von 24 Stunden wiederhergestellt werden.

Bezüglich der Freileitung ergeben sich folgende wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit der Fehlerbeherrschung:

- Die Fehlerstelle ist direkt sichtbar.
- Die Wiederherstellung der Versorgung kann kurzfristig erfolgen. Selbst beim Mastumbruch als worst-case-Fehlerszenario kann die Leitung mit einer provisorischen Traverse, die mit einem Kran in Position gebracht wird, binnen Stunden wieder in Betrieb genommen werden.
- Auch die Herstellung statischer Provisorien, die bis zur Lieferung des neuen Mastes eingesetzt werden, ist kurzfristig möglich.

5.4.2 Kabel

Kabelfehler entstehen durch äußere Einwirkung, z.B. die Beschädigung des Kabels durch Bagger oder Bohrgeräte. Darüber hinaus tritt eine Alterung der Muffen und Kabelendverschlüsse durch Materialausdehnung und –Schrumpfung auf, die zur Nichteinhaltung der geforderten Toleranzen und damit zur Verminderung der Durchschlagfestigkeit führt. Weiterhin muss mit Produktionsfehlern in den Kabeln gerechnet werden.

Die genannten Fehler führen zwangsläufig zur Beschädigung des Kabels bzw. der Kabelmuffen / Kabelendverschlüsse und müssen generell repariert werden.

Einpolige, stromschwache Fehler gehen schnell in mehrpolige stromstarke Fehler über, die zur massiven Schädigung des gesamten Kabelsystems führen können.

Die Reparaturzeiten der Kabel betragen mehrere Tage bis zu einer Woche. Bei schwierigen Gelände- und Wetterbedingungen kommen weitere Verzögerungen dazu. Folgende Maßnahmen sind dazu erforderlich:

- Fehlerortung
- Freischachtung
- Heraustrennen des fehlerbehafteten Kabelabschnittes
- Verbau / Muffenzelt
- Muffenmontage
- Prüfung
- Wiederherstellung Bedeckung und Erdoberfläche.

5.4.3 Fazit

Die meisten Fehler bei der Freileitung beheben sich von selbst, es sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Selbst kapitale Fehler (Mastumbruch) sind i.d.R. innerhalb eines Tages durch entsprechende Mastprovisorien zu beheben, die nachfolgende vollständige Reparatur kann geplant stattfinden.

Kabelfehler ziehen zwangsläufig eine aufwändige Reparatur nach sich, die mehrere Tage bis Wochen dauert. Die Ausfallzeiten sind damit deutlich höher als bei Freileitungen.

Beim Kabel muss durch die Einhaltung entsprechender Abstände sichergestellt werden, dass ein Fehler auf einem Kabelsystem durch große Hitzeeinwirkung nicht zur Beschädigung des zweiten Systems führt. Aus diesem Grunde wird im vorliegenden Gutachten davon ausgegangen, dass die beiden Kabelsysteme mit einem Abstand von ca. zwei Metern verlegt werden. Somit ist bei notwendigen Reparaturen an einem Kabelsystem auch die entsprechende Baufreiheit zum parallelen System, dass sich weiterhin in Betrieb befindet, sichergestellt.

5.5 Aufwand an Verlegung/Montage von Kabeln vs. Freileitungen

Einen wesentlichen Kostenfaktor bilden die Verlegung bzw. Montage des Kabels bzw. der Freileitung. Zur Bewertung des dafür erforderlichen Aufwandes ergeben sich folgende Bearbeitungsschwerpunkte:

- Beurteilung Flächenverbrauch (dauerhaft, während der Montage bzw. Verlegung)
- Beurteilung konkret erforderlicher Erd- und Tiefbauarbeiten (Material, Aufwand für Einbau)
- Baumfällarbeiten, Straßen- und Wegebau, ggf. deren Rückbau
- Aufwand für die während der Bauarbeiten in Anspruch genommenen Grundstücksflächen.

Die aus den Betrachtungen hervorgehenden Kostenpositionen und Mengen (Mengengerüst) bilden die Grundlagen für die anschließende wirtschaftliche Bewertung.

5.5.1 Freileitung

Im ersten Schritt erfolgt der Bau der Fundamente an den Maststandorten. Als Fundamenttypen kommen grundsätzlich

- Pfahlgründung: tiefere, tragfähige Bodenschichten, starker Wasserandrang, Pfähle ca. 6-12 m
- Plattengründung: Tragfähiger Boden, zwischen 6 x 6 und 10 x 10 m, Tiefe ca. 2m

in Betracht.

Je nach Bodenverhältnissen sind ggf. Maßnahmen zur Wasserhaltung erforderlich, die jedoch im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt werden.

Die Zufahrten zu den Maststandorten, sofern diese nicht unmittelbar neben einer entsprechend belastbaren Fahrstraße liegen, müssen, bspw. mit Stahl- bzw. Aluminiumplatten, befestigt werden. Ggf. ist der Bau von temporären Zufahrtsstraßen, die für die Transportfahrzeuge der Seiltrommeln, Betonmischfahrzeuge etc. ausgelegt sind, erforderlich.

Leiterseiltrommeln und Seilwinden müssen ausschließlich zu den Standorten der Winkelabspannmaste gebracht werden, da von dort der Seilzug erfolgt.

Für die Überquerung von Straßen, Eisenbahnlinien und Gewässern ist für den Seilzug der Bau von Holz- bzw. Stahlgerüsten erforderlich.

5.5.2 Kabel

Die grundsätzlichen Möglichkeiten der Kabelverlegung bestehen in einem offenen Tiefbau sowie dem Einpflügen der Kabel in das Erdreich.

Das Einpflügen ist aus der Sicht des Gutachters bezüglich der konkreten Baumaßnahme ungeeignet. Nähere Erläuterungen diesbezüglich werden in Abs. 6.2.1 vorgenommen.

Alle nachfolgenden Aussagen beziehen sich daher ausschließlich auf die Kabelverlegung im offenen Tiefbau.

Möglichkeiten zur Kabelverlegung im Kabelgraben allgemein sind in der Abb. 14 der Anlage A2 dargestellt. [10, 11, 12]

Aufgrund der Länge der einzelnen Kabelsegmente (ca. 1.000 m), deren Ermittlung unter 5.2.3 beschrieben wird, ist die Verlegung in Leerrohren zweckmäßig. Somit muss jeweils nur ein kurzer Abschnitt von <100 m des Kabelgrabens geöffnet bleiben, was die Kabelverlegung insbesondere

in Bezug auf die Wasserhaltung bei Niederschlägen deutlich vereinfacht. Aus der genannten Methode resultiert eine weit höhere Unabhängigkeit von den Witterungsbedingungen, insbesondere von Niederschlägen, gegenüber der Verlegung im offenen Kabelgraben ohne Leerrohre. Bei vorhandenem Grundwasser sind dennoch Maßnahmen zur Wasserhaltung erforderlich.

Der Kabelgraben wird somit abschnittsweise vorangetrieben und nach Einbringen der Leerrohre und des zusätzlichen Materials (s. Abschnitt 6.2.1) wieder komplett geschlossen und die Oberflächen wiederhergestellt. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die erforderlichen Baustraßen entlang des Kabelgrabens mitwandern und das dafür erforderliche Material in seiner Menge begrenzt wird. Darüber hinaus wird auch der Aufwand für Absperrmaßnahmen und ggf. notwendigen Überfahrten und –wege begrenzt.

Der Kabelgraben bleibt nur im Bereich der Muffengruben offen, da von dort der Kabeleinzug in die Leerrohre erfolgt.

Weiterhin ist der Bau von temporären Zufahrtsstraßen zu den Muffengruben, die für die Transportfahrzeuge der Kabeltrommeln ausgelegt sind, notwendig.

Bei Kreuzungen von Straßen, ggf. mit parallel laufenden Kabeln und Versorgungsleitungen, Eisenbahnlinien oder Gewässern, ist Durchörterung erforderlich. Diese erfolgt durch Einbringen zweier Stahlrohre zur Aufnahme von jeweils einem Kabelsystem (3 Leiter) inkl. Leerrohren im Horizontal-Bohrspülverfahren oder alternativen Bohr- bzw. Rammtechniken.

An untergeordneten Straßen und Wegen kann die Kabelverlegung im offenen Tiefbau erfolgen. Bei Kreuzungen von Versorgungsleitungen ist die Verlege- bzw. Grabentiefe entsprechend den geforderten Mindestabständen zu den Versorgungsleitungen zu vergrößern.

Muffengruben sind breiter als der Kabelgraben auszulegen, um entsprechenden Freiraum für die Montage der Kabelmuffen zu schaffen. Weiterhin ist ein sauberer Untergrund für die Muffenmontage in die Muffengrube einzubauen und die Muffengrube selbst regendicht einzuhausen. Nähere Ausführungen dazu bezüglich des Bauvorhabens werden in Abs. 6.2.1 gemacht.

5.5.3 Fazit

Zusammenfassend wird festgestellt, dass der Aufwand für die Verlegung von Erdkabeln deutlich höher und zeitintensiver gegenüber dem Bau einer Freileitung ist.

Das Volumen der bei den Tiefbauarbeiten für den Kabelgraben zu bewegenden Erde ist um ein Vielfaches höher als das bei der Herstellung der Fundamente der Freileitung. Die Tiefbauarbeiten sind darüber hinaus der größte Kostenfaktor bei der Kabelverlegung.

Auch der Aufwand für Durchörterungen bei Kreuzungen von Straßen, Kabeln und Versorgungsleitungen, Eisenbahnlinien, Gewässern ist sehr viel höher gegenüber der Überspannung bei bauseitiger Realisierung einer Freileitung.

6 Beschreibung der technischen Lösungen und deren Umsetzung als Grundlage der wirtschaftlichen Bewertung

Nachfolgend werden die technischen Parameter spezifiziert, auf deren Grundlage die wirtschaftliche Bewertung erfolgt.

6.1 110-kV-Freileitung

6.1.1 Leitungstyp (Maste, etc.), Trasse und bauliche Maßnahmen

Die bezüglich der Freileitung zu Grunde gelegten Daten für deren wirtschaftliche Bewertung basieren vorrangig auf den Angaben in den Dokumenten zum Planfeststellungsverfahren. Sie sind nachfolgend nochmals zusammengefasst.

Die bei der Freileitung verwendeten Masttypen sind in der Abb. 1 der Anlage A3 dargestellt. Tabelle 6-1 gibt einen Überblick über die jeweilige Anzahl der eingesetzten Masttypen.

Tabelle 6-1: Masttypen und deren Anzahl

Masttyp	Ausführung	Anzahl
A3.0/04	Winkelabspannmast - 2 Traversen	3
	Winkelabspannmast - 1 Traverse	4
	Tragmast	1
A68_1	Winkelabspannmast	21
	Tragmast	25
NF/02/21	Winkelabspannmast	2
	Tragmast	0
Summe		56

Darüber hinaus ist eine weitere Differenzierung nach Höhe, Endmast, Winkelgruppe erforderlich.

Einen allgemeinen Überblick gibt die Mastliste, die in der Abb. 2 der Anlage A3 dargestellt ist. Sie basiert auf ausgewählten Parametern der Mastliste, die in den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren enthalten ist.

Bezüglich der Gründung der Mastfundamente wird im Gutachten von der Bodenklasse 3 - 5 ausgegangen. Unter diesen Bedingungen kommt eine Plattengründung zur Anwendung. Die erforderlichen Dimensionen der Fundamente werden auf der Grundlage der Angaben in der Mastliste zu Mastart (Tragmast, Winkel-Abspannmast od. Endmast), Masthöhe und Winkelgruppe bei Winkel-Abspannmast od. Endmast mit ausreichender Genauigkeit bestimmt.

Im Falle der Realisierung ist die Ermittlung des erforderlichen Fundamenttyps und dessen Größe anhand von Bodengutachten (pro Mast) und statischen Berechnungen, aus denen Bauzeichnungen inkl. Bewehrungsplan hervorgehen, vorzunehmen.

Weiterhin werden Maßnahmen zur Erdung der Maste berücksichtigt, die folgenden Umfang beinhalten:

- Erdungsfahnen (4x) an Fundamentbewehrung angeschweißt und nach oben geführt
- Anschluss an den 4 Eckstielen des Mastes
- Erdungsmessung.

Zur Einschätzung, ob Maßnahmen zur Wasserhaltung erforderlich sind, sind entsprechende Bodengutachten notwendig. Im vorliegenden Gutachten bleibt der erforderliche Aufwand dafür unberücksichtigt.

Leiterseiltrommeln und Seilwinden müssen ausschließlich zu den Standorten der Winkelabspannmaste gebracht werden, da von dort der Seilzug erfolgt.

Für die Zufahrt zu den Maststandorten wird die Verlegung von Fahrbohlen auf einer Länge von 8.615 m berücksichtigt. Darüber hinaus wird die Verlegung von Stahlplatten bzw. Aluminium-Matten zum Schutz vorhandener Wege auf einer Länge von 3.070 m in die Kalkulation einbezogen. Die entsprechenden Längen wurden auf der Grundlage des Zuwegungsplanes, der Bestandteil der Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren ist, ermittelt. Der Bau von temporären Zufahrtsstraßen ist nicht vorgesehen.

Weiterhin ist der Bau von 12.400 m^2 Holzgerüst und 2.880 m^2 Stahlgerüst an den Überquerungen von Straßen, Eisenbahnlinien und Gewässern für den Seilzug berücksichtigt.

6.1.2 Einbindung der Freileitung in das 110-kV-Netz

Die Leitung Abzweig Limbach – Oberelsdorf endet am Mast 56, der direkt an das UW Oberelsdorf angrenzt und der gleichzeitig auch die erneuerte Leitung Eula – Oberelsdorf aufnimmt. Die Mastbezeichnung bezüglich dieser Leitung lautet 117n. Der Mast ist im Falle der Freileitungsvariante mit zwei Abspanntraversen ausgeführt, die um 90° versetzt sind. Einen Überblick gibt die Abb. 3 der Anlage A3, rechte Abbildung.

Die Einbindung der Freileitung in den Abzweig Limbach erfolgt ebenfalls gemäß Abb. 3 der Anlage A3, linke Abbildung. Da sich in der unmittelbaren Umgebung des Mastes 3L, der für die Einbindung vorgesehen ist, ein Mast der 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Eula befindet, ist der Mast 3L rückzubauend durch einen neuen zu ersetzen, der in der entsprechenden Leitungsachse verschoben wird.

Die in den Abbildungen (s. Abb. 3 der Anlage A3) dargestellten Schnittstellen bilden die Grenze der Begutachtung und der in diesem Rahmen vorgenommenen wirtschaftlichen Bewertung.

Diese sind so gewählt, dass keine Änderungen im UW Oberelsdorf zur Einbindung der Freileitung in das bestehende 110-kV-Netz erforderlich sind.

6.2 110-kV-Kabel

Die nachfolgenden Aussagen basieren ebenfalls auf den Angaben zur Kabelvariante im Planfeststellungsverfahren. In Gegensatz zur Freileitung werden jedoch darüber hinaus maßgebliche Änderungen in den Ansätzen durch den Gutachter, auf die in den nachfolgenden Abschnitten detailliert eingegangen wird, einbezogen.

6.2.1 Kabeltyp und -verlegung sowie bauliche Maßnahmen

Auf die Möglichkeiten zur Kabelverlegung allgemein wird bereits im Abschnitt 5.5.2 Bezug genommen. Bezüglich des Tiefbaus für den Kabelgraben wird im Gutachten, analog zu den Erdarbeiten zur Herstellung der Fundamente der Freileitung, von einer Bodenklasse 3-5 ausgegangen.

Das Einpflügen des Kabels in den Erdboden ist aus der Sicht des Gutachters aufgrund der folgenden Gegebenheiten ungeeignet:

- Vielzahl der Kreuzungen mit Straßen sowie Strom- und Versorgungsleitungen (längste durchgehende Verbindung ca. 1,6 km)
- Bodenklasse 3 – 5 in Verbindung mit der erforderlichen Verlegetiefe des Kabels
- Einbringen des erforderlichen Bettungsmaterials zur Sicherstellung einer optimalen Wärmeabfuhr des Kabels
- Schutz des Kabels durch entsprechende Abdeckplatten aus Beton (s. Abb. 6-1).

In der Abb. 4 der Anlage A3 sind die o.g. Kreuzungen grafisch im Trassenverlauf gekennzeichnet. Eine nähere Beschreibung der Kreuzungen erfolgt in der Kreuzungsliste gemäß Abb. 5 der Anlage A3. Die farbliche Kennzeichnung der verschiedenen Kreuzungen ist wie folgt zu verstehen:

- Blaue Schrift: Durchörterungen
- Rote Schrift: Offener Tiefbau mit tieferem Kabelgraben
- Schwarze Schrift: Offener Tiefbau ohne Vertiefung des Kabelgrabens.

Der Gutachter geht davon aus, dass selbst ein abschnittsweises Einpflügen des Kabels, dessen Realisierbarkeit von Fachfirmen anhand der örtlichen Gegebenheiten und entsprechender Bodengutachten bewertet werden muss, nicht zu einer nennenswerten Reduzierung des finanziellen Aufwandes führt, die den ermittelten Faktor signifikant beeinflusst, da die Anfahrt- und Rüstzeiten des Kabelpflugs im Verhältnis sehr hoch eingeschätzt werden.

Aus den o.g. Gründen geht das Gutachten von der Verlegung des Kabels in offenem Tiefbau aus. Die Abbildung 6-1 zeigt den Querschnitt des Kabelgrabens inkl. Maß- und Volumenangeben, der

die Grundlage des vorliegenden Gutachtens bildet. In der Abb. 6 der Anlage A3 ist dieser Kabelgraben dem Kabelgraben gegenübergestellt, der die Grundlage der Betrachtungen im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens bildet.

Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass der siebte Leiter (Reservekabel) aus Sicht des Gutachters u.a. aus folgenden Gründen entfallen kann:

- Es ist davon auszugehen, dass bei einem einpoligen Kabelfehler auch Schäden an mindestens einem weiteren Kabel eines Kabelsystems auftreten. Ein zusätzlicher Leiter wäre damit nicht ausreichend.
- Der Betrieb des Reservekabels führt zu stark unsymmetrischen Bedingungen, da dieser Leiter bei der zyklischen Vertauschung innerhalb der Dreiecksanordnung eines Kabelsystems nicht berücksichtigt wird.
- Weiterhin entsteht ein hoher Aufwand für die Einbindung des Reserveleiters an Kabelanfang und -ende durch entsprechende Schaltgeräte und bezüglich der Einbindung des Kabelschirms in den Cross-Bonding-Kästen.

Durch den Entfall des Reserveleiters wird die Breite des Kabelgrabens um ca. 40 cm gegenüber dem im Planfeststellungsverfahren betrachteten reduziert. Im Bereich der Grabensole ist er dennoch 2,85 m breit, um die unter Abs. 5.4.3 genannten Erfordernisse bezüglich des Sicherheitsabstandes zum parallel geführten Kabelsystem zu berücksichtigen.

Entsprechend der zu Grunde gelegten Bodenklasse wird keine Anböschung des Grabens, wie in Abbildung 6-1 dargestellt, berücksichtigt.

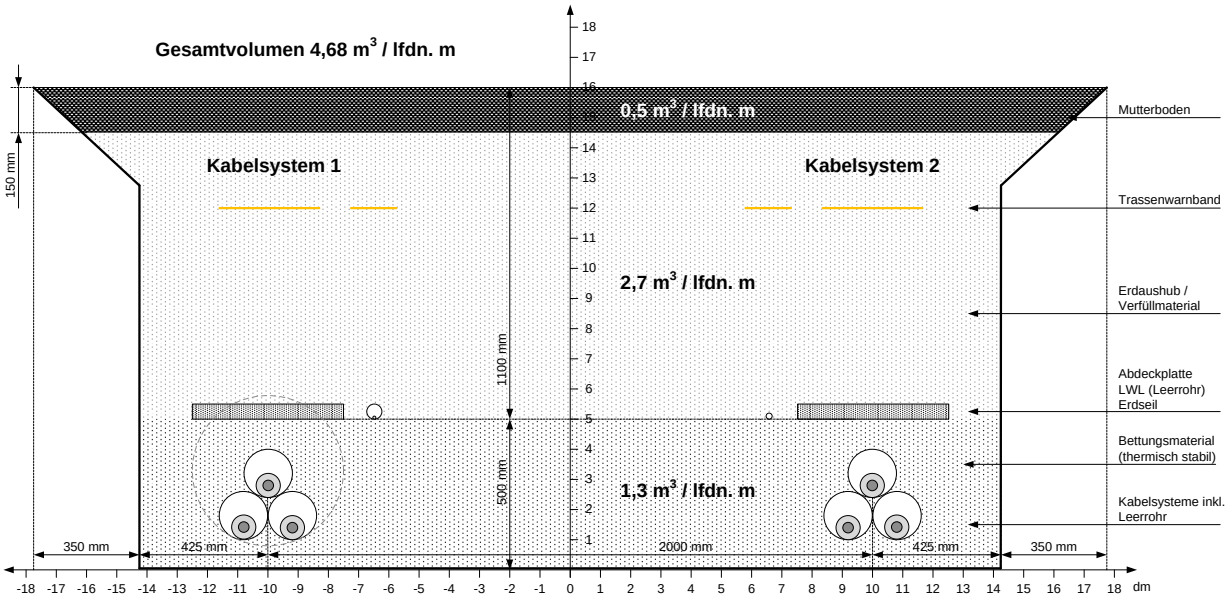


Abbildung 6-1: Dimensionen des Kabelgrabens - Kalkulationsbasis für das Gutachten

Die Abbildung 6-1 beinhaltet:

- 2 Kabelsysteme, jeweils bestehend aus 3 Leitern
- 3 Leerrohre pro Kabelsystem zur Aufnahme der Kabel (Andeutung des Stahlrohres für die Durchörterungsabschnitte, dass die drei Leerrohre inkl. Kabel pro Kabelsystem aufnimmt)
- Abdeckplatten aus Beton 50 x 50 x 5 (L x B x H) zum Schutz beider Kabelsysteme
- Verfüllmaterial zur Gewährleistung einer konstanten Wärmeabfuhr des Kabels (Verwendung v. mineralischem Material, dass auf einer Vliesunterlage aufgebracht wird)
- wiedereingebauter Erdaushub
- Trassenwarnband
- Oberfläche (Mutterboden, Asphalt, etc.).

Zur Herstellung des Kabelgrabens und dessen Verschluss nach Einbringen der Leerrohre sind folgende weitere Maßnahmen erforderlich:

- Schaffung seitlicher Lagerflächen für den Erdaushub
- Anlieferung und Einbringen des Verfüllmaterials
- Abtransport und Entsorgung des Erdaushubs, der durch das Verfüllmaterial ersetzt wird
- Rückbau u. Wiederherstellung der Oberfläche nach Abschluss d. Kabelverlegearbeiten.

Die Verbindung der Kabel der einzelnen Kabelabschnitte (ca. 1.000 m lang) erfolgt durch Kabelmuffen in den dafür vorgesehenen 17 Muffengruben. Auf Grund der höheren Länge der Kabelabschnitte sind das 4 Muffengruben weniger gegenüber den Ansätzen im Planfeststellungsverfahren. Abb. 7 der Anlage A3 [1, 5] zeigt die im Gutachten berücksichtigte Anordnung der Muffengruben entlang der Kabeltrasse. Die Muffengruben sind für den Zeitraum der Montage der Kabelmuffen komplett einzuhausen. Die Einhausung wird nach Abschluss der Montage entfernt.

An jedem Muffenstandort werden darüber hinaus Cross-Bonding- bzw. sogenannte Link – Boxen gemäß Abb. 7 der Anlage A3 für jedes Kabelsystem vorgesehen, in denen die Schirme entsprechend Abb. 13 der Anlage A2 verschaltet und über Überspannungsableiter geerdet werden. Die Cross-Bonding- Boxen können in bodenbündigen Betontrögen oder –schächten oder in oberirdischen Schränken angeordnet werden. An jeder Muffengrube ist eine Erdungsanlage vorzusehen, die ebenfalls im Gutachten berücksichtigt wird.

Für die Herstellung des Kabelgrabens, das Einbringen der Materialien gemäß Abbildung 6-1 sowie das Verfüllen muss temporär eine Baustraße entlang des Kabelgrabens errichtet werden, sofern kein bereits vorhandener Fahrweg genutzt werden kann.

Die Zufahrten zu den Muffengruben müssen für Fahrzeuge ausgelegt werden, mit denen der Transport der Kabeltrommeln erfolgt. Im Gutachten wird diesbezüglich von 40 t ausgegangen.

Abb. 8 der Anlage A3 zeigt die erforderlichen Baustraßen. Über die hellblau dargestellten Strecken, für die eine Länge von 5.700 m ermittelt wurde, erfolgt die Zufahrt zu den Muffengruben. Abschnittsweise verlaufen diese parallel zum Kabelgraben, für den sie gleichzeitig als Baustraße

dienen. Die hellgrün dargestellten Abschnitte kennzeichnen die entlang des Kabelgrabens zu errichtenden Baustraßen, mit geringeren Anforderungen an die Tragfähigkeit. Für diese wurde eine Länge von 6.400 m ermittelt. Die übrigen Anschnitte der Kabeltrasse sind über bereits bestehende Wirtschaftswege zu erreichen, die teilweise asphaltiert sind. Diesbezüglich werden im Gutachten ausschließlich Schutzmaßnahmen (Fahrbohlen bzw. Aluminium- bzw. Stahlmatten) kalkuliert.

Die Abschnitte, in denen ein offener Tiefbau nicht möglich ist, gehen aus der Kreuzungsliste in Abb. 5 der Anlage A3 hervor. Die darin enthaltenen Längen wurden als Grundlage für die Kalkulation der Durchörterungsmaßnahmen angesetzt.

Ausschlüsse

Darüber hinaus können im Verlauf der Realisierung des Kabelbauprojektes folgende Kostenpositionen eintreten, die erst nach Vorliegen detaillierter Bodengutachten bzw. weiterer Studien spezifizierbar und demzufolge im Gutachten nicht berücksichtigt sind. Dies betrifft u.a. den Aufwand für Wasserhaltung bei Grundwasser (sowohl beim Kabelgraben als auch den Kopflöchern bei den Durchörterungen) sowie die Entsorgung von kontaminiertem Erdaushub. Die daraus resultierenden Kosten können ggf. zu einer signifikanten Erhöhung des Preises, insbesondere für das Kabelbauprojekt, führen.

6.2.2 Einbindung des Erdkabels in das 110-kV-Netz

Das Erdkabel zwischen Abzweig Limbach – Oberelsdorf endet ebenfalls am Mast 117n, der direkt an das UW Oberelsdorf angrenzt und der gleichzeitig auch die erneuerte Leitung Eula – Oberelsdorf aufnimmt. Im Gutachten wird davon ausgegangen, dass der Mast im Falle der Kabelvariante mit einer weiteren Traverse ausgerüstet wird, die das Kabel, einschließlich dessen Endverschlüsse und Überspannungsableiter aufnimmt. Einen Überblick gibt die Abb. 9 der Anlage A3, rechte Abbildung.

Die Einbindung des Erdkabels in den Abzweig Limbach erfolgt ebenfalls gemäß Abb. 9 der Anlage A3, linke Abbildung. Für den Anschluss des Kabels an die 110-kV-Freileitung ist wiederum der Mast 3L vorgesehen, der aus diesem Grunde ebenfalls erneuert und mit einer weiteren Traverse ausgerüstet werden muss. Diese nimmt die Kabelendverschlüsse sowie die erforderlichen Überspannungsableiter auf. Eine Verschiebung des Mastes in der Leitungsachse ist in diesem Falle nicht notwendig.

Die in der Abb. 3 der Anlage A3 dargestellten Schnittstellen bilden auch hier die Grenze der Begutachtung und wirtschaftlichen Bewertung. Änderungen im UW Oberelsdorf zur Einbindung des Kabels sind auch hier nicht notwendig.

6.2.3 Weitere erforderliche Maßnahmen

Der Einsatz eines 110-kV-Kabels erfordert eine Kompensation von dessen Ladeleistung. Darüber hinaus ist der deutlichen Erhöhung der kapazitiven Erdschlussströme durch eine entsprechende Erweiterung der Erdschlusskompensation im 110-kV-Netz entgegenzuwirken.

In Abschnitt 5.2.1 wurde durch den Gutachter gezeigt, dass ein Ausbau der E-Spulen im bestehenden UW durch eine spezielle Auslegung der Kompensationsdrosselspule umgangen werden kann. Das vorliegende Gutachten stützt sich auf diese Alternativvariante, so dass Maßnahmen zum Ausbau der E-Spulen in den bestehenden UW technisch und wirtschaftlich nicht betrachtet werden müssen.

Die Errichtung der Kompensationsdrosselspulen ist am Kabelanfang am UW Oberelsdorf vorgesehen. Abb. 10 der Anlage A3 zeigt die den Betrachtungen zugrunde liegende Anordnung. Jedem Kabelsystem wird jeweils eine Spule zugeordnet.

Die Kompensationsdrosselspulen befinden sich außerhalb des UW. Ihr Anschluss an das 110-kV-Kabel erfolgt am Kabelaufführungsmast 117n über Leiterseil. Jeder Spule ist ein 110-kV-Schaltfeld, bestehend aus Leistungsschalter, Leitungs-/Erdungstrennschalter und Strom-/Spannungswandler zugeordnet. Darüber hinaus werden die entsprechende Sekundärtechnik zum Betrieb und zum Schutz der Anlagen sowie bauliche Maßnahmen (Fundamente, Stützen, etc.) berücksichtigt.

7 Wirtschaftliche Bewertung und Variantenvergleich

Die Ermittlung der Kosten als Grundlage des wirtschaftlichen Variantenvergleichs umfasst folgende Bearbeitungsschwerpunkte:

- Kostenkalkulation für das erforderliche technische Equipment zum Bau des 110-kV-Kabels bzw. der 110-kV-Freileitung
- Kostendarstellung für alle Maßnahmen, die entsprechend Abschnitt 6 für den Freileitungsbau bzw. die Kabelverlegung erforderlich sind
- Betriebskosten einschließlich Kosten für Netzverluste.

Der Kostenvergleich von Kabel vs. Freileitung basiert auf folgenden Anteilen:

- Barwerte der Investitionskosten
- Barwerte der Betriebskosten
- Barwerte der Gesamtkosten.

Der Kostenvergleich beinhaltet eine isolierte Betrachtung des neuen 110-kV-Leitungsabschnitts im Netzverbund, getrennt für Freileitungs- und Kabeltechnologie.

Im Ergebnis werden die Kosten (Barwerte) für Errichtung und Betrieb der 110-kV-Freileitung denen für das 110-kV-Kabel gegenübergestellt und der daraus resultierende Kostenfaktor ermittelt. Dieser bildet die Grundlage für den betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich der beiden Technologien.

7.1 Grundlagen

Die nachfolgende wirtschaftliche Bewertung basiert auf den in Abschnitt 6 dargestellten technischen Lösungen. Neben den dort getroffenen Ausschlüssen bleiben weiterhin unberücksichtigt:

- Kosten für erforderliche Grundstückskäufe
- Entschädigungszahlungen
- Aufwand für Wiederaufforstung
- naturschutzfachliche Belange jeder Art
- Umgang mit unbekannten Bodendenkmälern bei Kabelverlegung
- wasserrechtliche Belange.

7.2 Beschreibung der Bewertungsmethode

Der betriebswirtschaftliche Variantenvergleich für die beiden Übertragungstechnologien erfolgt auf der Grundlage der Barwertmethode. Dies entspricht der Festlegung der VDE-Anwendungsregel AR-N-4202 *Vorgehensweise bei der Integration von Kabeln in 110-kV-Hochspannungsfreileitungsnetze* [6].

Die Barwertmethode rechnet Zahlungen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkte anfallen, auf einen bestimmten Zeitpunkt um, indem der tatsächliche Zeitwert des Geldes berücksichtigt wird (dynamische Investitionsrechnung). Im vorliegenden Fall wird der Gesamtbarwert zum Zeitpunkt der Investition aus der Summe der zukünftigen Zahlungen wie folgt bestimmt:

$$BW = \sum_{t=0}^{T} \frac{c_t}{(1+z)^t} \qquad \text{Gl. 7-1}$$

mit

BW: *Gesamtbarwert*
t: *Zeitpunkt (Jahr) der Zahlung*
c_t: *Zahlung zum Zeitpunkt t*
z: *Zinssatz*
T: *Betrachtungszeitraum für den betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich.*

Die Zahlungen setzen sich aus den Investitionskosten in die jeweilige Übertragungstechnologie zum Zeitpunkt t=0 sowie den jährlichen Betriebskosten, die kontinuierlich über den gesamten Betrachtungszeitraum anfallen, zusammen.

Als Betrachtungszeitraum wird die erwartete technische Lebensdauer des 110-kV-Kabels in Höhe von 40 Jahren angesetzt. Gleichwohl geht man bei 110-kV-Freileitungen mit heute vorherrschender Bauweise von einer technischen Lebensdauer von mindestens 80 Jahren, teilweise sogar 100 Jahren aus.

Bei Berücksichtigung eines Betrachtungszeitraumes von mehr als 40 Jahren müsste der Ersatz der kompletten Kabelanlage nach 40 Jahren, d.h. die Kosten für Rückbau, Ersatzinvestment und Neubau, in den Variantenvergleich eingerechnet werden. Bei der Freileitung wäre nach 40 Jahren lediglich ein Austausch der Beseilung sowie der Armaturen fällig. Somit stellt die Auswahl des Betrachtungszeitraumes die aus Sicht der Kabeltechnologie kostengünstigere Variante dar.

Der Zinssatz zur Abzinsung der einzelnen Zahlungen wird aus den aktuellen Vorgaben der Bundesnetzagentur, welche durch den Bundesgerichtshof bestätigt wurde, abgeleitet. Dementsprechend sind Investitionen kalkulatorisch zu 60% über einen Fremdkapitalzinssatz in Höhe von 2,72 % und zu 40% über einen Eigenkapitalzinssatz von 6,91 % zu verzinsen. Der daraus resultierende WACC-Zinssatz („Weighted Average Cost of Capital“-Zinssatz), welcher für die Barwertberechnung gemäß Gleichung 7-1 angesetzt wird, beträgt 4,396 %.

7.3 Ermittlung der Kosten

7.3.1 Realisierungsvariante 110-kV-Freileitung

7.3.1.1 Investitionskosten

Aus den vorgenommenen Detailbetrachtungen ergeben sich für den Bau einer 110-kV-Freileitung folgende Investitionskosten (s. Tabelle 7-1):

Tabelle 7-1: Übersicht Investitionskosten - Freileitung

Position	Bezeichnung	Preis in €
Titel 1	**Planung**	
Titel 1.1	Genehmigung und Trassierung	112.700,00 €
Titel 1.2	Statik / Engineering	278.600,00 €
Titel 2	**Material**	
Titel 2.1	Gründung/Erdung	479.600,00 €
Titel 2.2	Maste	1.605.800,00 €
Titel 2.3	Seile	399.900,00 €
Titel 2.4	Isolatoren	101.700,00 €
Titel 2.5	Armaturen	232.400,00 €
Titel 3	**Freileitungsmontage**	
Titel 3.1	Baustelleneinrichtung	551.000,00 €
Titel 3.2	Gründung	679.200,00 €
Titel 3.3	Mastmontage	753.200,00 €
Titel 3.4	Seilmontage	1.178.600,00 €
Titel 6	**Demontage, Abbruch und Entsorgung**	
Titel 6.1	Mastdemontage	5.700,00 €
Titel 6.2	Fundamentdemontage	20.700,00 €
Titel 7	**Korrosionsschutz/Mastsignierung**	
Titel 7.1	Korrosionschutz	106.800,00 €
Titel 7.2	Mastsignierung	5.700,00 €
Titel 8	**Sonstige Leistungen**	
Titel 8.1	Wegebau / -rückbau	546.100,00 €
Titel 8.2	Gerüstbau und sonstige Schutzmaßnahmen	298.800,00 €
Titel 8.3	Provisorium	22.800,00 €
Titel 8.5	Revision	78.500,00 €
	Gesamt	**7.457.800,00 €**

7.3.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten K_B der Freileitung resultieren aus den Kosten für den laufenden Betrieb K_{lB} und den Verlustkosten K_V, bestehend aus den strom- und spannungsabhängigen Verlustkosten $K_{V,I}$ *und* $K_{V,U}$:

$$K_B = K_{lB} + K_V = K_{lB} + K_{V,I} + K_{V,U} \qquad \text{Gl. 7-2}$$

Die Kosten für den laufenden Betrieb setzen sich aus den Kosten für turnusmäßige Inspektionen und Instandhaltungen sowie ereignisbedingte Reparaturen zusammen. Bei der Freileitung werden regelmäßige Befliegungen und Begehungen der Freileitungstrassen zur Erkennung von schadhaften Seilen oder Armaturen und zu hohem Bewuchs im Trassenbereich durchgeführt. Außerdem wird der Trassenbewuchs, speziell im Bereich von Walddurchquerungen, nach Bedarf beseitigt bzw. zurückgeschnitten. Bei ggf. festgestellten Mängeln im Rahmen der Begehungen erfolgt üblicherweise für den oder die betroffenen Maste eine Besteigung, d.h. eine entsprechende Intensivinspektion.

Die ereignisbedingten Kosten sind verhältnismäßig niedrig, da Netzfehler im Bereich der Freileitungen im Allgemeinen von selbst verlöschen und das Isoliermedium (Luft) selbstheilend ist. Darüber hinaus halten sich die Kosten für ausfallbedingte Reparaturen, auf Grund der guten Zugänglichkeit aller Bauteile und der vergleichsweise kurzen Reparaturzeiten, in Grenzen.

<u>Jährliche Kosten für den laufenden Betrieb</u>

Zur Ermittlung der Kosten für den laufenden Betrieb wurden Interviews mit verschiedenen 110-kV-Flächennetzbetreibern, die vergleichbare Rahmenbedingungen (mittlere Netzbelastung / Anteil Erneuerbarer Energien im Netz, Freileitungs- bzw. Kabelanteil, Geländeprofil etc.) zur MITNETZ Strom mitbringen, durchgeführt.

Auf der Grundlage dieser Informationsbasis werden die jährlichen Kosten für den laufenden Betrieb einer zweisystemigen 110-kV-Freileitung mit 300,- € / km festgelegt. Unter Berücksichtigung der Länge der Freileitungstrasse Limbach – Abzweig Oberelsdorf von 16 km ergeben sich die jährlichen Kosten für den laufenden Betrieb folglich zu K_{lB} = 4.800,- €.

Verlustkosten: Elektrische Verluste - Verlustleistungen

Als Grundlage für die Ermittlung der Verlustkosten müssen zunächst die elektrischen Verluste (Verlustleistungen) bestimmt werden. Nachfolgende Abbildung 7-1 erläutert die Entstehung der Übertragungsverluste an der Freileitung.

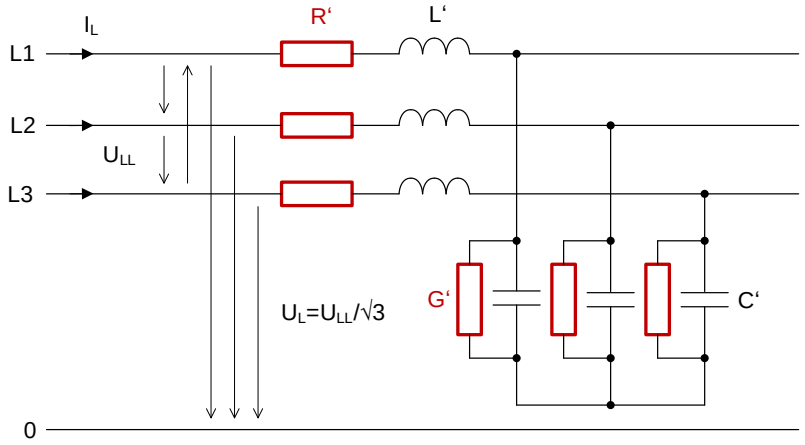


Abbildung 7-1: Ersatzschaltbild der Freileitung zur Erläuterung der Übertragungsverluste

Die Längswiderstandsbeläge R‘ verursachen die stromabhängigen Verluste (Längsverluste). Die Wirkleitwertbeläge G‘ charakterisieren die spannungsabhängigen Verluste (Querverluste).

Die stromabhängige Verlustleistung ergibt sich allgemein zu:

$$P_{V,I} = 3 \cdot n_S \cdot I_L^2 \cdot R' \cdot l \qquad \text{Gl. 7-3}$$

mit

n_S:	*Anzahl Systeme*
I_L:	*Leiterstrom*
R‘:	*Widerstandsbelag des Leiters*
l:	*Leitungslänge.*

In Analogie dazu berechnet sich die spannungsabhängige Verlustleistung aus:

$$P_{V,U} = n_S \cdot U_{LL}^2 \cdot G' \cdot l \qquad \text{Gl. 7-4}$$

mit

n_S:	*Anzahl Systeme*
U_{LL}:	*Leiter-Leiter-Spannung*
G‘:	*Wirkleitwertbelag des Leiters*
l:	*Leitungslänge.*

Verlustkosten: Umrechnung der Verlustleistung in Verlustenergie und Verlustkosten

Zur Bestimmung der jährlichen Verlustkosten (Zielgröße für Einbeziehung in den Kostenvergleich) sind die mithilfe der Gleichungen 7-3 und 7-4 ermittelten Verlustleistungen auf die jährliche Verlustenergie und anschließend auf die Verlustkosten umzurechnen. Dabei ist zu beachten, dass sich die Längsverluste proportional zum Quadrat des vom Lastprofil der Leitung abhängigen Stromes ändern und die spannungsabhängigen Verluste kontinuierlich anfallen, sobald die Leitung unter Spannung gesetzt ist.

Die Abhängigkeit der Längsverluste (jährliche Verlustenergie) vom Lastprofil wird durch den Arbeitsverlustfaktor ϑ, wie folgt, berücksichtigt:

$$W_{V,I} = P_{V,I(n)} \cdot 8760h \cdot \vartheta \qquad \text{Gl. 7-5}$$

mit

$P_{V,I(n)}$: stromabhängige Verlustleistung unter Nennbedingungen (I_L=I_n)
8760h: Jahresstundenzahl
ϑ: Arbeitsverlustfaktor

Die aus den Querverlusten resultierende jährliche Verlustenergie ergibt sich zu:

$$W_{V,U} = P_{V,U(n)} \cdot 8760h \qquad \text{Gl. 7-6}$$

mit

$P_{V,U(n)}$: spannungsabhängige Verlustleistung unter Nennbedingungen (U_{LL}=U_n)
8760h: Jahresstundenzahl.

Tabelle 7-2 dokumentiert und erläutert die für die Verlustberechnungen der Freileitung verwendeten Parameter.

Tabelle 7-2: Parametervorgaben zur Berechnung der Freileitungsverluste

Bezeichnung	Formelzeichen	Einheit	Wert	Erläuterung
Anzahl Systeme	n_S		2	Standard zur Gewährleistung der n-1-Sicherheit
Leiter-Leiter-Spannung	U_{LL}	kV	110	entspricht Nennspannung U_n
Leiterspannung	U_L	kV	63,5	$U_{LL}/\sqrt{3}$
Übertragene Scheinleistung	S	MVA	142,5	Vorgabe des Vorhabenträgers
Leiterstrom	I_L	A	747,9	aus S und U berechnet (entspricht I_n)
Leitertemperatur	T	°C	30,0	angenommene mittlere Leitertemperatur
Widerstandsbelag Leiter	R'	Ω/km	0,114	für angenommene mittlere Leitertemperatur
Querleitwertbelag	G'	nS/km	50	typischer Wert / Richtwert aus Fachliteratur
Arbeitsverlustfaktor	ϑ		0,11	Angabe des Vorhabenträgers
Leitungslänge	l	km	16	aus Planungsunterlagen

Die auf der Grundlage der Vorgaben aus Tabelle 7-2 berechneten jährlichen Verlustenergie-Anteile der Freileitung ergeben sich zu:

- Längsverluste: 1.471,9 MWh
- Querverluste: 169,9 MWh
- Gesamtverluste: 1.641,8 MWh.

Unter Berücksichtigung des Strompreises für Mehr- und Mindermengen gemäß BDEW, Stand 09/2019 [7] in Höhe von 47,60 € / MWh resultieren daraus folgende jährlichen Kostenpositionen:

- Verlustkosten resultierend aus Längsverlusten: $K_{V,l}$ = 70.063,- €
- Verlustkosten resultierend aus Querverlusten: $K_{V,U}$ = 8.073,- €
- Verlustkosten gesamt: K_V = 78.136,- €.

Die aus der Addition der allgemeinen Betriebskosten in Höhe von K_{lB} = 4.800,- € / a und der vorstehend genannten Verlustkosten resultierenden jährlichen Gesamtbetriebskosten der Freileitung betragen somit K_B = 82.936,- €.

7.3.2 Realisierungsvariante 110-kV-Kabel

7.3.2.1 Investitionskosten

Aus den vorgenommenen Detailbetrachtungen ergeben sich für den Bau eines 110-kV-Erdkabels Investitionskosten gemäß Tabelle 7-3.

Tabelle 7-3: Übersicht Investitionskosten - Kabel

Position	Bezeichnung	Preis in €
Titel 1	Lieferung Kabel, Erdseil, LWL, Zubehör	12.343.900,00 €
Titel 2	Kabellogistik	179.600,00 €
Titel 3	Montage Kabel, Erdseil, LWL, Zubehör	2.077.500,00 €
Titel 4	Tiefbau	
Titel 4.1	- Allgemein	962.500,00 €
Titel 4.1	- Erdarbeiten für Kabelgraben	3.743.000,00 €
Titel 4.2	- Muffengruben	173.400,00 €
Titel 4.3	- Kreuzungen	4.872.900,00 €
Titel 4.4	- Baustraßen	1.775.600,00 €
Titel 4.5	- Vorbereitende Maßnahmen	155.200,00 €
Titel 5	Maßnahmen im 110-kV-Netz	1.216.900,00 €
	Gesamt	**27.500.500,00 €**

7.3.2.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten K_B setzen sich, analog zur Freileitung, aus den Kosten für den laufenden Betrieb K_{lB} und die Verlustkosten K_V zusammen. In Abweichung zur Freileitung ist hier eine weitere Kostenposition $K_{V,Komp}$, welche durch die für das Kabel erforderliche Ladestromkompensation hervorgerufen wird (vgl. mit Abschnitt 5.2.1), zu berücksichtigen.

Die Betriebskosten ergeben sich somit allgemein zu:

$$K_B = K_{lB} + K_V = K_{lB} + K_{V,I} + K_{V,U} + K_{V,Komp} \qquad \text{Gl. 7-7}$$

Die Kosten für den laufenden Betrieb setzen sich, analog zur Freileitung, aus den Kosten für turnusmäßige Inspektionen und planmäßige Instandhaltungen sowie ereignisbedingte Reparaturen zusammen. Die turnusmäßigen Arbeiten beinhalten in erster Linie die Kontrolle der Cross-Bonding-Boxen und der Erdungsanlagen im Bereich der Kabelmuffen, die Sichtung/Kontrolle der Kabelendverschlüsse sowie die Freihaltung der durch Waldgebiete verlaufenden Trassenabschnitte von Bewuchs.

Auf Grund der vergleichsweise größeren Störanfälligkeit der Kabel, insbesondere im Bereich der Kabelmuffen und der Kabelendverschlüsse, sowie des im Vergleich zur Freileitung deutlich höheren Aufwandes und Zeitbedarfes für Reparaturen liegen die Kosten des laufenden Betriebes, gemäß vorliegender Erfahrungen, tendenziell über denen der 110-kV-Freileitung.

Jährliche Kosten für den laufenden Betrieb

Aus Interviews mit verschiedenen 110-kV-Flächennetzbetreibern wurden jährliche Kosten für den laufenden Betrieb von zweisystemigen 110-kV-Kabeln im Bereich von 500,- € bis 2.000,- € pro km ermittelt. Unterschiede ergeben sich z.B. durch das Vorhandensein von Cross-Bonding-Bauwerken bei längeren Kabeln. Für den weiteren betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich werden die Kosten mit 500,- €, d.h. entsprechend der Untergrenze des ermittelten Kostenbereiches, angesetzt. Unter Berücksichtigung der Länge der geplanten Kabeltrasse Limbach – Abzweig Oberelsdorf von 18 km ergeben sich die jährlichen Kosten für den laufenden Betrieb folglich zu K_{IB} = 9.000,- €.

Verlustkosten: Elektrische Verluste - Verlustleistungen

Als Grundlage für die Ermittlung der Kabel-Verlustkosten werden zunächst die entsprechenden elektrischen Verluste (Verlustleistungen) bestimmt. Nachfolgende Abbildung 7-2 erläutert die Entstehung der Übertragungsverluste am Kabel unter Berücksichtigung der erforderlichen Ladestromkompensation (vgl. mit Abschnitt 5.2.1).

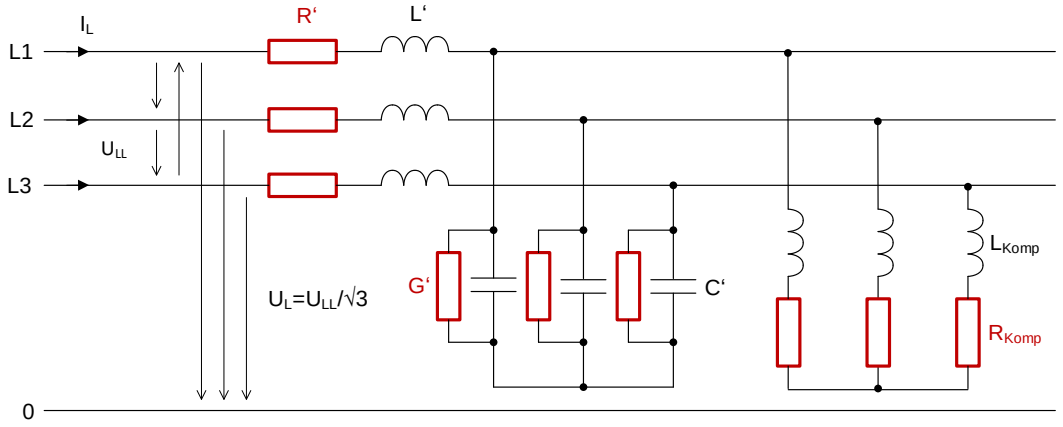


Abbildung 7-2: Ersatzschaltbild des Kabels mit Kompensationsdrossel zur Erläuterung der Übertragungsverluste

Die Längsverluste $P_{V,I}$ und die Querverluste $P_{V,U}$ werden, in Analogie zur Freileitung, entsprechend Gleichung 7-3 (Längsverluste) und Gleichung 7-4 (Querverluste) berechnet.

Die zusätzlichen Verluste der Ladestromkompensation $P_{V,komp}$ ergeben sich zu:

$$P_{V,komp} = n_S \cdot Q_{n,komp} \cdot \frac{1}{G} \qquad \text{Gl. 7-8}$$

mit

n_S: Anzahl Systeme
$Q_{n,komp}$: Nenn(blind)leistung der Kompensationsdrossel je System
G: Güte der Kompensationsdrossel.

Entsprechend den Querverlusten $P_{V,U}$ fallen die Kompensationsverluste $P_{V,komp}$ kontinuierlich an, sobald das Kabel unter Spannung gesetzt ist.

Unter Berücksichtigung eines Kompensationsgrades von 1, d.h. vollständige Kompensation der kapazitiven Ladeleistung des Kabels, folgt aus Gleichung 7-9:

$$P_{V,komp} = n_S \cdot U_{LL}^2 \cdot \omega C' \cdot l \cdot \frac{1}{G} \qquad \text{Gl. 7-9}$$

mit

n_S: Anzahl Systeme
U_{LL}: Leiter-Leiter-Spannung
ω: Kreisfrequenz
C': Kapazitätsbelag des Kabels
l: Leitungslänge.

<u>Verlustkosten: Umrechnung der Verlustleistung in Verlustenergie und Verlustkosten</u>

Die Berechnung der Verlustenergie aus den strom- und spannungsabhängigen Verlusten erfolgt durch Anwendung der Gleichungen 7-5 und 7-6. Die zusätzliche, durch den Betrieb der Ladestromkompensation verursachte Verlustenergie ergibt sich zu:

$$W_{V,komp} = P_{V,komp(n)} \cdot 8760h \qquad \text{Gl. 7-10}$$

mit

$P_{V,komp(n)}$: Verlustleistung der Ladestromkompensation unter Nennbedingungen ($U_{LL}=U_n$)
8760h: Jahresstundenzahl

In der nachfolgenden Tabelle 7-4 sind die für die Verlustberechnungen des Kabels verwendeten Parameter zusammengefasst.

Tabelle 7-4: Parametervorgaben zur Berechnung der Kabelverluste

Bezeichnung	Formel-zeichen	Einheit	Wert	Erläuterung
Anzahl Systeme	n_S		2	Standard zur Gewährleistung der n-1-Sicherheit
Leiter-Leiter-Spannung	U_{LL}	kV	110	entspricht Nennspannung U_n
Leiterspannung	U_L	kV	63,5	$U_{LL}/\sqrt{3}$
Frequenz	f	Hz	50	entspricht Nennfrequenz fn
Kreisfrequenz	ω	s^{-1}	314	aus Frequenz berechnet
Übertragene Scheinleistung	S	MVA	142,5	Vorgabe des Vorhabenträgers
Leiterstrom	I_L	A	747,9	aus S und U berechnet (entspricht I_n)
Leitertemperatur	T	°C	30,0	angenommene mittlere Leitertemperatur
Widerstandsbelag Leiter	R'	Ω/km	0,029	für angenommene mittlere Leitertemperatur
Kapazitätsbelag	C'	nF/km	280	Datenblatt des vorgesehenen Kabeltyps 1000mm^2 Al
Verlustfaktor des Dielektrikums	$\tan\delta$		0,001	Richtwert für VPE-Isolierungen
Querleitwertbelag	G'	nS/km	88	aus $\tan\delta$ und C' berechnet
Arbeitsverlustfaktor	ϑ		0,11	Vorgabe des Vorhabenträgers
Leitungslänge	l	km	18	aus Planungsunterlagen
Nennblindleistung Komp.-drossel	$Q_{n,komp}$	Mvar	19,2	je System, Kompensationsgrad: 1
Gütefaktor Komp.-drossel	G		470	aus Datenblatt einer vergleichbaren Drossel

Aus den vorstehend erläuterten Berechnungsgrundlagen und den Parametervorgaben aus Tabelle 7-4 resultieren die nachfolgenden jährlichen Verlustenergieanteile des Kabels:

- Längsverluste: 423,8 MWh
- Querverluste: 335,5 MWh
- Kompensationsverluste: 713,9 MWh
- Gesamtverluste: 1.473,2 MWh.

Unter Berücksichtigung des Strompreises für Mehr- und Mindermengen, Stand 09/2019, in Höhe von 47,60 € / MWh [7] resultieren daraus folgende jährlichen Kostenpositionen:

- Verlustkosten resultierend aus Längsverlusten: $K_{V,l}$ = 20.174,- €
- Verlustkosten resultierend aus Querverlusten: $K_{V,U}$ = 15.977,- €
- Verlustkosten resultierend aus Kompensationsverlusten: $K_{V,komp}$ = 33.995,- €
- Verlustkosten gesamt: K_V = 70.146,- €.

Die aus der Addition der Kosten für den laufenden Betrieb in Höhe von K_{IB} = 9.000,- € / a und der vorstehend genannten Verlustkosten resultierenden jährlichen Gesamtbetriebskosten des Kabels betragen somit K_B = 79.146,- €.

7.4 Zusammenfassung der Kosten und Ermittlung der Barwerte

Im vorangegangenen Abschnitt 7.3 wurden die einzelnen Kostenpositionen für den betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich ermittelt. Nachfolgende Abbildungen 7-3 und 7-4 stellen die Verlustkostenanteile sowie die Gesamtbetriebskosten für die 110-kV-Freileitungs- und die 110-kV-Kabelvariante nochmals gegenüber.

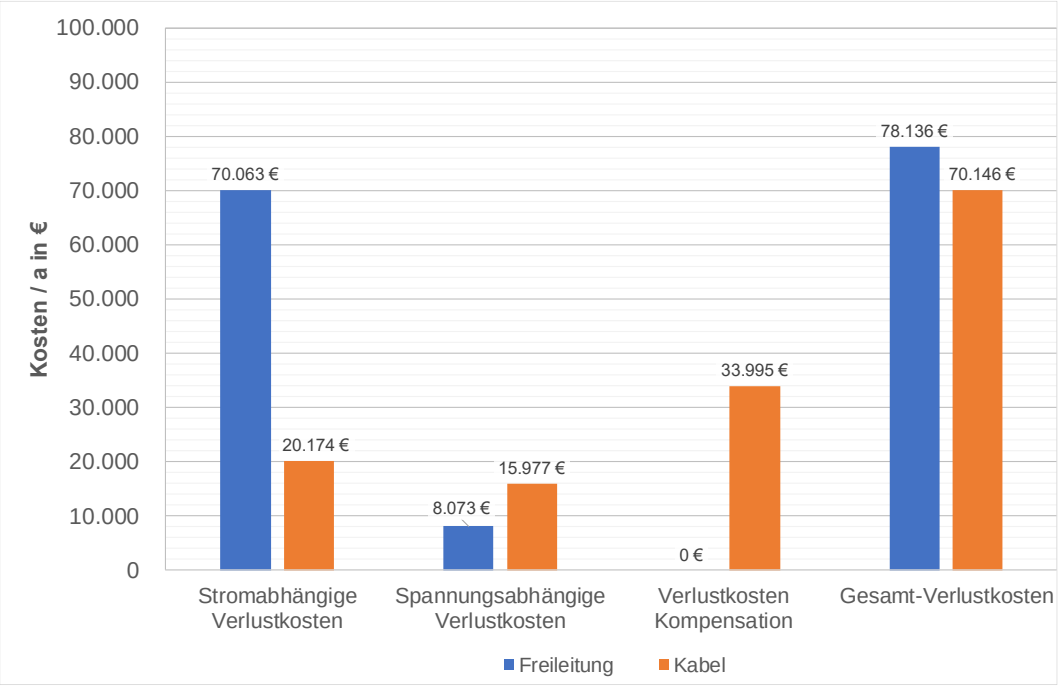


Abbildung 7-3: Gegenüberstellung der jährlichen Verlustkosten Freileitung vs. Kabel

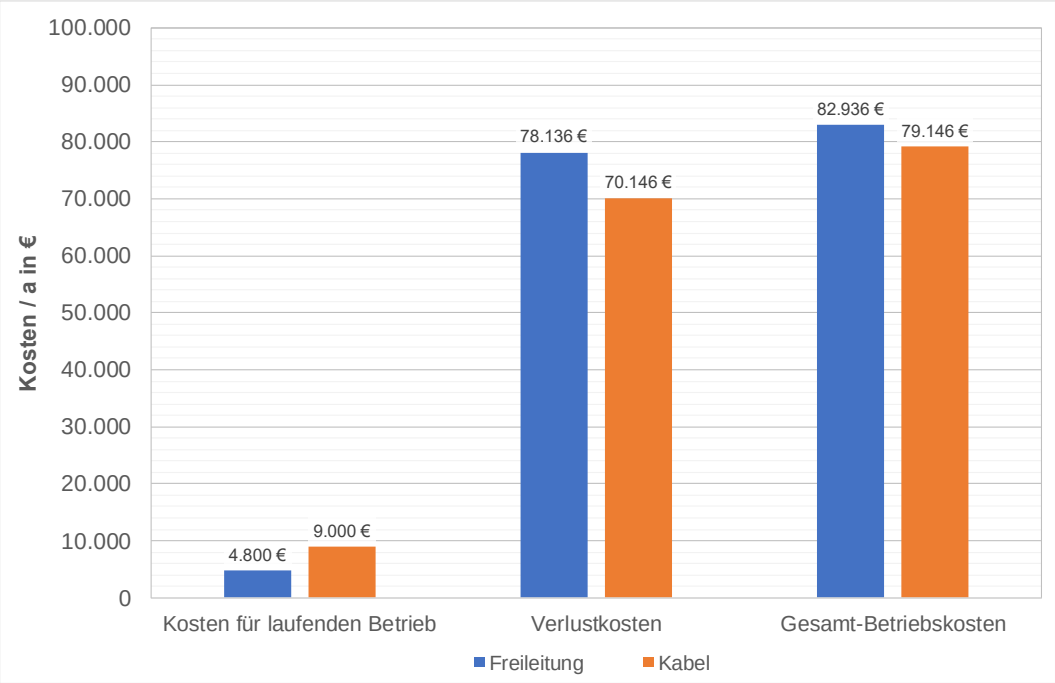


Abbildung 7-4: Gegenüberstellung der jährlichen Betriebskosten Freileitung vs. Kabel

Die aus den Investitionskosten und Betriebskosten gemäß Abschnitt 7.3.1.1 bis 7.3.2.2 ermittelten Barwerte sind in der nachfolgenden Abbildung 7-5 dargestellt.

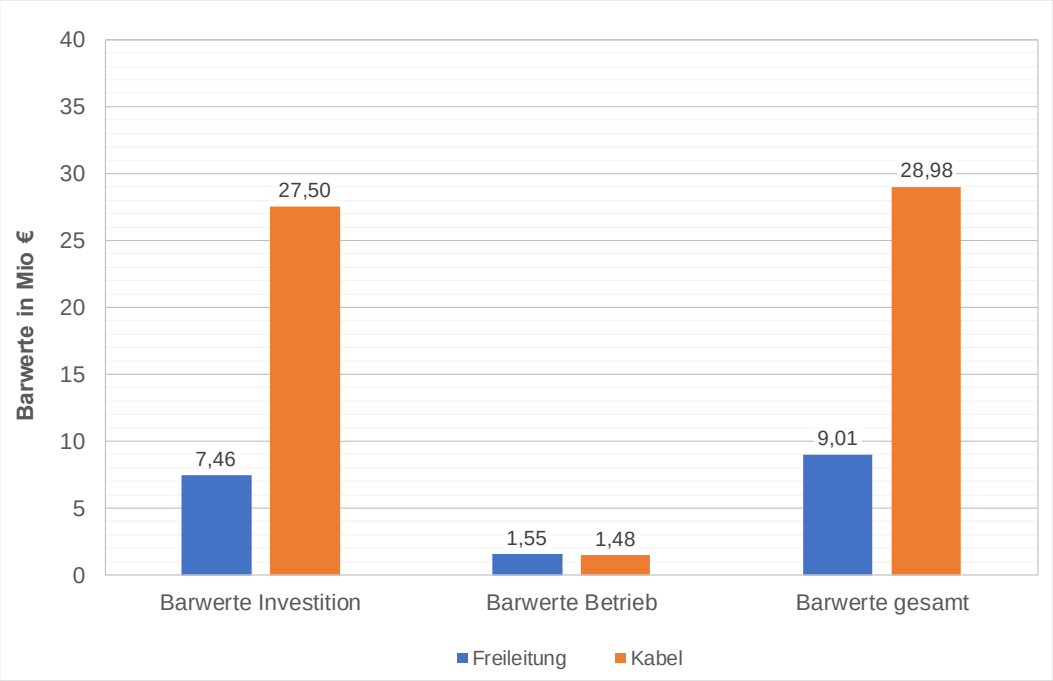


Abbildung 7-5: Gegenüberstellung der Barwerte Freileitung vs. Kabel

Da die Investitionen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes, d.h. zum Zeitpunkt t = 0 erfolgen, werden die Investitionskosten in voller Höhe als Barwerte berücksichtigt.

Die Barwerte der Betriebskosten sind Summenwerte über den Gesamtbetrachtungszeitraum von 40 Jahren mit jährlicher Abzinsung gemäß Gleichung 7-1. Etwaige Restwerte der Freileitung und des Kabels werden im Rahmen des betriebswirtschaftlichen Variantenvergleiches nicht berücksichtigt. Gemäß StromNEV [8] §6 ist der zukünftige Restwert einer Neuinvestition mittels linearer Abschreibung über die gewählte Nutzungsdauer zu bestimmen. Für den vorliegenden betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich legt der Gutachter die Nutzungsdauer – entsprechend StromNEV, Anlage 1 - mit 40 Jahren fest. Der kalkulatorische Restwert am Ende des 40-jährigen Gesamtbetrachtungszeitraumes beträgt somit, unabhängig von der Technologie, 0,- €.

<u>Abschließendes Fazit zum Verhältnis der Barwerte</u>

Aus den in Abbildung 7-5 dargestellten Ergebnissen resultiert ein Verhältnis der Gesamtbarwerte Kabel / Freileitung in Höhe von 3,22.

8 Literaturverzeichnis

[1] Neubau 110-kV-Hochspannungsfreileitung Abzweig Oberelsdorf Bl. 1013 – Erläuterungsbericht, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Stand November 2017

[2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), Ausfertigungsdatum: 07.07.2005, zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 13.5.2019 I 706

[3] 110 KV Abzweig Oberelsdorf-Neufassung Netzkonzept, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Stand April 2019, E-Mail der Landesdirektion Sachsen v. 14.04.2019

[4] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) EEG 2017, Ausfertigungsdatum: 21.07.2014, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)

[5] Link-Box, Quelle: Fa. Pfisterer https://catalogue.pfisterer.com/en/239003244/, 07.08.2019

[6] VDE-AR-N 4202 Anwendungsregel: Vorgehensweise bei der Integration von Kabeln in 110-kV-Hochspannungsfreileitungsnetze, Ausgabedatum: 2015-04, VDE-Art-Nr.: 0200011

[7] Mehr-/Mindermengenabrechnung Strom, BDEW 2019, www.bdew.de/energie/mehr-mindermengenabrechnung-strom, 22.10.2019

[8] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), StromNEV, Ausfertigungsdatum: 25.07.2005, zuletzt geändert durch Art. 10 G v. 13.5.2019 I 706

[9] Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. BImSchV) 4. BImSchV, Ausfertigungsdatum: 02.05.2013, Neugefasst durch Bek. v. 31.5.2017 I 1440

[10] Homepage der Gebr. Schröder Kabel-Leitungsbau GmbH, Erdverlegung von Hochspannungskabeln, http://www.gebrueder-schroeder.de/, 22.10.2019

[11] Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam, Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann, Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald, Leibniz Universität Hannover, Hannover, den 16. Dezember 2010

[12] Netzentwicklung und Ausbauplanung im 110-kV-Netz der E.DIS AG in der Region Oderland-Spree, Regionalversammlung Oderland-Spree, Frankfurt (Oder), den 14. März 2016

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Geplante 110-kV-Freileitung 3
Abbildung 6-1: Dimensionen des Kabelgrabens - Kalkulationsbasis für das Gutachten 30
Abbildung 7-1: Ersatzschaltbild der Freileitung zur Erläuterung der Übertragungsverluste 38
Abbildung 7-2: Ersatzschaltbild des Kabels mit Kompensationsdrossel zur Erläuterung der Übertragungsverluste 42
Abbildung 7-3: Gegenüberstellung der jährlichen Verlustkosten Freileitung vs. Kabel 45
Abbildung 7-4: Gegenüberstellung der jährlichen Betriebskosten Freileitung vs. Kabel 45
Abbildung 7-5: Gegenüberstellung der Barwerte Freileitung vs. Kabel 46

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Einzelmaßnahmen zur Umsetzung des Netzkonzeptes 8
Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der vom Vorhabenträger ermittelten Faktoren gemäß Erläuterungsbericht [1] 11
Tabelle 4-1: Zu vergleichende Freileitungs- und Kabelvariante 13
Tabelle 4-2: Gegenüberstellung der elektrischen Parameter 14
Tabelle 6-1: Masttypen und deren Anzahl 27
Tabelle 7-1: Übersicht Investitionskosten - Freileitung 36
Tabelle 7-2: Parametervorgaben zur Berechnung der Freileitungsverluste 39
Tabelle 7-3: Übersicht Investitionskosten - Kabel 41
Tabelle 7-4: Parametervorgaben zur Berechnung der Kabelverluste 44

11 Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
Abb.	Abbildung
Abz.	Abzweig
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V
BImSchVVwV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder
BW	Gesamtbarwert
C‘	Kapazitätsbelag des Kabels
cm	Zentimeter
c_t	Zahlung zum Zeitpunkt t
EE	Erneuerbare Energien
E-Spule	Erdschlussspule
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erneuerbare Energien Anlagen
f	Frequenz
G	Güte der Drossel.
G‘	Wirkleitwertbelag des Leiters
HöS	Höchstspannung (380/220-kV-Netzebene)
HS	Hochspannung (110-kV-Netzebene)
HSL	Hochspannungsleitung
Hz	Hertz
i.d.R.	in der Regel
I_C	Ladestrom
I_{CE}	Erdschlussstrom
I_L	Leiterstrom
I_n	Nennstrom
Inkl.	inklusive
I_{therm}	zulässiger Strom

K_B	Betriebskosten
K_{IB}	Kosten für den laufenden Betrieb
K_V	Verlustkosten
K_{VI}	stromabhängige Verlustkosten
$K_{V,Komp}$	Verlustkosten Kompensation
K_{VU}	spannungsabhängige Verlustkosten
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kV	Kilovolt
kvar	Kilovoltampere reaktiv
l	Leitungslänge.
LWL	Lichtwellenleiter
m	Meter
m^2	Quadratmeter
mm^2	Quadratmillimeter
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Mvar	Megavoltampere reaktiv
(n-1)	Einfache Redundanz
n_S	Anzahl Systeme
NOSPE	Niederohmige Sternpunkterdung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
NSM	Netzsicherheitsmanagement
Q	Blindleistung
Q_C	Ladeleistung
$Q_{n,komp}$	Nenn(blind)-leistung der Kompensationsdrossel je System
$P_{V,komp}$	Verlustleistung Ladestromkompensation
$P_{V,I}$	stromabhängige Verlustleistung
$P_{V,I(n)}$	stromabhängige Verlustleistung unter Nennbedingungen ($I_L=I_n$)

R‘	Widerstandsbelag des Leiters
RESPE	Resonanzsternpunkterdung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
S_{therm}	zulässige Übertragungsleistung
t	Zeitpunkt (Jahr) der Zahlung
T	Betrachtungszeitraum für den betriebswirtschaftlichen Variantenvergleich.
TGL	Technische Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
U_L	Leiterspannung
U_{LL}	Leiter-Leiter-Spannung
U_n	Nennspannung
U_m	Bemessungsspannung
UW	Umspannwerk
V	Volt
VPE	vernetztes Polyethylen
W	Watt
WACC	Weighted Average Cost of Capital
$W_{V,l}$	Verlustenergie
z	Zinssatz
ϑ	Arbeitsverlustfaktor
ω	Kreisfrequenz

Copyright © 2019 NEW-Grid Management Consult GmbH

Der vorliegende Bericht enthält unter anderem geistiges Eigentum der NEW-Grid Management Consult GmbH und ist deshalb als geschäftlich vertrauliches Dokument zu behandeln.

Anlage 1

Zusammenfassung und Einschätzung der Angaben in den Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1: Gegenwärtig bestehende und zukünftig erwartete Netzengpässe im betrachteten Netzgebiet 2
Abb. 2: Zielnetz 2
Abb. 3: Kennzeichnung der beidseitig gespeisten Stammleitungen im Zielnetz 3
Abb. 4: Trassenverlauf Kabel – Freileitung lt. Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren 4

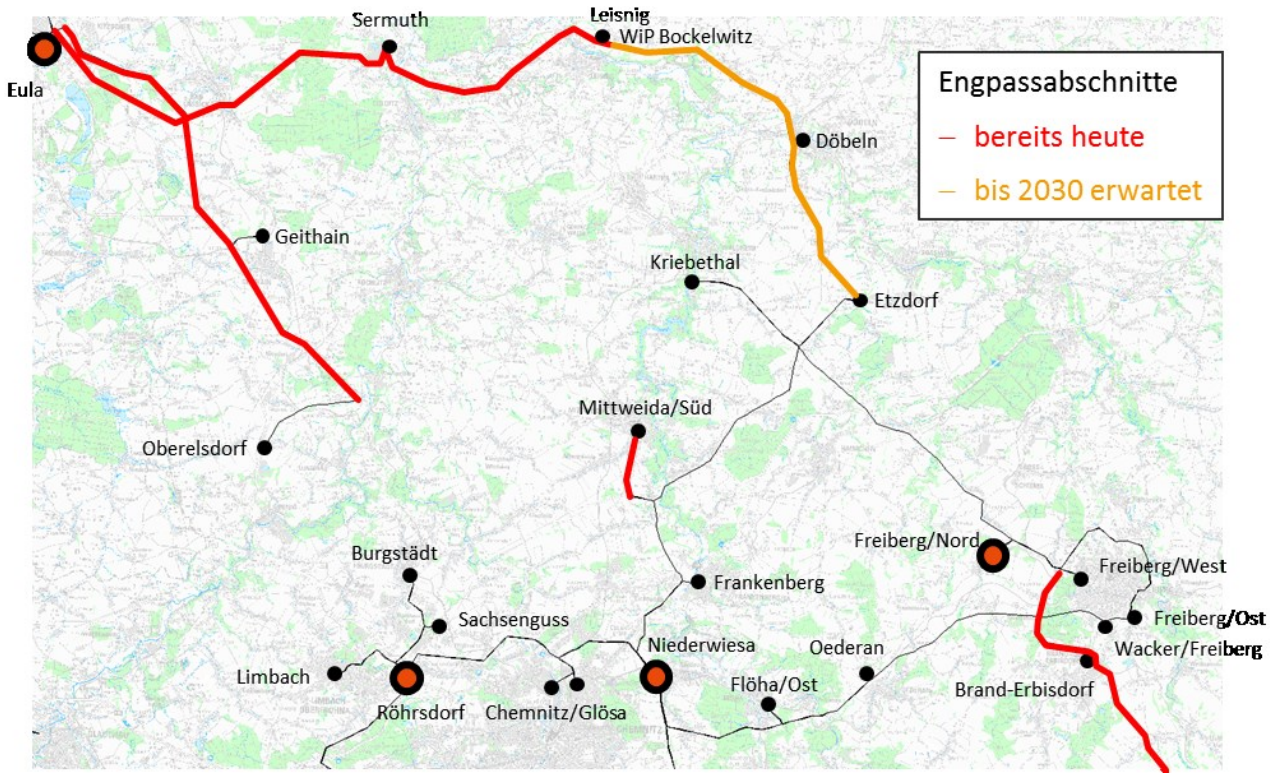


Abb. 1: Gegenwärtig bestehende und zukünftig erwartete Netzengpässe im betrachteten Netzgebiet

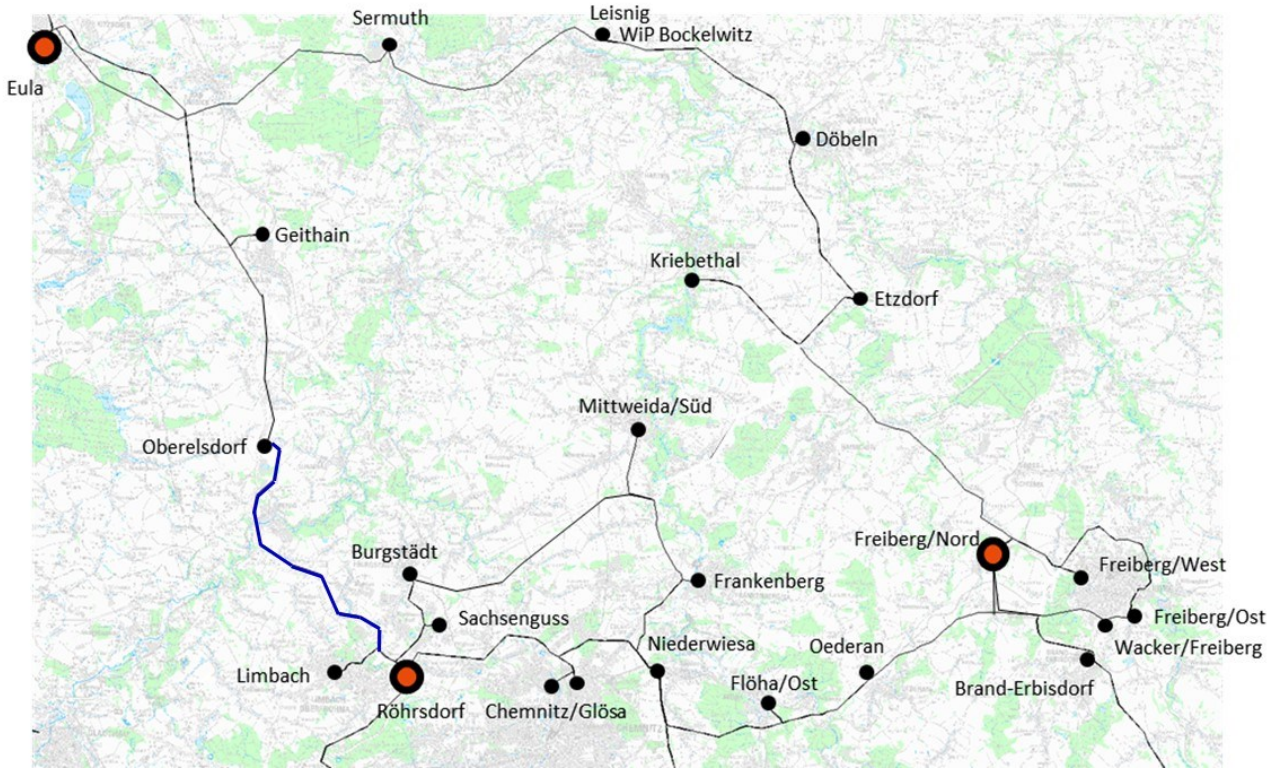


Abb. 2: Zielnetz

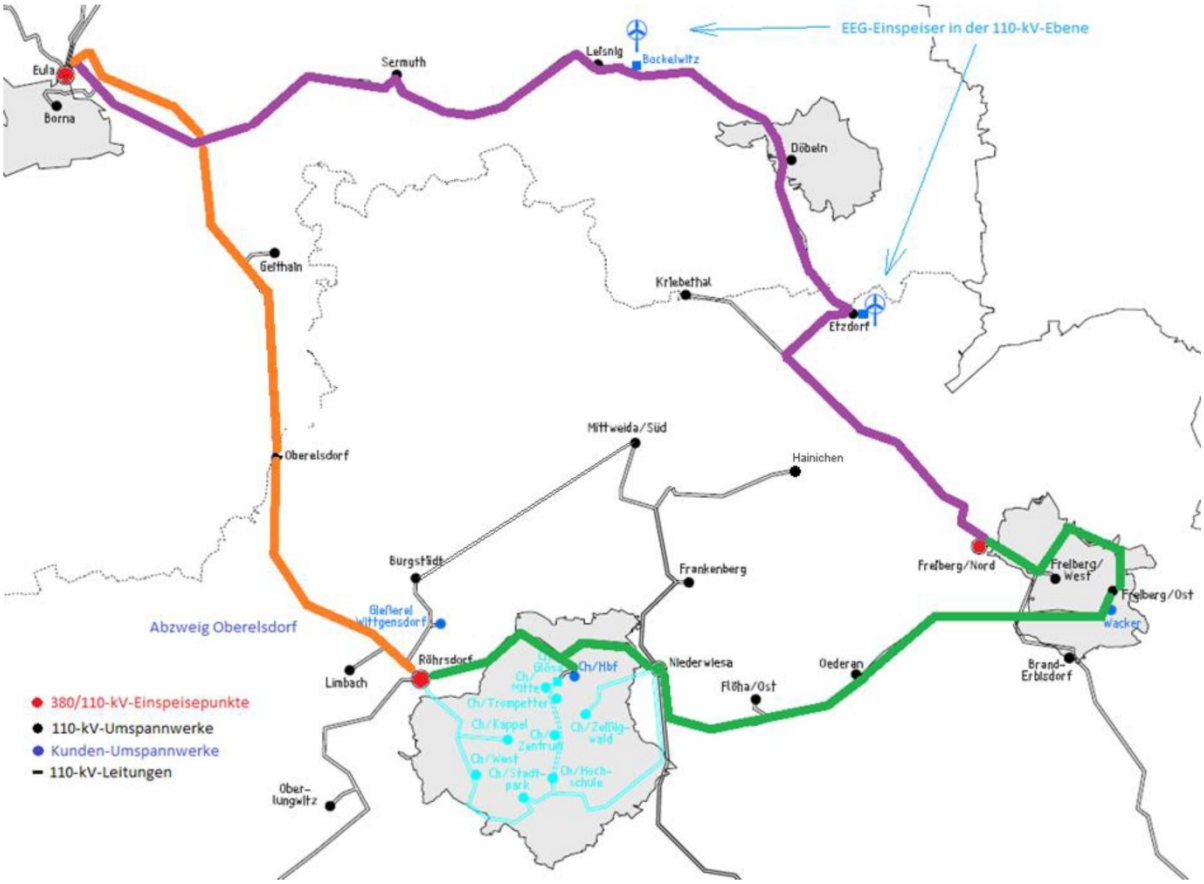


Abb. 3: Kennzeichnung der beidseitig gespeisten Stammleitungen im Zielnetz

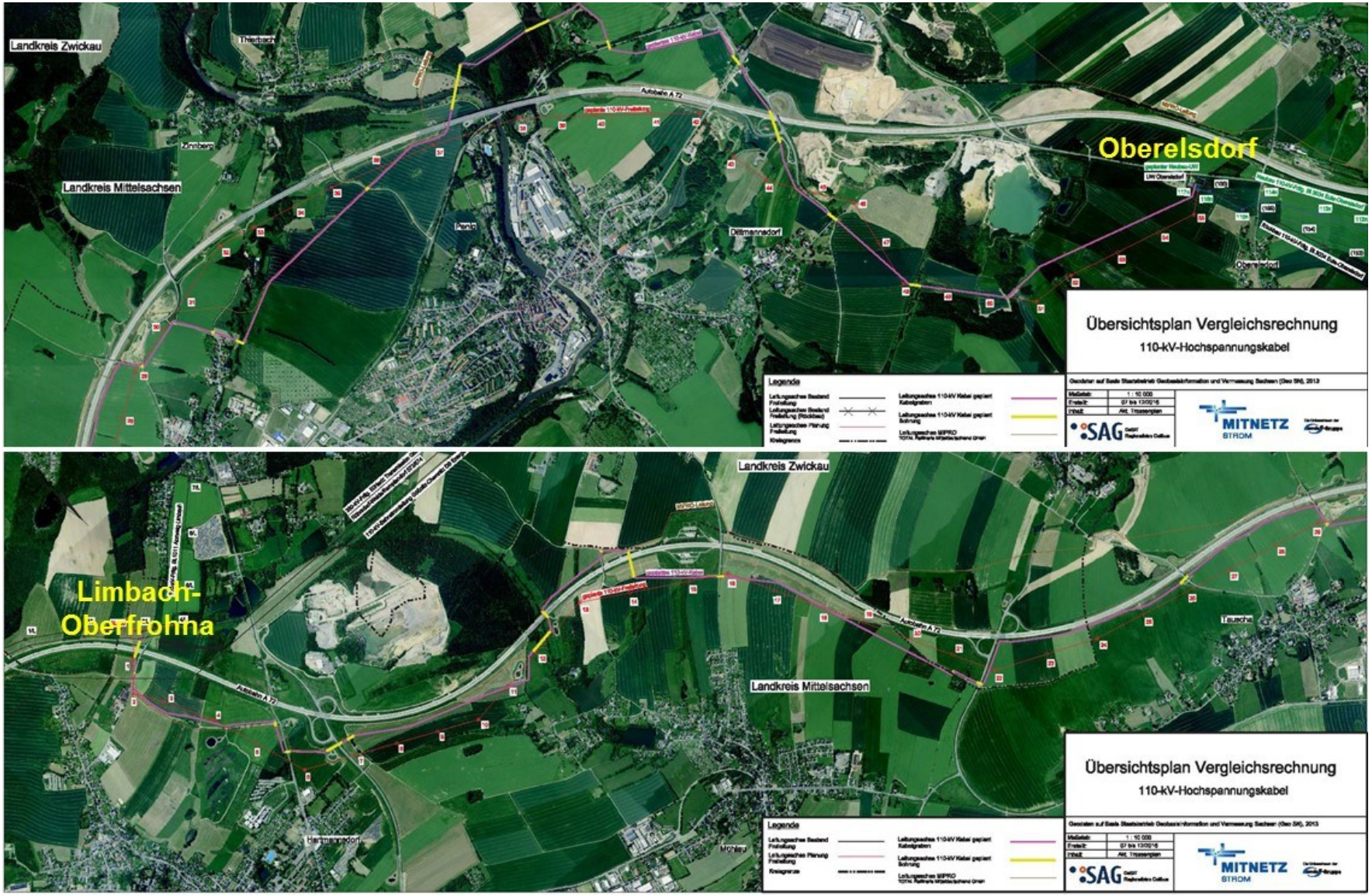


Abb. 4: Trassenverlauf Kabel – Freileitung lt. Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren

Anlage 2

Begutachtungsschwerpunkte

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1: IST-Netz 3

Abb. 2: SOLL-Netz nach Realisierung des Leitungsbauvorhabens 3

Abb. 3: SOLL-Netz 2030 3

Abb. 4: Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannwerke – gegenwärtiger Zustand 4

Abb. 5: Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannwerke – SOLL-Netz bzw. SOLL-Netz 2030 4

Abb. 6: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau vs. SOLL-Netz 2030 – Normalschaltzustand 5

Abb. 7: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau – (n-1)-Fälle 5

Abb. 8: Leistungsauslastung – SOLL-Netz 2030 – Normalschaltzustand vs. (n-1)-Fall 6

Abb. 9: Leistungsauslastung – SOLL-Netz 2030 – (n-1)-Fälle 6

Abb. 10: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau – (n-1)-Fälle 7

Abb. 11: Blindleistungsbedarf des 110-kV-Erdkabels 8

Abb. 12: Berechnungen zur Ermittlung der Kabelabschnitte bezüglich Cross-Bonding-Maßnahmen zur Minimierung der Schirmströme beim 110-kV-Erdkabel 9

Abb. 13: Verlege-Schema inkl. Cross-Bonding-Maßnahmen zur Minimierung der Schirmströme beim 110-kV-Erdkabel 10

Abb. 14: Verlege-Arten von 110-kV-Erdkabeln 11

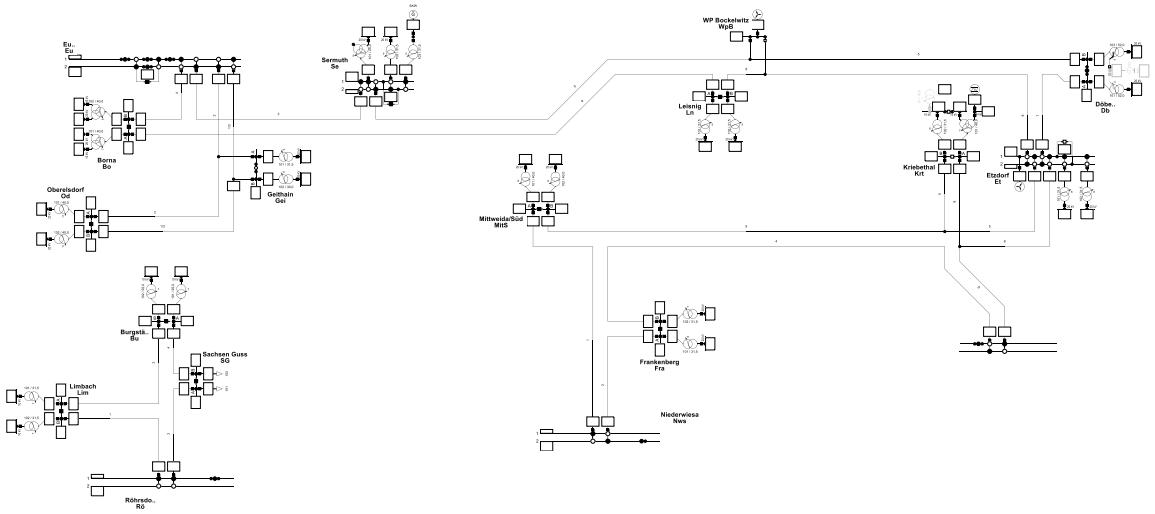


Abb. 1: IST-Netz

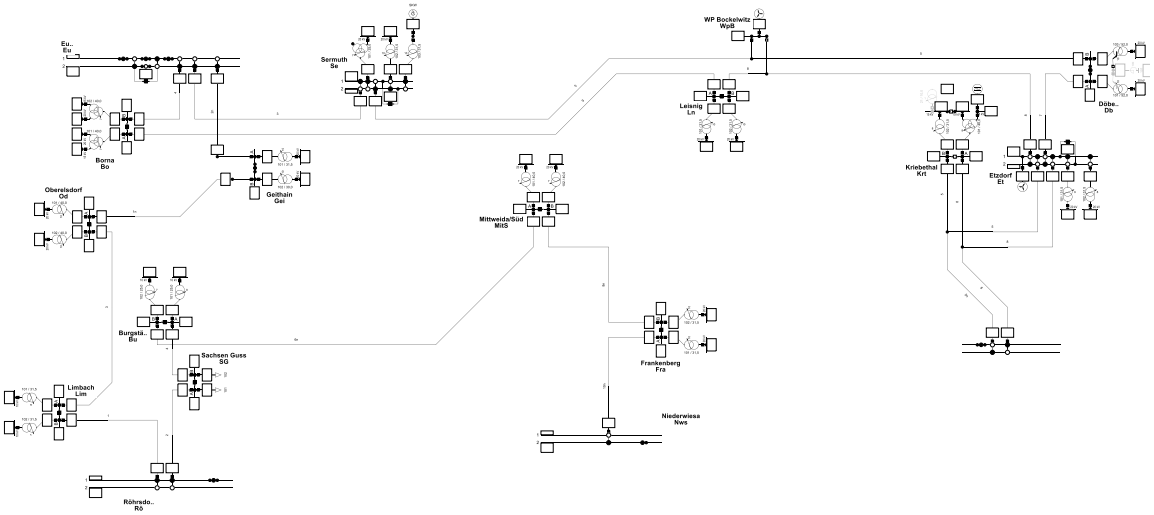


Abb. 2: SOLL-Netz nach Realisierung des Leitungsbauvorhabens

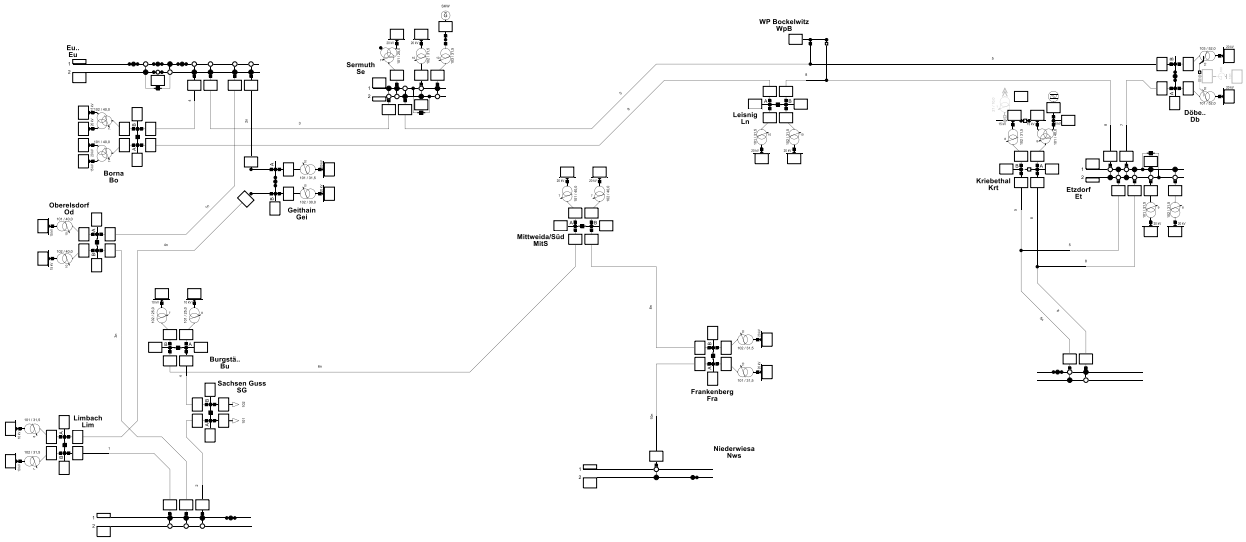


Abb. 3: SOLL-Netz 2030

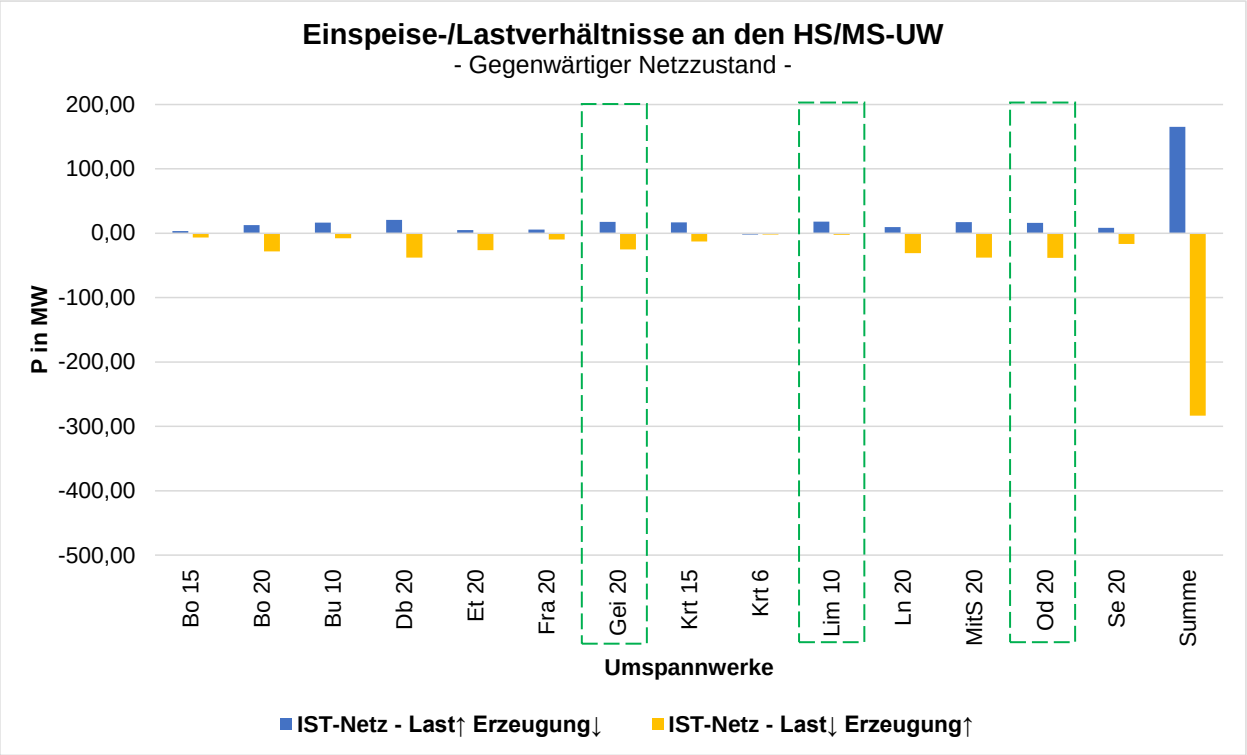


Abb. 4: Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannwerke – gegenwärtiger Zustand

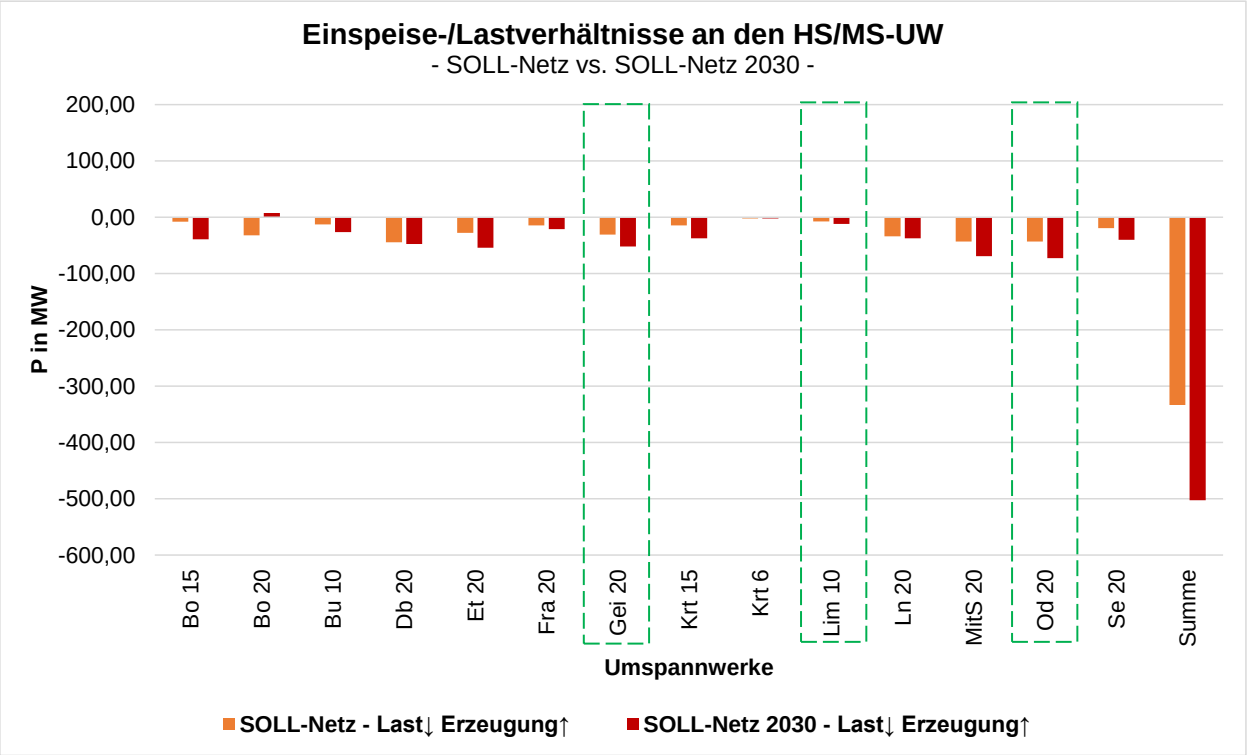


Abb. 5: Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannwerke – SOLL-Netz bzw. SOLL-Netz 2030

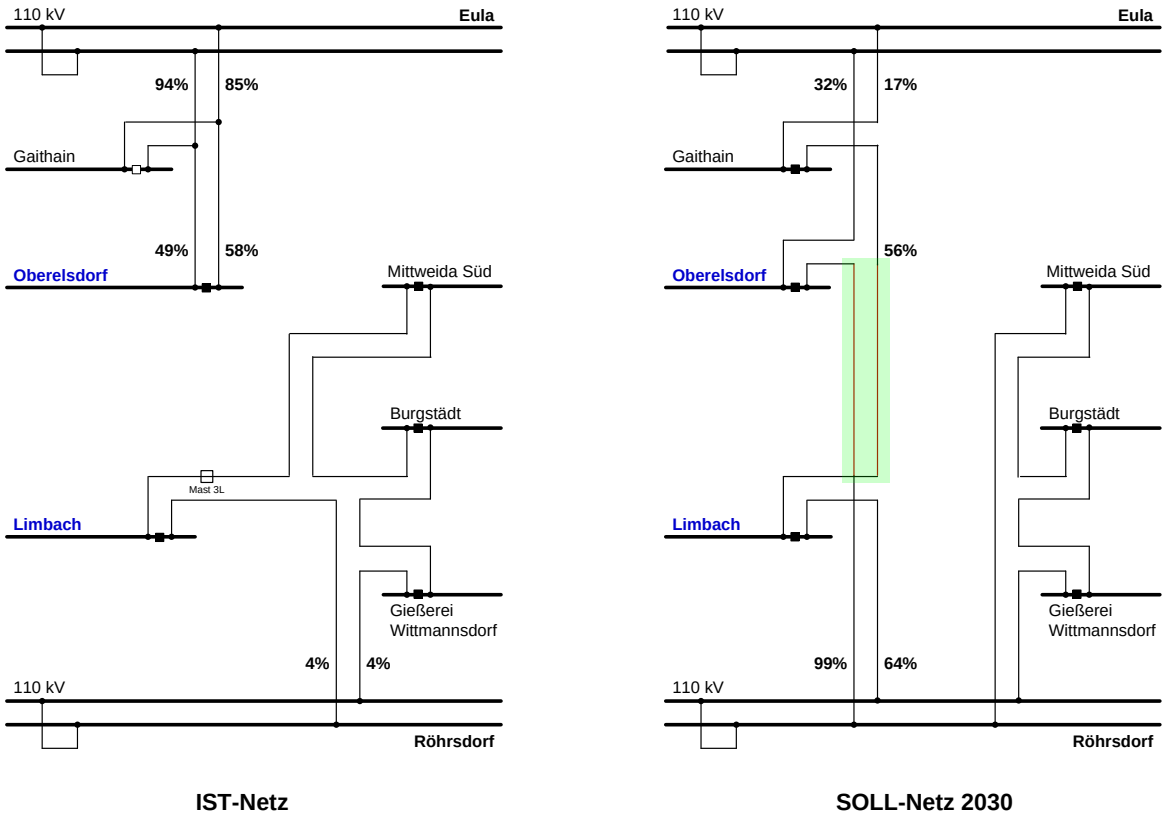


Abb. 6: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau vs. SOLL-Netz 2030 – Normalschaltzustand

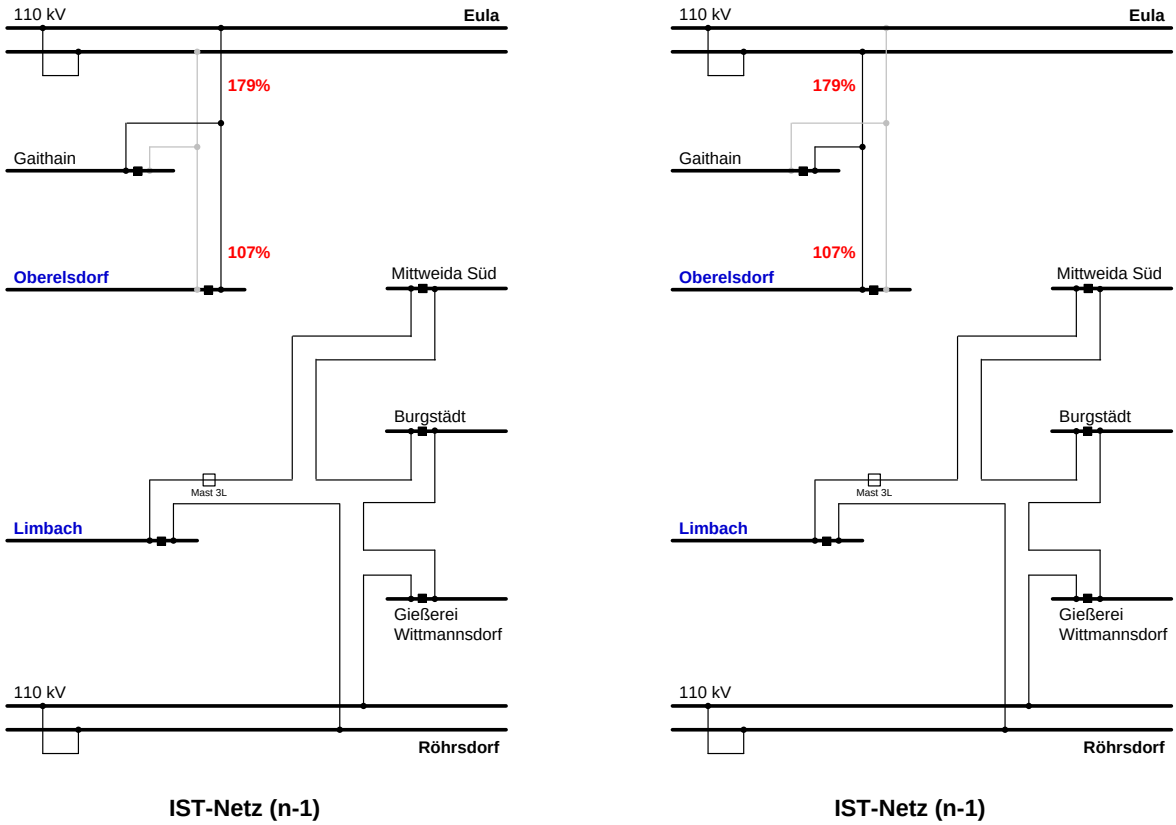
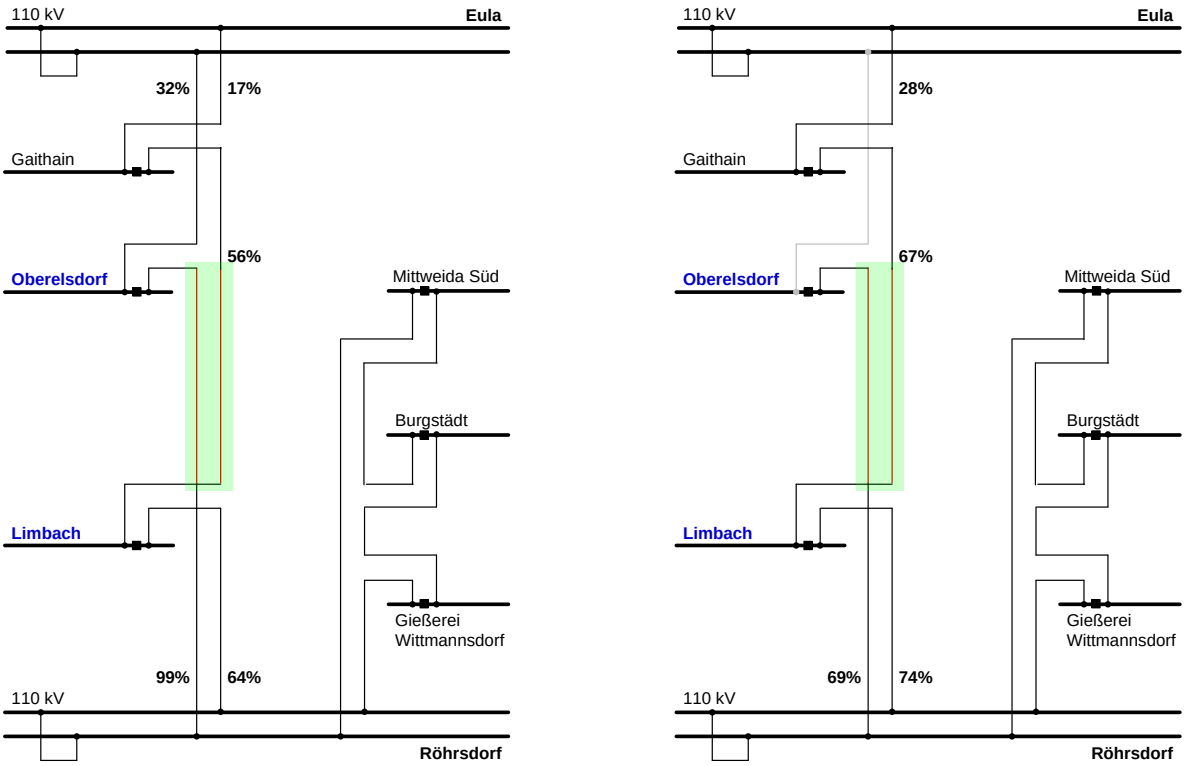
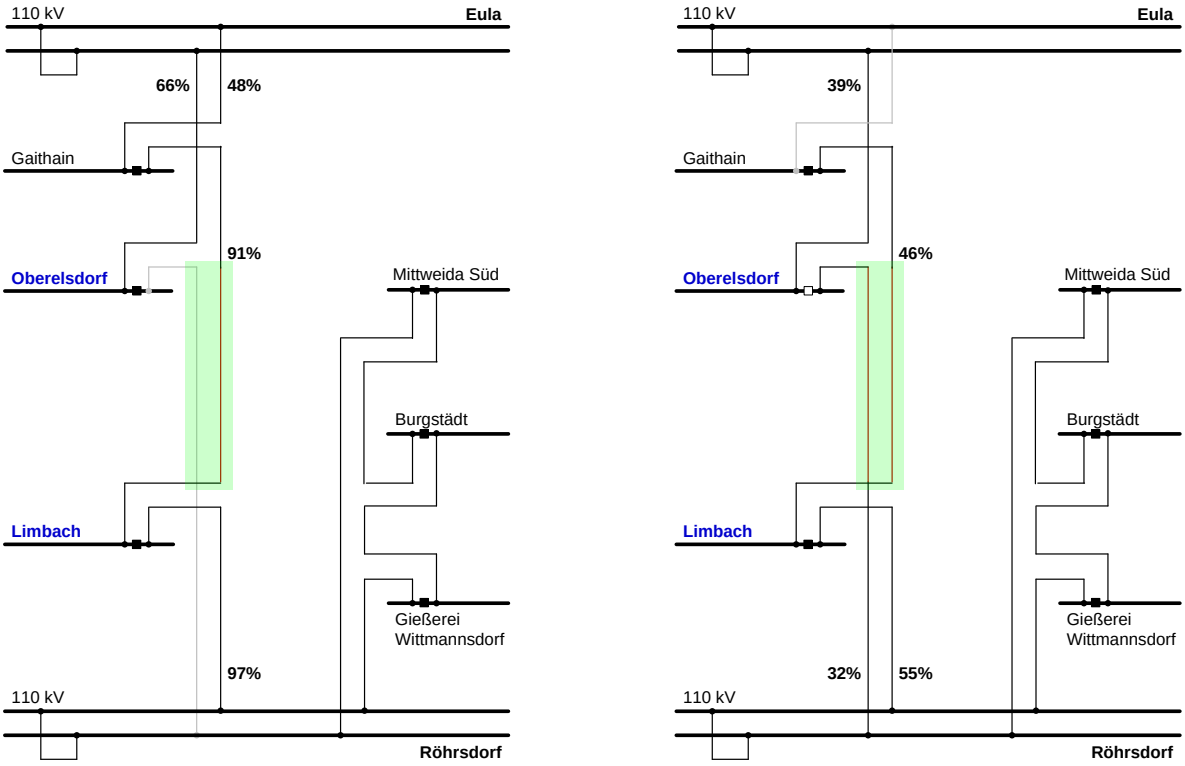


Abb. 7: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau – (n-1)-Fälle



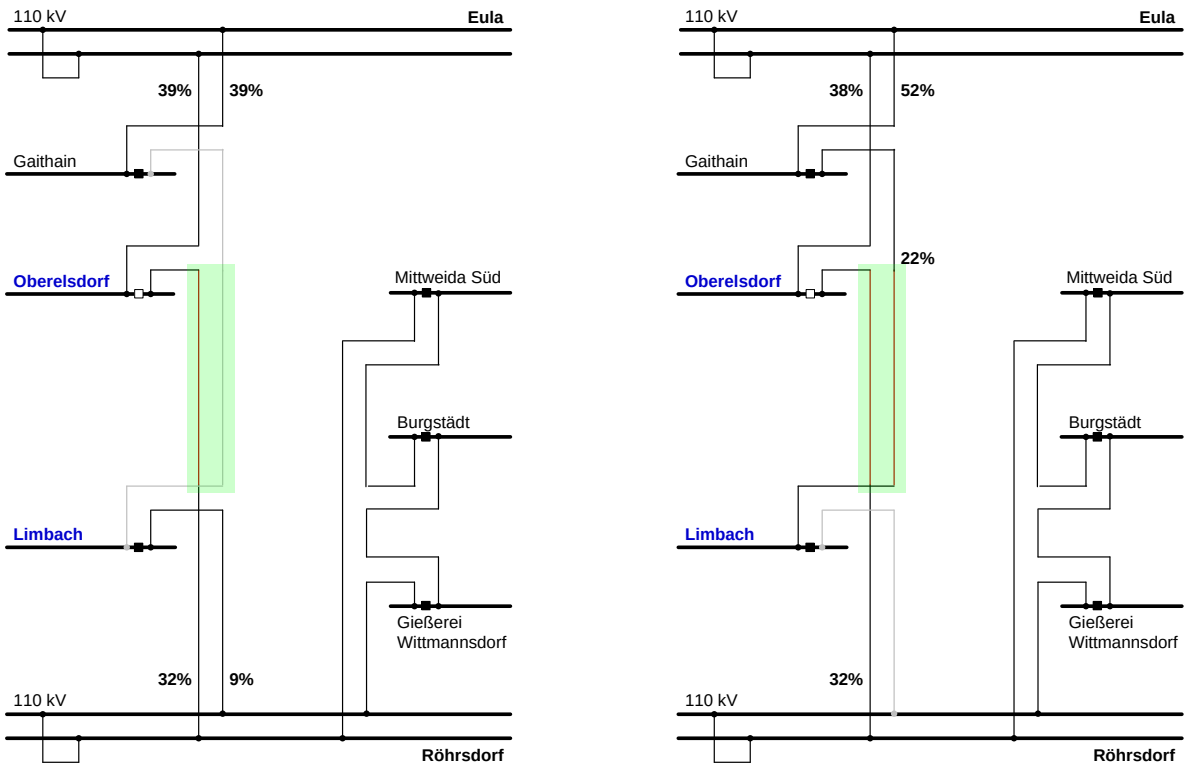
SOLL-Netz 2030 **SOLL-Netz 2030 (n-1)**

Abb. 8: Leistungsauslastung – SOLL-Netz 2030 – Normalschaltzustand vs. (n-1)-Fall



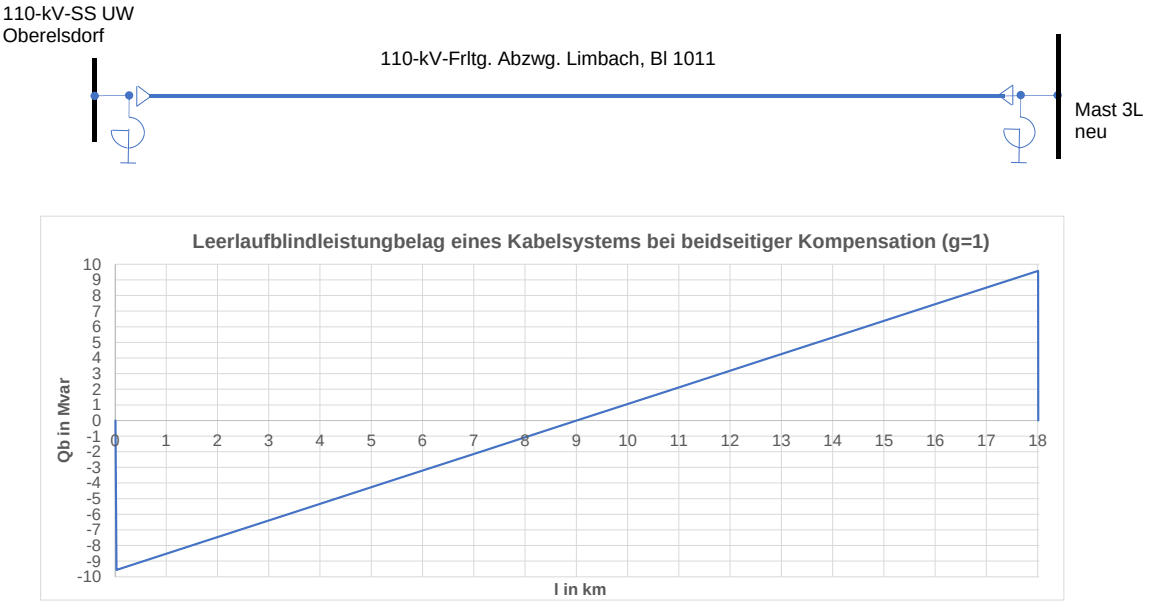
SOLL-Netz 2030 (n-1) **SOLL-Netz 2030 (n-1)**

Abb. 9: Leistungsauslastung – SOLL-Netz 2030 – (n-1)-Fälle

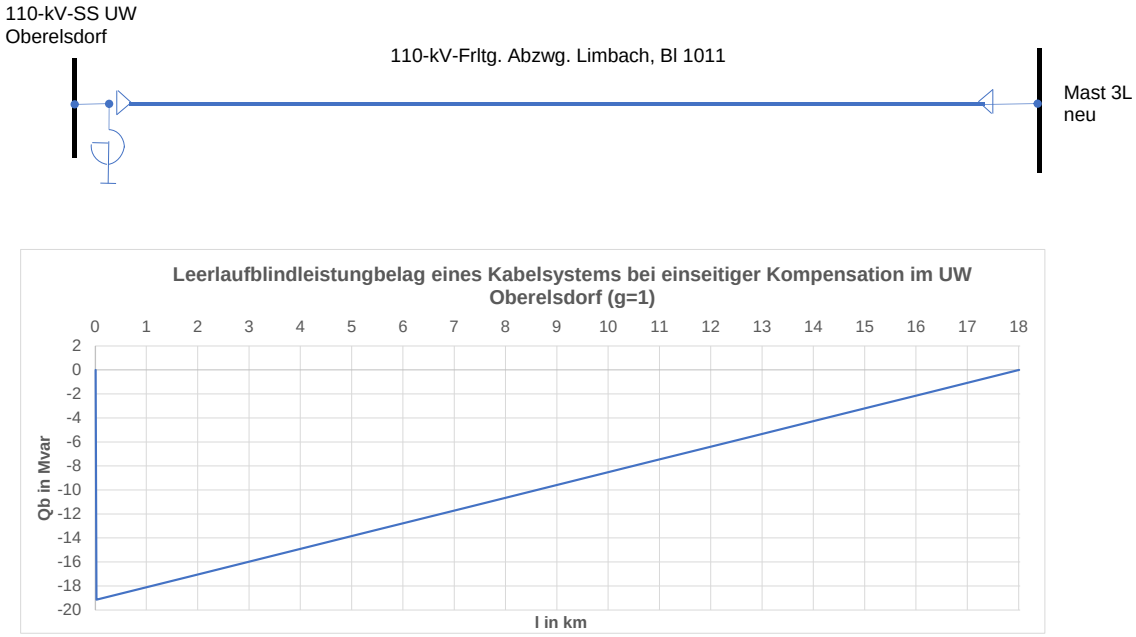


SOLL-Netz 2030 (n-1) **SOLL-Netz 2030 (n-1)**

Abb. 10: Leistungsauslastung – gegenwärtiger Netzausbau – (n-1)-Fälle



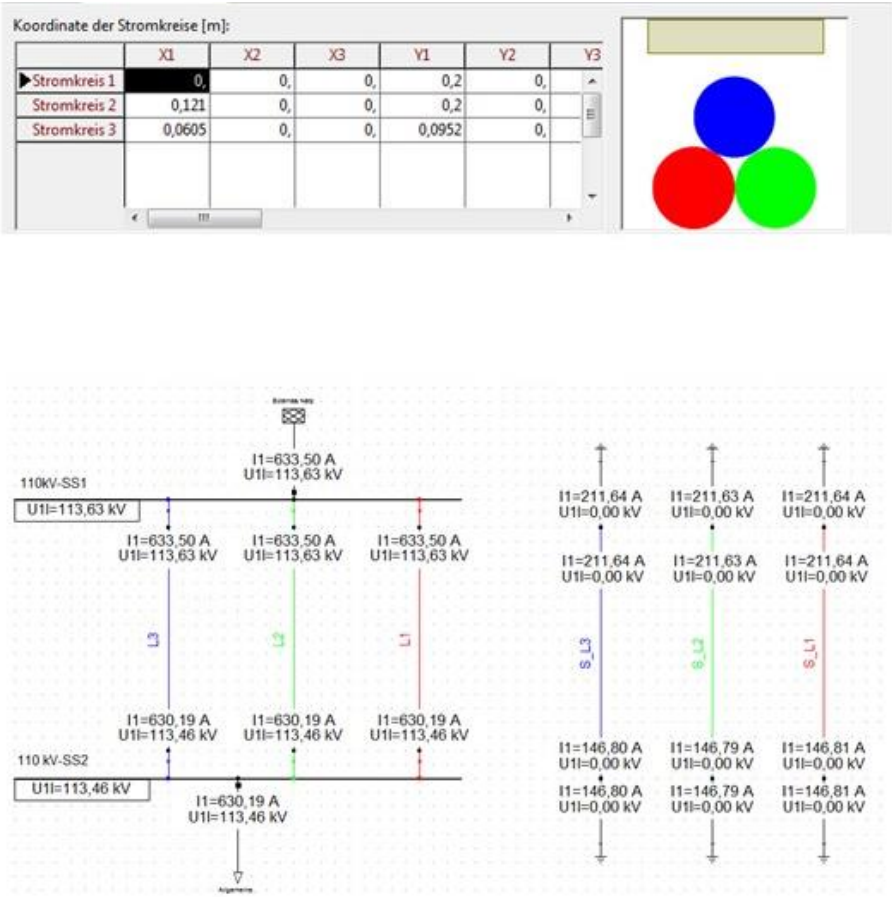
a) beidseitige Kompensation zu jeweils 50%



b) einseitige Kompensation zu 100 %

Abb. 11: Blindleistungsbedarf des 110-kV-Erdkabels

ohne Cross-Bonding



mit Cross-Bonding

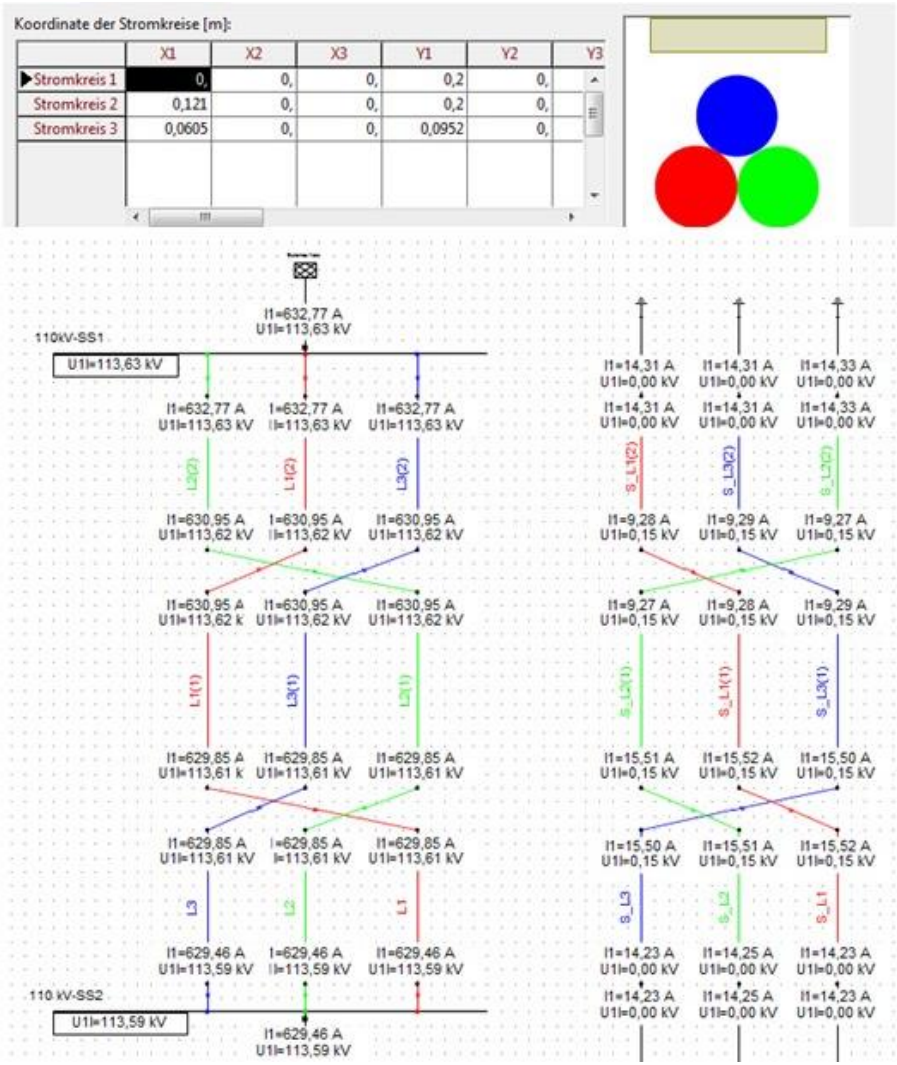
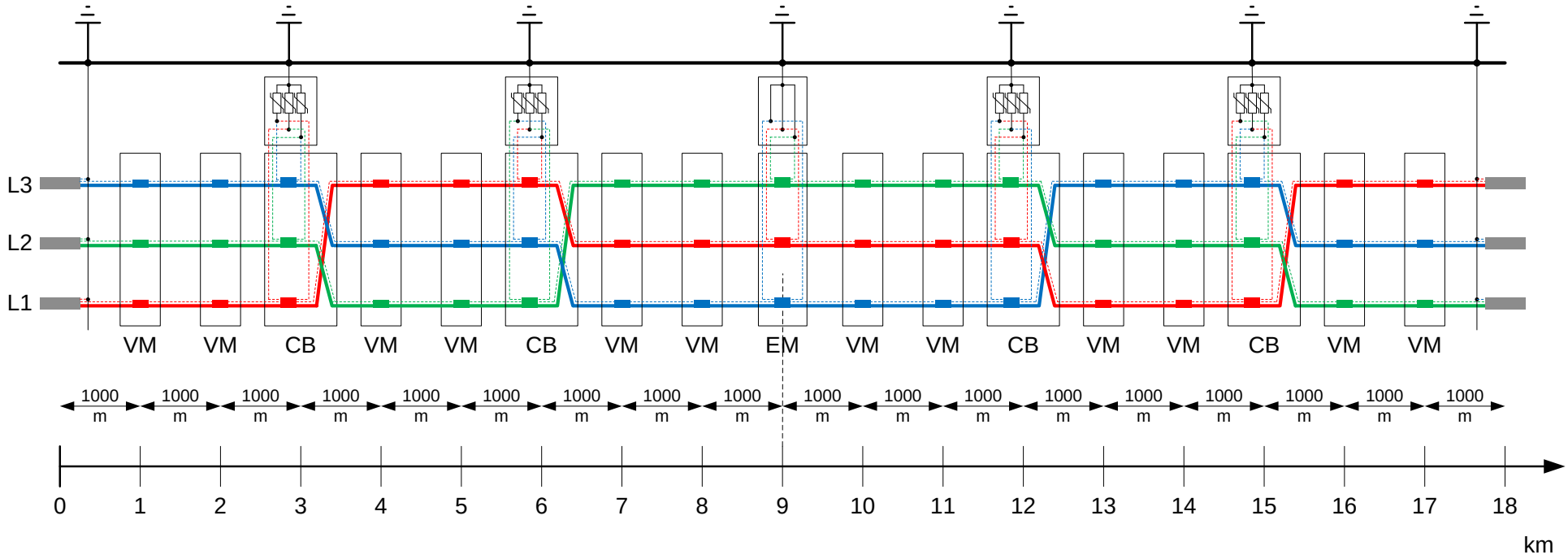


Abb. 12: Berechnungen zur Ermittlung der Kabelabschnitte bezüglich Cross-Bonding-Maßnahmen zur Minimierung der Schirmströme beim 110-kV-Erdkabel

NA2XS(FL)2Y 1x1000 rms/50 64/110kV -FO (MITNETZ Standard)



VM … Verbindungsmuffe
CB … Cross-Bonding-Muffe
EM … Erdungsmuffe

Darstellung für ein System, das zweite System wird analog ausgeführt.

Abb. 13: Verlege-Schema inkl. Cross-Bonding-Maßnahmen zur Minimierung der Schirmströme beim 110-kV-Erdkabel

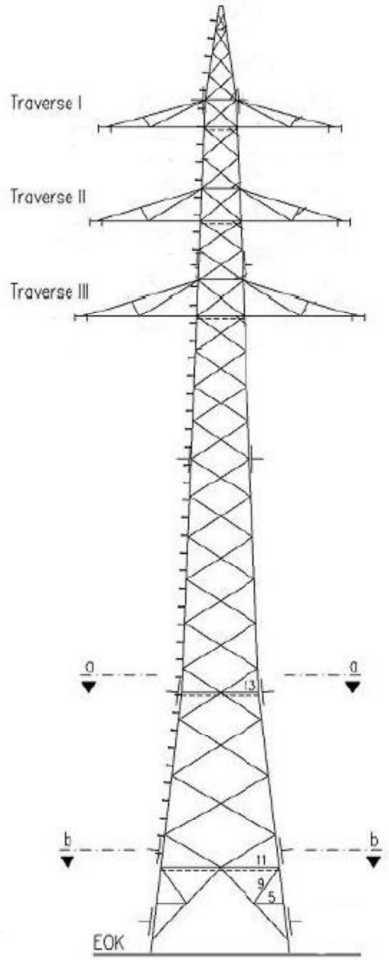
Abb. 14: Verlege-Arten von 110-kV-Erdkabeln

Anlage 3

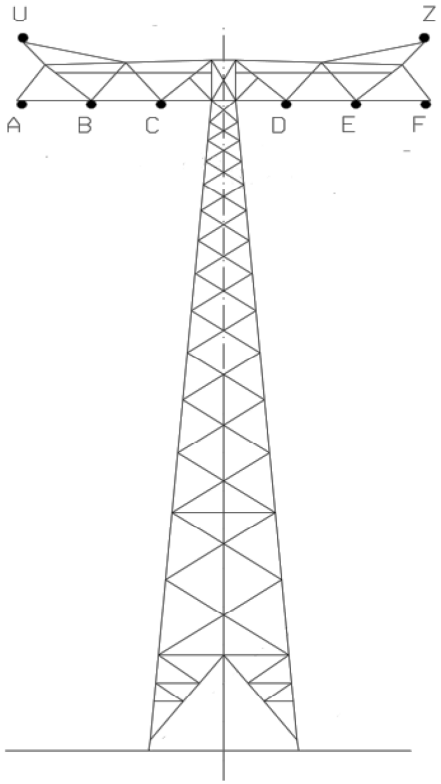
Beschreibung der technischen Lösungen und deren Umsetzung als Grundlage der wirtschaftlichen Bewertung

Verzeichnis der Abbildungen

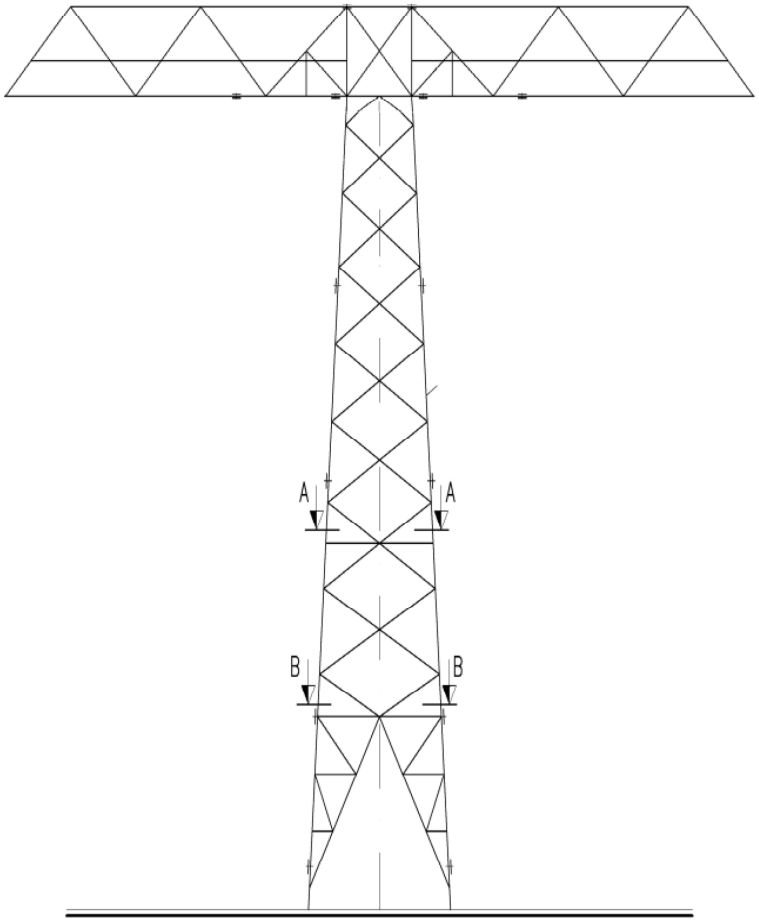
Abb. 1: Masttypen der 110-kV-Freileitung 2
Abb. 2: Mastliste der 110-kV-Freileitung 3
Abb. 3: Einbindung der Freileitung in das 110-kV-Netz 4
Abb. 4: Kreuzungen im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel 5
Abb. 5: Kreuzungsliste im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel (Teil 3) 8
Abb. 6: Gegenüberstellung Kabelgraben 9
Abb. 7: Kabelmuffen – 110-kV-Erdkabel 10
Abb. 8: Kabelmuffen – 110-kV-Erdkabel 11
Abb. 9: Einbindung des Erdkabels in das 110-kV-Netz 12
Abb. 10: Kompensationsdrosselspule für die Ladeleistung des 110-kV-Erdkabels 13



Mastbild Masttyp A 68_1



Mastbild Masttyp A 3.0/04

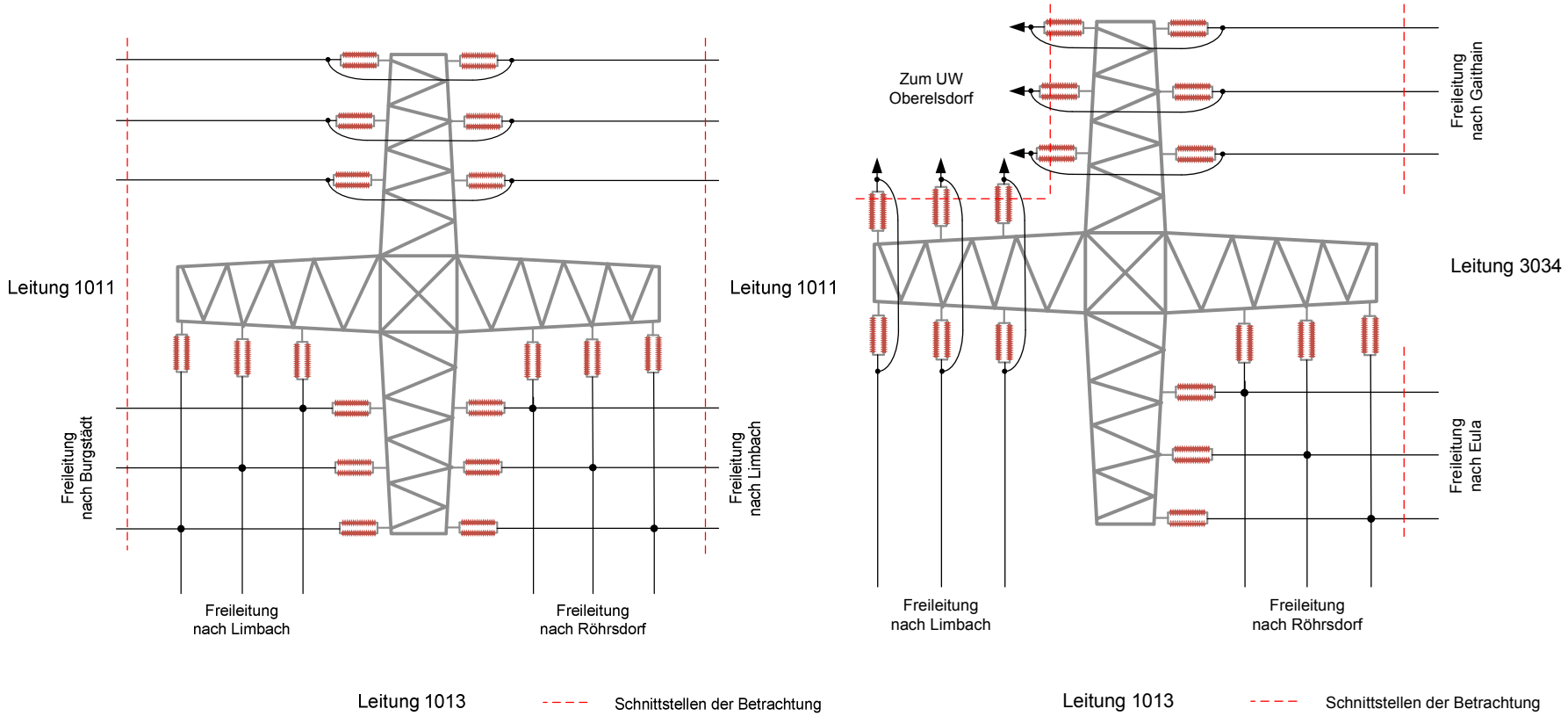


Mastbild Masttyp NF/02/21

Abb. 1: Masttypen der 110-kV-Freileitung

Mast-Nr.	Masttyp	Leitung	Bemerkungen	Masttyp		Gesamthöhe	Erweiterung	Masthöhe
0	Winkelabspannmast	1011/1013	2 Traversen, Abzweig Ltg. 1013 v. 1011	WAZ	A3.0/04	21,22	-4	25,22
1	Winkelabspannmast	1013		WA3/WE	A3.0/04	25,72	8	17,72
2	Winkelabspannmast	1013	Kreuzungsmast mit Bahnstromleitung	WAZ	A3.0/04	33,22	8	25,22
3	Winkelabspannmast	1013		WA2WE	A68_1	29,20	0	29,20
4	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	29,20	0	29,20
5	Tragmast	1013		T2	A68_1	33,20	2	31,20
6	Winkelabspannmast	1013		WA3	A68_1	35,20	6	29,20
7	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	33,20	4	29,20
8	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	31,20	2	29,20
9	Tragmast	1013		T2	A68_1	35,20	4	31,20
10	Winkelabspannmast	1013		WA2	A68_1	29,20	0	29,20
11	--	1013						
12	Tragmast	1013		T2	A68_1	43,20	12	31,20
13	Winkelabspannmast	1013		WA2	A68_1	33,20	4	29,20
14	Tragmast	1013		T2	A68_1	39,20	8	31,20
15	Tragmast	1013		T2	A68_1	33,20	2	31,20
16	Winkelabspannmast	1013		WA2	A68_1	29,20	0	29,20
17	Tragmast	1013		T1	A68_1	34,20	4	30,20
18	Tragmast	1013		T1	A68_1	34,20	4	30,20
19	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
20	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
21	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
22	Winkelabspannmast	1013		WA2	A68_1	31,20	2	29,20
23	Tragmast	1013		T2	A68_1	35,20	4	31,20
24	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	31,20	2	29,20
25	Tragmast	1013		T1	A68_1	32,20	2	30,20
26	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
27	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
28	Tragmast	1013		T2	A68_1	33,20	2	31,20
29	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	31,20	2	29,20
30	Tragmast	1013		T1	A68_1	32,20	2	30,20
31	Tragmast	1013		T2	A68_1	33,20	2	31,20
32	Winkelabspannmast	1013		WA2WE	A68_1	31,20	2	29,20
33	Winkelabspannmast	1013	ggf. nur Abspannmast	WA3/WE	A3.0/04	39,72	22	17,72
34	Tragmast	1013		T	A3.0/04	49,67	30	19,67
35	Winkelabspannmast	1013		WA1	A3.0/04	37,72	20	17,72
36	Winkelabspannmast	1013	ggf. nur Abspannmast	WA1	A3.0/04	25,72	8	17,72
37	Winkelabspannmast	1013	Weitspannfeld (534 m)	WA3/WE	NF/02/21	35,07	10	25,07
38	Winkelabspannmast	1013	Weitspannfeld (534 m)	WA3/WE	NF/02/21	27,07	2	25,07
39	Winkelabspannmast	1013	ggf. nur Abspannmast	WA2WE	A68_1	31,20	2	29,20
40	Tragmast	1013		T1	A68_1	32,20	2	30,20
41	Tragmast	1013		T2	A68_1	31,20	0	31,20
42	Winkelabspannmast	1013		WA3	A68_1	33,20	4	29,20
43	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	37,20	8	29,20
44	Winkelabspannmast	1013		WA2	A68_1	31,20	2	29,20
45	Tragmast	1013		T1	A68_1	34,20	4	30,20
46	Winkelabspannmast	1013		WA3	A68_1	31,20	2	29,20
47	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
48	Winkelabspannmast	1013		WA3	A68_1	29,20	0	29,20
49	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
50	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
51	Winkelabspannmast	1013		WA3	A68_1	29,20	0	29,20
52	Winkelabspannmast	1013		WA1	A68_1	37,20	8	29,20
53	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
54	Tragmast	1013		T1	A68_1	30,20	0	30,20
55	Winkelabspannmast	1013		WE4	A68_1	31,20	2	29,20
56	Winkelabspannmast	3034/1013	2 Traversen, Abzweig Ltg. 1013 v. 3034	WAZ	A3.0/04	22,72	0	22,72

Abb. 2: Mastliste der 110-kV-Freileitung



Abzweig Limbach **UW Oberelsdorf**

Abb. 3: Einbindung der Freileitung in das 110-kV-Netz

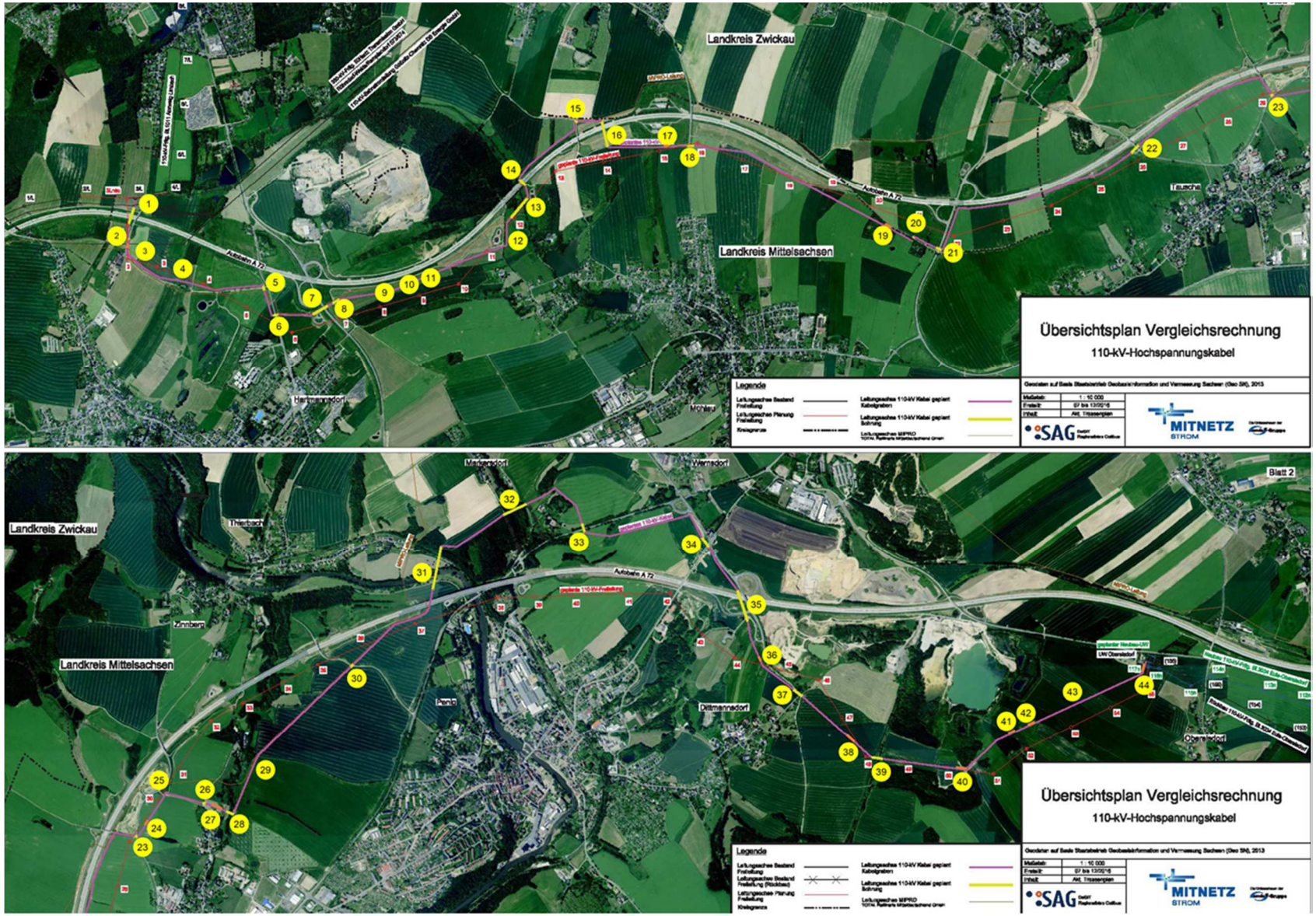


Abb. 4: Kreuzungen im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel

Lfd.-Nr.	Kreuzung		Länge	Bemerkungen
	mit	nähere Bezeichnung	m	
1.1	Weg	Weg (unbefestigt)	120,00	Durchörterung
1.2	Bundesautobahn	Bundesautobahn BAB A72 von AS Chemnitz-Röhrsdorf nach AS Hartmannsdorf		
2	Weg	Weg (befestigt) "Kreuzeichenweg"	15,00	
3.1	TW-Leitung	Trinkwasserleitung RL 09 DN 500 GGG ZMA	20,00	
3.2	Steuerkabel	Steuerkabel 2Y2Y 19x1x0,8		
3.3	MIPRO-Leitung	MIPRO-Leitung (Mitteldeutsche Produktenleitung) DN 400		
4	Weg	Weg (unbefestigt)	--	
5.1	Weg	Weg (befestigt) Zufahrt Betriebsgelände Autobahnamt Sachsen	20,00	
5.2	MIPRO-Leitung	MIPRO-Leitung (Mitteldeutsche Produktenleitung) DN 400		
6.1	Straße	Straße "Limbacher Straße"	40,00	Durchörterung
6.2	FM-Trasse	Fernmeldetrasse(Lage ungenau)		
6.3	Gasleitung	Gasleitung MD d 125 PE		
6.4	TW-Leitung	Trinkwasserleitung DN 250 GGG (Lage unsicher)		
7.1	Wassersammelbecken	Sammelbecken Straßenabwässer	110,00	Durchörterung
7.2	Staatsstraße	Staatsstraße S242 von BAB A72 nach K8252		
8.1	Weg	Weg (unbefestigt)	25,00	
8.2	TW-Leitung	Trinkwasserleitung DN 200 PVC		
8.3	Gasleitung	Gasleitung HDLDN150StE70-0000HD2		
8.4	TW-Leitung	Trinkwasserleitung RL09DN400GGGZMA		
8.5	FM-Kabel	FM-Kabel A-2YF(L)2Y 10x2x0,8		
9	MIPRO-Leitung	Näherung, Parallelführung u. Kreuzung mit: MIPRO-Leitung (Mitteldeutsche Produktenleitung) DN 400	15,00	
10.1	MIPRO-Leitung	Näherung, Parallelführung u. Kreuzung mit: MIPRO-Leitung (Mitteldeutsche Produktenleitung) DN 400	20,00	
10.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16		
11	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16	10,00	
12.1	Weg	Weg (unbefestigt)	--	
12.2	Graben	Graben		
13	Graben	Graben "Mühlaubach"	175,00	Durchörterung
14	Weg	Weg (unbefestigt)	--	
15	Weg	Weg (unbefestigt)	15,00	
16	Bundesautobahn	Bundesautobahn BAB A72 von AS Chemnitz-Röhrsdorf	175,00	Durchörterung
17	Niederspannungskabel	Niederspannungskabel 0,4-kV NAYY-J 4x150	10,00	

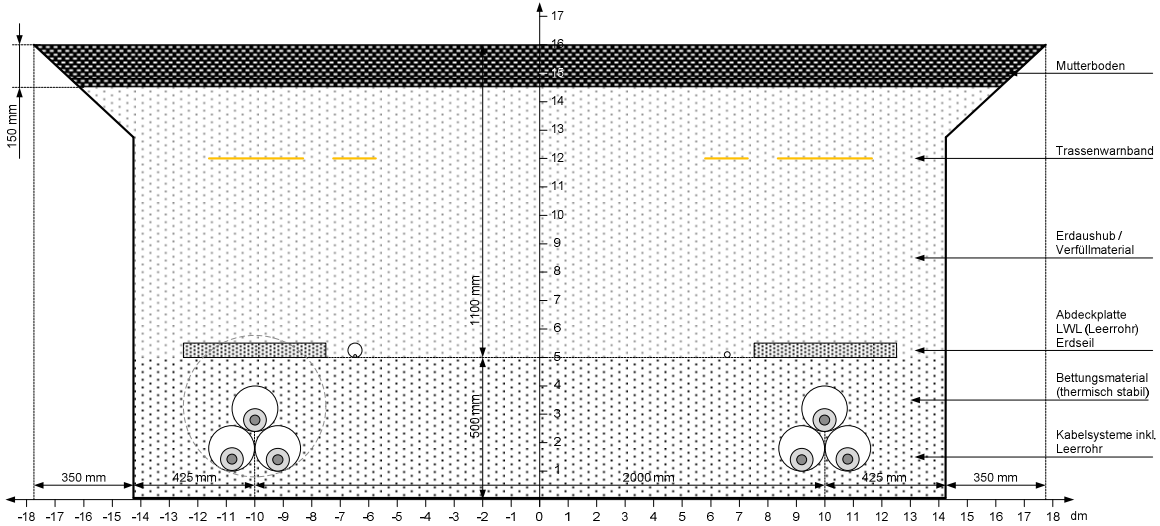
Abb. 5: Kreuzungsliste im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel (Teil 1)

Lfd.-Nr.	Kreuzung		Länge	Bemerkungen
	mit	nähere Bezeichnung	m	
18.1	Kreisstraße	Kreisstraße K 8202 von K 7302 nach Mühlau / K8252	40,00	Durchörterung
18.1	FM-Kabel	FM-Kabel (Lage ungenau)		
18.1	Gasleitung	Gasleitung HDL DN 300 St 060-0000 HD3		
19	Gasleitung	Gasleitung HD1 DN 100 St	15,00	
20	Weg	Weg (befestigt)	20,00	
21	Staatsstraße	Staatsstraße S241 von Kreisgrenze Mittelsachsen, nach BAB BAB A72	40,00	Durchörterung
22	Kreisstraße	Kreisstraße K 8255	40,00	Durchörterung
23	Straße	Straße "Hofstraße"	25,00	
24	Niederspannungskabel	Niederspannungskabel 0,4-kV NAYY-J 4x150	15,00	
25	Weg	Weg (unbefestigt)	--	
26	Straße	Straße "Lochmühle"	25,00	
27.1	SB-Kabel	Straßenbeleuchtungskabel	15,00	
27.2	TK-Kabel	Telekommunikationskabel		
27.3	TW-Leitung	Trinkwasserleitung 100 GGG / 110 PEHD		
28	Bach	Bach "Tauschaer Bach"	25,00	Durchörterung
29.1	Weg (unbefestigt)	Weg (unbefestigt)	10,00	
29.2	Niederspannungskabel	Niederspannungskabel 0,4-kV NAYY-J 4x150		
30.1	Straße	Straße	25,00	
30.1	Mittelspannungskabel (außer Betrieb)	Mittelspannungskabel NAHKBA 3x120 (a. B.)		
31.1	Straße	Straße "Zinnberger Straße"	225,00	Durchörterung
31.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16 / NAHKBA 3x120		
31.3	Gewässer I.Ordnung	Gewässer I.Ordnung "Zwickauer Mulde"		
31.4	Straße	Straße "Thierbacher Straße"		
31.5	3 x FM-Kabel	3 x FM-Kabel (Lage ungenau)		
31.6	Bahnstrecke	DB AG Strecke Nr.6629 "Glauchau/Sachsen - Wurzen"		
32.1	Straße	Straße "Obere Dorfstraße"	175,00	Durchörterung
32.2	Straße	Straße "Untere Dorfstraße"		
33	Staatsstraße	Staatsstraße S57	40,00	Durchörterung
34.1	Kreisstraße	Kreisstraße K 8255 "Leipziger Straße"	100,00	Durchörterung
34.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16		
34.3	Gasleitung	Gasleitung HDL DN150 St E20-1000 HD2		
34.4	TW-Leitung	Trinkwasserleitung 50x4,6 PE100 SDR11		
34.5	FM-Trasse	FM-Trasse (Lage ungenau)		
34.6	Niederspannungskabel	Niederspannungskabel 0,4-kV NAYY-J 4x150		

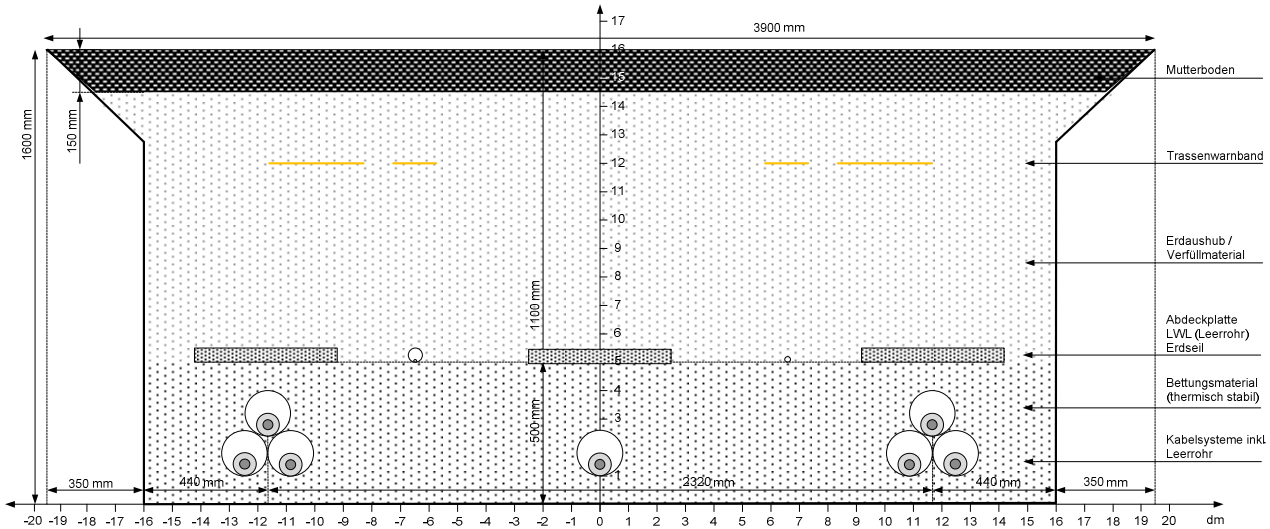
Abb. 5: Kreuzungsliste im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel (Teil 2)

Lfd.-Nr.	Kreuzung		Länge	Bemerkungen
	mit	nähere Bezeichnung	m	
35.1	Bundesautobahn	Bundesautobahn BAB A72 von AS Chemnitz-Röhrsdorf inl. Zufahrten Anschlussstelle	220,00	Durchörterung
35.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16		
35.3	MITNETZ Gasleitung	Gasleitung HD TN 133 150 St		
36	Mittelspannungskabel (außer Betrieb)	Mittelspannungskabel NAHKBA 3x120 (a.B.)	15,00	
37.1	Staatsstraße (geplant)	Staatsstraße S247n "Dittmannsdorfer Straße" (geplant)	75,00	Durchörterung
37.2	Straße	Straße "Dittmannsdorfer Straße"		
37.3	Straße	Straße "Kirchtraße"		
37.4	Niederspannungskabel	Niederspannungskabel 0,4-kV NAYY-J 4x50		
37.5	TW-Leitung	Trinkwasserleitung TW-Ltg. 200 AZ		
37.6	TW-Leitung	Trinkwasserleitung TW-Ltg. 200 AZ		
37.7	Korrosionsschutzanlage	Korrosionsschutzanlage mit Kabel/Anodenfeld LAF 035.00/14 stillgelegt		
38.1	Gasleitung	Gasleitung FGL 35 DN 500/25	50,00	
38.2	Gasleitung	Gasleitung HDL DN300 St E20-0000 HD2		
39.1	Bahnstrecke	DB AG Strecke Nr.6432 "Narsdorf Bogendreieck - Penig" (stillgelegt)	50,00	Durchörterung
39.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NAHKBA 3x185		
39.3	Gasleitung	Gasleitung HDL DN200 St E20-2000 HD2		
40.1	Gasleitung	Gasleitung HDL DN200 St E20-0000 HD2	50,00	
40.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
40.3	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
40.4	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
40.5	TEL-Trasse	TEL-Trasse (geplant)		
40.6	Weg (unbefestigt)	Weg (unbefestigt)		
40.7	Gasleitung	Gasleitung FGL 35 DN 500/25		
41	Bach	Bach "Hechtbach"	25,00	
42.1	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)	15,00	
42.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
42.3	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
42.4	TEL-Trasse	TEL-Trasse geplant		
43.1	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)	15,00	
43.2	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
43.3	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel (geplant)		
43.4	TEL-Trasse	TEL-Trasse geplant		
44.1	TEL-Trasse	TEL-Trasse KSR DN40	15,00	
44.2	TEL-Trasse	TEL-Trasse KSR		
44.3	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x240/16		
44.5	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x150/16		
44.5	Mittelspannungskabel	Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x240/16		

Abb. 5: Kreuzungsliste im Trassenverlauf - 110-kV-Erdkabel (Teil 3)

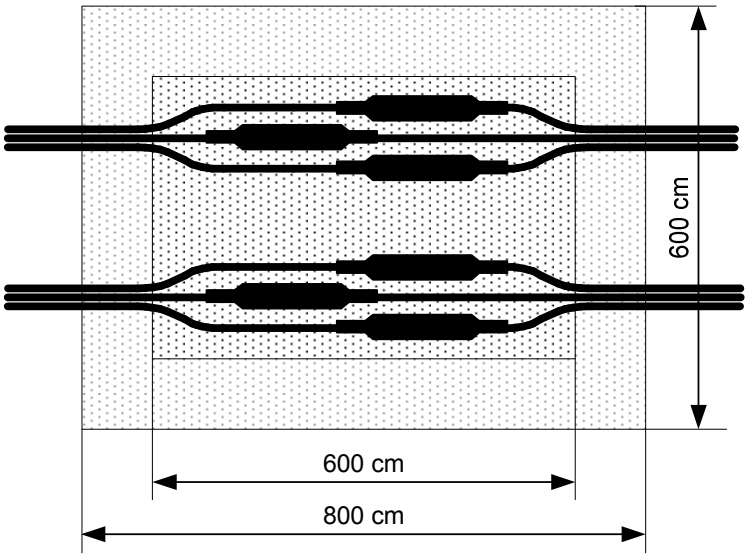


a) Bewertungsgrundlage des Gutachtens



b) Bewertungsgrundlage gemäß Anlage 3 des Erläuterungsberichtes zum Planfeststellungsverfahren [1]

Abb. 6: Gegenüberstellung Kabelgraben



Link Box
LB.B.X.3.2.S3.E1.105

Fa. Pfisterer

Abb. 7: Kabelmuffen – 110-kV-Erdkabel

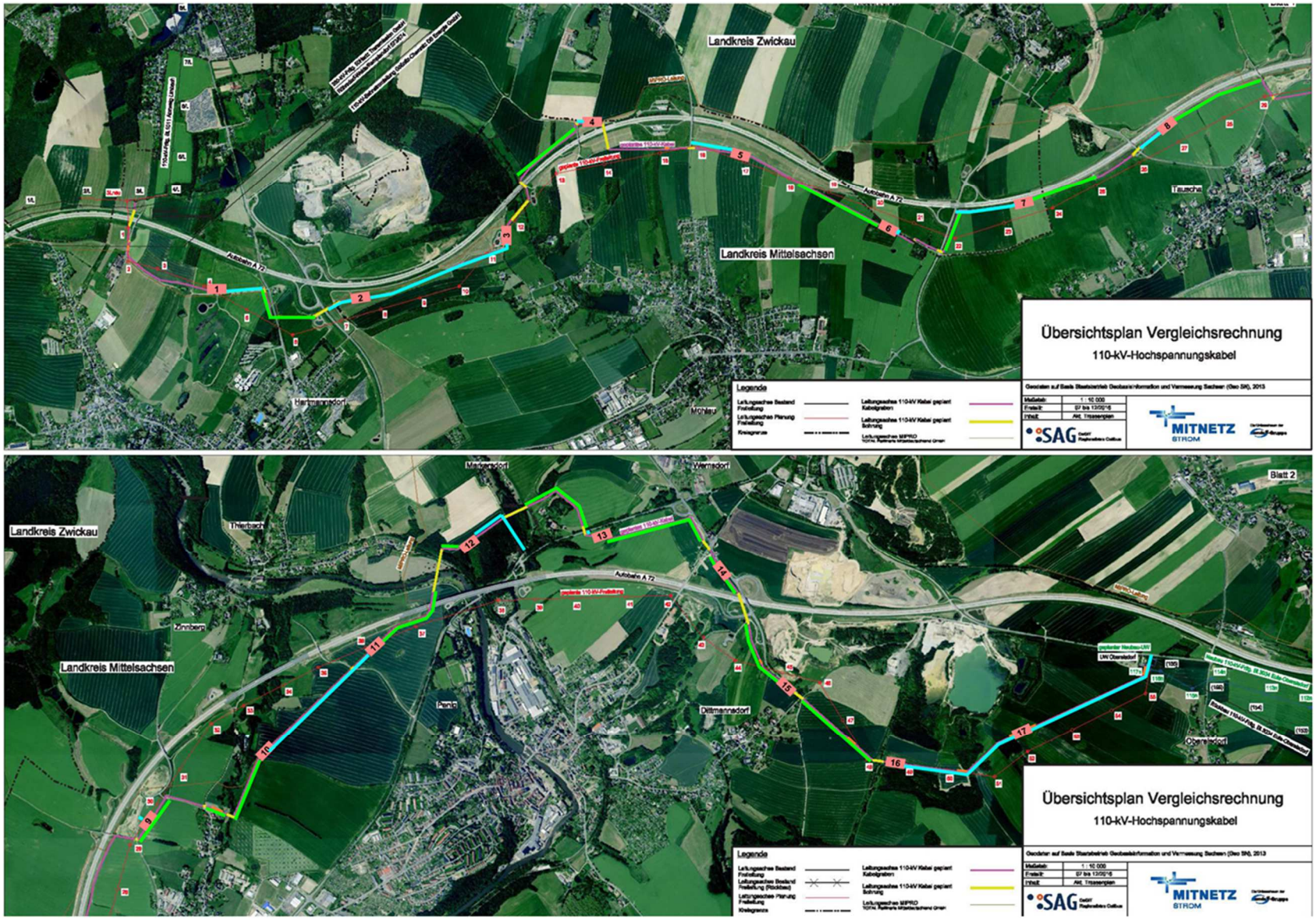
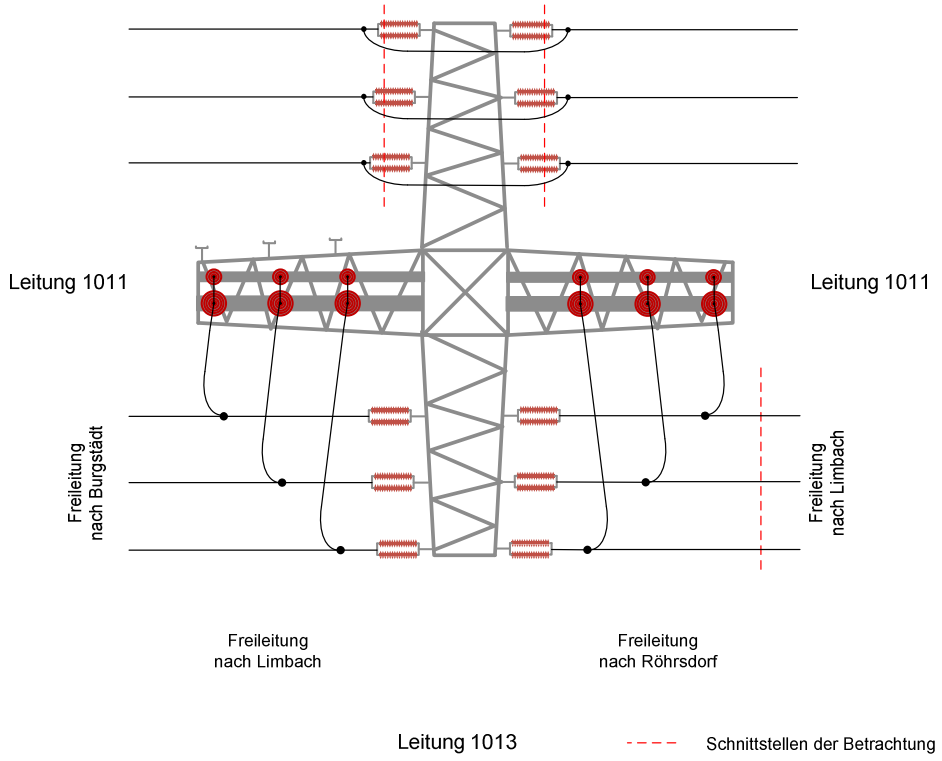
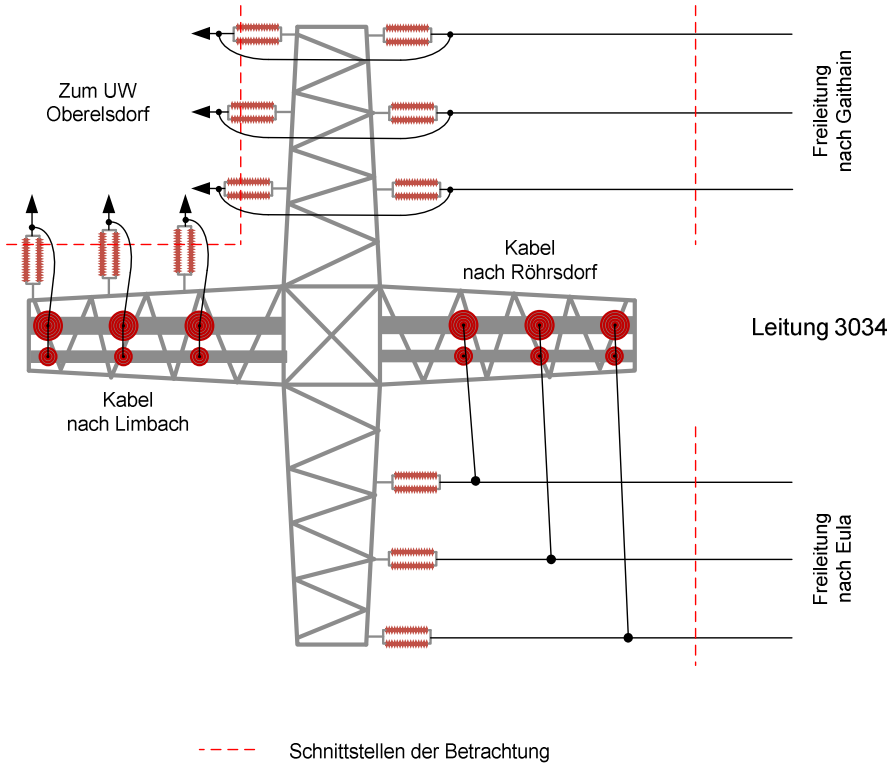


Abb. 8: Kabelmuffen und Baustraßen – 110-kV-Erdkabel



Abzweig Limbach



UW Oberelsdorf

Abb. 9: Einbindung des Erdkabels in das 110-kV-Netz

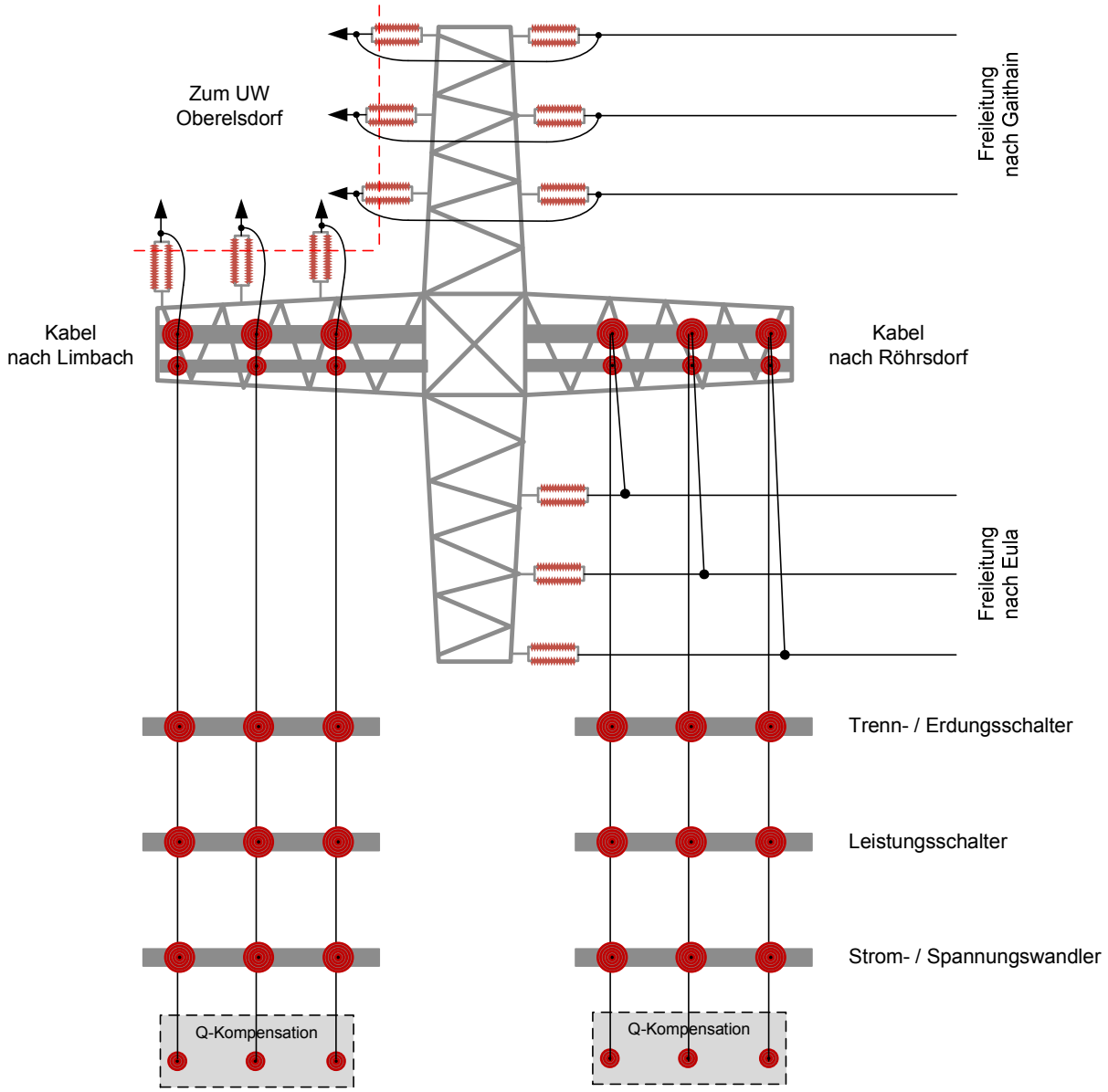


Abb. 10: Kompensationsdrosselspule für die Ladeleistung des 110-kV-Erdkabels