

Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN

Dipl.-Ing. (RWTH Aachen, Fakultät für Elektrotechnik)

www.bcc-cableconsulting.com, heinrich.brakelmann@uni-due.de

ATW GmbH, Wiesbaden

Prof. Dr. Lorenz J. JARASS

Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg, FB Wirtschaftswissenschaften)

M.S. (School of Engineering, Stanford University, USA)

www.ATW-Forschung.de, mail@ATW-Forschung.de

T. 0611 188540-7, Mobil 0171 3573168

08. Januar 2020

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26

**Stellungnahme
zur geplanten 380-kV-Reusstalleitung
bzgl. der vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellten Unterlagen**

1 Vorliegende Unterlagen und Informationen.....	3
2 Strombedarfsanalyse und Verluste.....	4
3 Nur ein statt zwei Kabelsysteme pro Freileitungssystem	6
4 Kompensationsleiter	7
5 Übergangsbauwerke.....	8
6 Verfügbarkeit.....	9
7 Umweltbelastung	10
8 Kosten	11
Literatur.....	12
Die Gutachter	13

Fazit

- Es gibt eine Reihe von offenen Fragen, die vom Bundesamt für Energie beantwortet werden sollten.
- Erst dann kann abschliessend geprüft werden, inwieweit eine Freileitung oder eine Erdkabellösung kostengünstig und umweltverträglich umgesetzt werden kann.

Aufgabenstellung

Am 17. Februar 2017 hatte Swissgrid verschiedene Korridorvarianten für die neue 380-kV-Reusstalleitung vorgestellt und Behörden und Organisationen zur Stellungnahme aufgerufen. Die meisten der befragten Gemeinden und Organisationen wählten Korridor 5 (Erdverkabelung auf der ganzen Strecke zwischen Niederwil und Obfelden) als die bestmögliche Variante.

Statt dem einhelligen Wunsch der Region nach einer Erdverkabelung zu entsprechen, wurde ein Korridor für eine Freileitung über den Wagenrain mit einer kurzen Teilverkabelung im Bereich «Reusslandschaft BLN 1305» vorgestellt. Begründet wurde dieser Entscheid damit, dass es sich hierbei nicht um einen demokratischen Prozess, sondern um ein gesetzlich festgelegtes Verfahren der Bundes-Behörden handle. Eine durchgängige Leitungsverkabelung sei viel zu teuer und würde Waldrodungen notwendig machen.

Die Reaktionen vieler anwesender Gemeinderäte und Privatpersonen auf diese Informationen waren heftig. Konsternation und Wut über solche «Behördendiktatur» wurde geäussert. Auch die «Vereinigung Verträgliche Starkstromleitung Reusstal (VSLR)» findet die vorgeschlagene Freileitung inakzeptabel: Das Landschaftsbild, das Waldgebiet, verschiedene Aussenhöfe sowie das Siedlungsgebiet von Hermettschwil-Staffeln würden stark belastet. Das Problem würde mit der vorgestellten Korridorvariante bloss verschoben statt gelöst.

Bei Durchsicht der zu Grunde liegenden BFE-Dokumente bekam die «Vereinigung Verträgliche Starkstromleitung Reusstal (VSLR)» den Eindruck, dass darin enthaltene Behauptungen zu Kosten und Technik von Erdkabelleitungen nicht nachvollziehbar oder nicht detailliert genug vorhanden sind. Die Vereinigung vertritt den Standpunkt, dass zu einer korrekten Abwägung «Kabel-Freileitung» detaillierte und überprüfbare technische und finanzielle Berechnungen zu erstellen und vorzulegen sind.

Die «Vereinigung Verträgliche Starkstromleitung Reusstal (VSLR)» hat Prof. BRAKELMANN und Prof. JARASS gebeten, in einem ersten Schritt eine Stellungnahme zu erstellen, inwieweit die vom Bundesamt für Energie (BFE) zum Leitungszug Niederwil – Obfelden vorgelegten Unterlagen¹ ausreichend detaillierte und überprüfbare technische und finanzielle Angaben enthalten und darzustellen, welche weiteren Unterlagen ggf. nachzureichen sind.

Diese Stellungnahme von Prof. BRAKELMANN und Prof. JARASS soll dann in die offizielle Stellungnahme der «Vereinigung Verträgliche Starkstromleitung Reusstal (VSLR)» zur Leitungsplanung einfließen.

¹ U.a. [BFE 2018]; [BFE 2018a]; [BFE 2019]; [BFE 2019a]; [BFE 2019b].

1 Vorliegende Unterlagen und Informationen

Die nachstehenden Ausführungen beziehen sich auf folgende Unterlagen des Bundesamts für Energie (BFE):

- Bewertung Teilverkabelung BLN.²
- Bewertung Vollverkabelung Reusstal.³
- Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL), 611 Leitungszug Niederwil – Obfelden, Festsetzung Planungskorridor, Objektblatt.⁴
- Grundlagen für den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL), 611 Leitungszug Niederwil – Obfelden, Festsetzung Planungskorridor, Erläuternder Bericht zum Objektblatt.⁵
- Antworten auf Email-Anfragen von Hans KNEUBÜHLER und von Peter STENZ.⁶

In diesen Unterlagen werden für die rd. 17 km lange Trasse von Niederwil nach Obfelden folgende Varianten diskutiert:

- a) reine Freileitungstrasse,
- b) reine Kabeltrasse und
- c) Freileitungstrasse mit einer kurzen Zwischenverkabelung.

Bei der Freileitungsvariante werden zwei 380-kV-Systeme mit Zweierbündeln auf einem gemeinsamen Mast geführt, von denen eines aber mit 220 kV⁷ betrieben werden soll. Die Wahl der Seilquerschnitte steht noch nicht fest, wohl aber die Übertragungsleistung der 380-kV-Leitung mit⁸

- Strombelastbarkeit im Sommer: 1920 A,
- Strombelastbarkeit im Winter: 2400 A.

Es wird vom Bundesamt für Energie davon ausgegangen, dass die maximale Strombelastbarkeit eines 380-kV-Kabels bei dem anzunehmenden maximalen Belastungsgrad von $m = 0,80$ auf 2.000 A⁹ begrenzt ist. Hieraus wird gefolgert, dass anstelle eines Freileitungssystems zwei Kabelsysteme benötigt werden.

² [BFE 2018].

³ [BFE 2018a].

⁴ [BFE 2019].

⁵ [BFE 2019a].

⁶ [BFE 2019b].

⁷ [BFE 2019b, S. 1].

⁸ [BFE 2019b, S. 1].

⁹ [BFE 2019b, S. 1].

2 Strombedarfsanalyse und Verluste

Frage 2.1: Gibt es eine Strombedarfsanalyse für diese Trasse, in der nachgewiesen wird, dass in einem Planungszeitraum von z.B. 40 Jahren überhaupt ein über längere Zeit (z.B. > 24 h) anstehender Laststrom von mehr als 2.000 A erwartet werden muss?

Offensichtlich werden die geforderten Belastbarkeiten nicht aus den Netzverhältnissen abgeleitet, sondern aus der thermischen Belastbarkeit der Freileitung. Nach einer Stellungnahme der ETH Zürich¹⁰ ist das tatsächliche Auftreten einer solchen Last in dieser Trasse unter den gegebenen Netzverhältnissen nicht zu erwarten.

Entsprechende, auf Lastflussberechnungen basierende Szenarien, die ein mögliches Auftreten dieser Höchstlast plausibel machen und vor allem auch Aussagen über die Dauer solcher Situationen treffen, liegen den Verfassern nicht vor und müssten noch vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellt werden.

Frage 2.2: Vom Bundesamt für Energie werden Life-Cycle-Kosten aufgeführt¹¹, und zwar mit und ohne Blindleistungskompensation. Auf welcher Basis der Leitungsauslastung und für welche Kabelkonstruktion wurden die Verluste und Verlustkosten der Kabelanlage bestimmt?

Die Kabelverluste setzen sich aus spannungsabhängigen Verlusten der Kabel und ggfs. der Kompensationsdrosseln sowie aus den stromabhängigen Verlusten zusammen, die auf der Basis von Lastprognosen (z.B. einer mittleren Auslastung) zu ermitteln sind. Hierbei spielt natürlich die Kabelkonstruktion und die Anzahl der Kabel je Phase eine entscheidende Rolle, so dass der nachfolgende Fragenkomplex im Abschnitt 3 besondere Beachtung finden sollte.

Frage 2.3: Wie wurden die Verlustenergie-Angaben berechnet?

Vom Bundesamt für Energie wird für eine Teilverkabelung eine Verlustenergie pro Jahr von 7370 MWh¹² angegeben mit dem Hinweis "*Geringer Anteil der Energieverluste. Nur geringfügig grössere Verluste als Freileitung*". Für eine Vollverkabelung wird eine Verlustenergie pro Jahr von 13680 MWh¹³ angegeben mit dem Hinweis "*Hoher Anteil Energieverluste im Vergleich zu den anderen Varianten*".

Die Bestimmung dieser Angaben sollte erläutert und nachvollziehbar belegt werden.

Frage 2.4: Wurden die Energieverluste und die CO₂-Bilanz auch ohne Kompensationsdrosseln bestimmt?

Die hohen Verluste einer Vollverkabelung werden mit "*Hohe Verluste durch Blindleistungs-Kompensationsmassnahmen*"¹⁴ begründet. Laut der späteren Frage 4.3 ist die Notwendigkeit eines Einsatzes von Kompensationsdrosseln fraglich. Ohne Kompensationsspulen sind die Betriebsverluste der Kabel aber geringer als die Verluste der Freileitung.

Unter Belastbarkeitsaspekten ist eine Kompensation mit Querdrosseln hier unnötig. Zudem wirken sich die (gegenüber der Freileitung höheren) Querkapazitäten der Kabel bei der Spannungsstabilisierung positiv aus (siehe hierzu auch Frage 4.3).

Hinweis: Die Querdrosseln (Kompensationsspulen) ziehen an den Kabelenden einen induktiven Querstrom, der den kapazitiven Strom (Ladestrom) der Kabel kompensiert. Sie haben nichts mit den in Frage 4.1 angesprochenen Kompensationsleitern zu tun, die das Magnetfeld der Kabel verringern sollen.¹⁵

¹⁰ [Fröhlich/Glavitsch 2009].

¹¹ [BFE 2019a, S. 14].

¹² [BFE 2018, S. 6]

¹³ [BFE 2018a, S. 6]

¹⁴ [BFE 2018a, S. 6].

¹⁵ Vgl. [Brakelmann/Jarass 2019, S. 240 ff.].

1 **Frage 2.5: Welche Energieverluste und welche CO₂-Bilanz ergeben sich für eine Variante mit den**
2 **neuen kabeltechnischen Möglichkeiten nach Abschnitt 3 mit verlustoptimierten Leiterquer-**
3 **schnitten bis 3.500 mm² und mit nur einem Kabel je Phase?**

4 Bei einer solchen Ausführung nach Abschnitt 3 verringern sich die dielektrischen Verluste der Kabel
5 nahezu auf die Hälfte. Dasselbe gilt für die kapazitive Last durch die Kabel, so dass die Notwendigkeit
6 von Kompensationsdrosseln noch eher infrage steht. Doch selbst wenn Kompensationsdrosseln einge-
7 setzt werden sollten, halbieren sich deren Anzahl und damit deren Verluste und CO₂-Bilanz.

8 **Frage 2.6: Welche Energieverluste und welche CO₂-Bilanz ergeben sich für eine Variante mit**
9 **Zusatzkühlung, Wärmerückgewinnung und Geothermie nach Abschnitt 3 bei nur einem Kabel je**
10 **Phase?**

11 In der im folgenden Abschnitt 3 gestellten Frage 3.1a wird die Möglichkeit einer Verringerung der Ka-
12 belanzahl von zwei auf ein System je Freileitungssystem durch Einsatz einer Zwangskühlung angespro-
13 chen.

14 Damit bietet sich auch die Möglichkeit der Wärmerückgewinnung und der Geothermie. Eine solche
15 Anlagengestaltung wird erhebliche positive Auswirkungen auf die Verlustbilanz und die Ökobilanz neh-
16 men und sollte deshalb detailliert untersucht werden.

3 Nur ein statt zwei Kabelsysteme pro Freileitungssystem

Mit dem nachfolgenden Fragenkomplex in diesem Kapitel wird das gesamte, bisher beim Bundesamt für Energie und in der Begleitgruppe diskutierte Konzept infrage gestellt, und es werden neue Möglichkeiten mit stark verringerten Grabenabmessungen, Investitionskosten und Verlustkosten angesprochen.

Frage 3.1: Inwieweit wurde untersucht, welche technischen Möglichkeiten bestehen, mit einem statt mit zwei Kabelsystemen je Freileitungssystem der Leistungsanforderung nachzukommen?

Wurden dabei insbesondere folgende Möglichkeiten laut Fragen 3.1a und 3.1b untersucht?

Frage 3.1a: Wurde die Möglichkeit einer Zwangskühlung der Kabel mit nur einem Kabel je Phase überprüft?

Infrage kommt hierzu beispielsweise eine indirekte Kühlung, bei der parallel zu den Kabeln (z.B. je System zwei oder vier) wassergefüllte Kühlrohre installiert werden. Es sollte ausreichen, an beiden Enden der 17 km langen Trasse (oder in ihrer Mitte) eine Kühlstation zu installieren, die jeweils in die an den Trassenenden bestehenden Umspannwerke integriert werden können.¹⁶

Im Bereich der maximalen Höhendifferenz des Trassenabschnitts von < 100 m müssen ggfs. (wegen des erhöhten statischen Drucks von < 10 bar) verstärkte Kunststoffkühlrohre oder Kühlrohre aus Edelstahl verlegt werden. In jedem Fall können standardmässig vorhandene 380-kV-Kabel, und zwar mit kostengünstigen Aluminiumleitern, eingesetzt werden.

Der Mehraufwand für Installation und Betrieb des Kühlsystems – das nur in nicht zu erwartenden, lang andauernden Höchstlastzuständen in Betrieb genommen werden müsste – wird sicherlich durch die Ersparnis von jeweils einem Kabelsystem pro Freileitungssystem mehr als aufgewogen.

Zudem bietet ein solches Kühlsystem die Möglichkeit der thermischen Bodenentlastung, der Wärmerückgewinnung und der Geothermie. Daraus könnten ganz andere Ergebnisse bei der Ökobilanz folgen.

Frage 3.1b: Wurden die neuen kabeltechnischen Möglichkeiten mit verlustoptimierten Leiterquerschnitten bis zu 3.500 mm² bei nur einem Kabel je Phase überprüft?

Inzwischen werden 380-kV-Kabel mit verlustoptimierten Kupfer- und Aluminiumleitern bis zu 3.500 mm² (mit abgeschlossenem Präqualifikationstest) angeboten bzw. mit 3.500 mm²-Aluminiumleitern bereits im Amsterdamer Nordring eingesetzt.¹⁷ Bei den Leitern handelt es sich um Segmentleiter-Konstruktionen mit gegeneinander isolierten Einzeldrähten und mit Zusatzverlusten, die weitaus geringer sind als bei den bisherigen Konstruktionen geringerer Leiterquerschnitte.

So liegt die Strombelastbarkeit eines solchen 380-kV-Kabelsystems mit 3.500 mm²-Kupferleitern (Rohrverlegung in 1,80 m Tiefe, Belastungsgrad $m = 0,80$) bei mehr als 2.500 A, erfüllt also sicher die vorliegende Leistungsanforderung.

¹⁶ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 177ff., v.a. Kap. 9.3.1(4)].

¹⁷ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 150].

4 Kompensationsleiter

Das Bundesamt für Energie weist darauf hin, dass wegen der Einhaltung des Anlagegrenzwerts (AGW) der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (SR 814.710, NISV) im Magnetfeld der Kabel eine "Siedlungsschneise"¹⁸ mit Beeinträchtigung eines Siedlungsgebietes entstehen kann. Im Gegensatz zur Freileitung kann jedoch bei Kabeln das Magnetfeld durch geeignete Massnahmen in erheblichem Masse verringert werden.

Frage 4.1: Wurde die Möglichkeit der Magnetfeldreduzierung mit Hilfe von Kompensationsleitern berücksichtigt?

Das bei Reduzierung von zwei auf ein Kabelsystem auftretende Problem eines vergrösserten Magnetfeldes kann z.B. mit Hilfe von Kompensationsleitern gelöst werden. Bei Kompensationsleiteranordnungen werden oberhalb der Kabel z.B. mit einem Korrosionsschutz versehene Aluminiumleiter grossen Querschnitts verlegt und beidseitig miteinander kurzgeschlossen. Die in diesen Kompensationsleitern induzierten Gegenströme reduzieren das Magnetfeld etwa um den Faktor 2.

Frage 4.2: Wurde die Möglichkeit der Schirmung der Kabel durch eine hochpermeable Hülle berücksichtigt, durch die der Anlagegrenzwert (AGW) der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) direkt über den Kabeln eingehalten werden kann?

Es gibt die (schon mehrfach praktizierte) Möglichkeit, die drei Kabel eines Systems gemeinsam in ein Mantelrohr aus Stahl einzubringen. Hierzu wird zunächst das Mantelrohr (Durchmesser ca. 800...1.000 mm) im offenen Graben oder im Bohrverfahren in den Boden eingebracht, anschliessend drei Kunststoffrohre eingefahren, die Zwischenräume mit hochwärmeleitfähigem Material verfüllt und zuletzt die Kabel von den Muffenbereichen her eingezogen.

Nachteile liegen in einer Belastbarkeitsreduktion durch die enge Verlegeanordnung und durch Zusatzverluste im Stahl. Entscheidende Vorteile liegen in den (z.B. grabenlosen) Installationsmöglichkeiten, beim mechanischen Schutz der Kabel im Betrieb und vor allem in einer Reduktion des Magnetfeldes um einen Faktor von etwa 100. Auch Beeinflussungsfragen, z.B. bei direkter Nachbarschaft zu einer Gasleitung, werden durch diese Anordnung gelöst.

Frage 4.3: Wurde die Notwendigkeit der Querkompensation der Kabel nachgewiesen?

Wie bereits zu Frage 2.4 ausgeführt, ist eine Kompensation mit Querdrosseln hier unnötig, zumal sich die höheren Querkapazitäten der Kabel positiv auf die Spannungsstabilität auswirken.

Ohne Kompensationsspulen sind die Betriebsverluste der Kabel geringer als die Verluste der Freileitung.

¹⁸ [BFE 2019a, S. 11].

5 Übergangsbauwerke

Frage 5.1: Wurde die Möglichkeit gekapselter, unterirdischer Übergangsbauwerke mit geringem Flächenbedarf berücksichtigt?

Bei einem gekapselten, unterirdischen Übergangsbauwerk¹⁹ befinden sich die Kabelendverschlüsse, Messeinrichtungen und ggfs. auch Trennschalter in Rohren gekapselt in einem Kellerraum und nur die sechs Durchführungen nebst Überspannungsableitern (die am Endmast installiert sein können) sind oberirdisch zu sehen. Platzbedarf und optische Beeinträchtigung sind weitaus geringer als bei der üblichen Freiluftausführung.

Auch bei der Freiluftausführung werden die Abmessungen der Übergangsbauwerke bei nur einem (statt zwei) Kabelsystemen je Freileitungssystem nahezu halbiert.

Frage 5.2: Wurde für die Vollverkabelung der Vorteil bewertet, dass keine zusätzlichen Übergangsfelder benötigt werden?

Im Fall der Vollverkabelung können die Kabelendverschlüsse mit Überspannungsableitern, Messeinrichtungen etc. bei vergleichbarem oder geringerem Platzbedarf (Abspannmast oder -gerüst entfällt) wie bei einer Freileitungsausführung in den bestehenden Umspannwerken an beiden Trassenenden untergebracht werden.

¹⁹ Siehe [Brakelmann/Ghaderi/Stein 2014] sowie [Brakelmann/Jarass 2019, S. 138, Abb. 6.9].

6 Verfügbarkeit

Frage 6.1: Wurde beachtet, dass durch Mitverlegen eines Reservekabels je Kabelsystem eine stark erhöhte Verfügbarkeit der Kabel erreicht werden kann (PowerTubes-Prinzip)?

Die Verfügbarkeit eines 380-kV-Kabelsystems ist wegen der grösseren Reparaturdauer niedriger als die Verfügbarkeit einer Freileitung.²⁰ Wird jedoch ein mit Trennschaltern umschaltbares Reservekabel mitgeführt, so kehren sich die Verhältnisse um, und die Verfügbarkeit des Kabelsystems liegt dann deutlich höher als diejenige des Freileitungssystems.²¹

²⁰ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 174, Tab. 8.3].

²¹ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 174, Tab. 8.3].

7 Umweltbelastung

Frage 7.1: Wurde die bei den derzeitigen Klimaänderungen ansteigende Gefahr einer Brandauslösung durch die Freileitung entsprechend bewertet?

Die Freileitung ist nicht nur – wie vom Bundesamt für Energie dargestellt²² – durch Brände in ihrer Nähe gefährdet. Vielmehr ist bei den in den Sommermonaten zunehmenden, extremen Trockensituationen der Wald- und Feldbereiche von einer Brandgefährdung durch die Freileitung auszugehen.

Schon der Kotstrahl eines Grossvogels kann einen Lichtbogen auslösen und dazu führen, dass der Vogel brennend zu Boden stürzt mit der Gefahr, einen Waldbrand oder Feldbrand auszulösen. Ähnliche Gefährdungen ergeben sich durch herabfallende, brennende Äste oder im Fall eines Seilrisses.

Der in San Francisco ansässige US-Energieversorger PG&E wird für die verheerenden Waldbrände in Kalifornien verantwortlich gemacht. Die drohenden Kosten durch Schadensersatzforderungen von bis zu 30 Mrd. US-Dollar gefährden die Existenz des Unternehmens, das Ende Januar 2019 Insolvenz angemeldet hat. Feuerexperten sind bei der Untersuchung der Ursachen für die Waldbrände vom Oktober 2017 in Kalifornien zu dem Schluss gekommen, dass Stromleitungen des grössten US-Energieversorgers, PG&E, für 18 dieser Feuer verantwortlich waren. Den Waldbränden damals waren etwa 80.000 Hektar Fläche und 3.256 Gebäude zum Opfer gefallen. 22 Menschen starben. Ferner untersucht Kalifornien, ob eine Hochspannungsleitung von PG&E auch für das Camp Fire vom November 2018 verantwortlich ist. Die bisher grösste Waldbrandkatastrophe in dem US-Bundesstaat hat 86 Todesopfer gefordert.

Es stellt sich die Frage, inwieweit zukünftig bei einer möglicherweise weiter verschärften Klimasituation in den Sommermonaten derartige Probleme und Haftungsfragen auch in Mitteleuropa auftreten werden.

Frage 7.2: Wurde die Nutzung von Waldwegen bei Querung von Waldgebieten optimiert?

Für die Vollverkabelung wird für die Nutzung von Waldwegen eine Waldrodung diskutiert, wobei von der Rohrblockbreite zzgl. eines beidseitigen Schutzstreifens von 4 m wegen der Durchwurzelungsgefahr durch Bäume ausgegangen wird. Die Rodungsbreite wird mithin zu 12,5 m bestimmt.

Eine Lösungsvariante könnte darin bestehen, beidseitig die Kabelanlage durch senkrechte Spundwände zu begrenzen, so dass keine Durchwurzelungsgefahr mehr besteht. Damit sollte die Breite eines Waldweges – hier für insgesamt zwei statt vier Kabelsysteme! – auskömmlich sein (bei Vor-Kopf-Bauweise), so dass keine Rodungen erforderlich sind.

Frage 7.3: Wurden Installationsalternativen zum Rohrblock untersucht?

Das Bundesamt für Energie nennt als Installationsanordnung den Rohrblock²³ und diskutiert für diesen der Aufwand an LKW-Fahrten zum Abtransport von Bodenaushub sowie Kosten und Energieaufwand für das Beton-Bauwerk.

Alternativ könnten die Kabelrohre mit Flüssigboden umgeben werden, der mit Zusatzstoffen (geringe Anteile Zement o.Ä. zur thermischen Stabilisierung) zum grössten Teil aus dem ausgehobenen Boden gewonnen wird. Damit lassen sich in erheblichem Masse Aufwand und Kosten bei LKW-Fahrten und Material einsparen.

²² [BFE 2018, S. 6]; [BFE 2018a, S. 6 und S. 7].

²³ [BFE 2018a, S. 9 und S. 10].

8 Kosten

Frage 8.1: Wurde eine Pflugverlegung zur Kostensenkung in Betracht gezogen?

Die infrage kommenden Trassenverläufe bei einer Vollverkabelung verlaufen in weiten Bereichen auf landwirtschaftlich genutztem Gelände. Hier wäre zu prüfen, ob die Bodenverhältnisse (bis Bodenklasse 6) nicht eine Pflugverlegung zulassen. Diese Installationsart erlaubt es, drei oder vier Leerrohre mit einem Achsabstand bis zu etwa 60 cm gleichzeitig in den Boden zu bringen. Vorteile sind ein umweltschonendes Verfahren, eine sehr hohe Arbeitsgeschwindigkeit sowie fast auf die Hälfte reduzierte Kosten der Erdarbeiten. Bei den avisierten zwei Kabelsystemen (ggfs. mit Reservekabeln) wären demnach zwei Pflügevorgänge erforderlich. Allerdings muss hierzu überprüft werden, ob die geforderte Strombelastbarkeit erreicht wird.

Frage 8.2: Wurden Installationsalternativen zum Rohrblock untersucht?

Diese Frage entspricht der Frage 7.3 und ist natürlich auch für die Installationskosten von entscheidender Bedeutung. Alternativ zum Rohrblock könnten die Kabelrohre mit Flüssigboden umgeben werden, der mit Zusatzstoffen (geringe Anteile Zement o.Ä. zur thermischen Stabilisierung) zum grössten Teil aus dem ausgehobenen Boden gewonnen wird. Damit lassen sich in erheblichem Masse Aufwand und Kosten bei LKW-Fahrten und Material einsparen.

Frage 8.3: Gibt es detaillierte Kostenschätzungen für die einzelnen Alternativen?

Das Bundesamt für Energie wurde gebeten, "(detaillierte) Kostenzusammenstellungen (Investitions- und «LifeCycle»-Kosten) für die einzelnen geprüften Technologievarianten «Freileitung», «Teilverkabelung», «Vollverkabelung» in den geprüften Korridoren"²⁴ zu geben. Das Bundesamt für Energie (Herr Werner GANDER) gab dazu folgende Auskunft:

"Life-Cycle-Kosten:

Vollverkabelung:	184.00 Mio. CHF
Variante Teilverkabelung BLN:	84.94 Mio. CHF
Freileitung:	37.35 Mio. CHF ²⁵ .

Für eine Prüfung der Kosten sind aber genaue Angaben erforderlich, wie das Bundesamt für Energie zu diesen Kostenschätzungen gekommen ist und die vom Bundesamt für Energie auch an anderer Stelle²⁶ nicht gegeben werden:

- Insbesondere sind detaillierte Angaben zu den Investitionskosten erforderlich, aufgeteilt in Kabelkosten (Hohlpreis, Material, Garnituren, Montage, Rohre, Verlegekosten etc.), Trassenkosten (Grabenkosten, Bodenstabilisierung, Bohrungen/Unterquerungen etc.), Kosten für Übergangsbauwerke, Kosten für Kompensation (falls erforderlich), Planungs- und Genehmigungskosten.
- Zudem sind Angaben erforderlich zu den angesetzten Verlustkosten (Herleitung der Verluste pro km und Jahr, angesetzter Strompreis etc.), zu den Betriebskosten sowie zu den verwendeten Kapitalisierungsfaktoren (Lebensdauer der einzelnen Alternativen, angesetzter Kalkulationszinsfuß etc.).

Entscheidend ist, dass in diese Betrachtungen auch hier die (im Abschnitt 3) aufgezeigten Möglichkeiten der Anlagenauslegung mit einem statt zwei Kabelsystemen je Freileitungssystem mit einbezogen werden.

²⁴ [BFE 2019b].

²⁵ [BFE 2019b].

²⁶ Z.B. [BFE 2019a, S. 14].

Literatur

- 1
- 2 [BFE 2018]
3 Bewertung Teilverkabelung BLN, Bundesamt für Energie (BFE), undatiert (18. Juli 2018?).
- 4 [BFE 2018a]
5 Bewertung Vollverkabelung Reusstal, Bundesamt für Energie (BFE), 18. Juli 2018.
- 6 [BFE 2019]
7 Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL), 611 Leitungszug Niederwil – Obfelden, Festsetzung Planungskorridor,
8 Objektblatt, Entwurf für die Anhörung und öffentliche Mitwirkung. Ausgearbeitet durch Bundesamt für Energie,
9 Sachplan Übertragungsleitungen, Ittigen, 04. November 2019.
- 10 [BFE 2019a]
11 Grundlagen für den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL), 611 Leitungszug Niederwil – Obfelden, Festsetzung
12 Planungskorridor, Erläuternder Bericht zum Objektblatt, Entwurf für die Anhörung und öffentliche Mitwirkung.
13 Ausgearbeitet durch Bundesamt für Energie, Sachplan Übertragungsleitungen, Ittigen, 04. November
14 2019.
- 15 [BFE 2019b]
16 Antworten vom Bundesamt für Energie (BFE) vom 11. Dezember 2019 auf Email-Anfragen von Hans KNEU-
17 BÜHLER vom 09. Dezember 2019 und von Peter STENZ vom 08. Dezember 2019.
- 18 [Brakelmann/Ghaderi/Stein 2012]
19 Brakelmann H, Ghaderi S, Stein D: 380-kV-Zwischenverkabelung Riniken. Studie für Axpo GmbH, Baden,
20 Schweiz. Erstellt durch S & P Consult GmbH, Bochum und BCC Cable Consulting. Bochum/Rheinberg, November
21 2012.
- 22 [Brakelmann/Ghaderi/Stein 2014]
23 Brakelmann H, Ghaderi S, Stein D: Zwischenverkabelung der 380/132/65-kV-Leitungsverbindung Mörel – Ulrich-
24 chen (Gommerleitung). Machbarkeitsstudie. Auftraggeber: Swissgrid AG, Laufenberg. Erstellt durch BCC Cable
25 Consulting, Rheinberg und S & P Consult GmbH, Bochum. Rheinberg/Bochum, September 2014.
- 26 [Brakelmann/Jarass 2018]
27 Brakelmann H, Jarass LJ: Wissenschaftliches Gutachten zur geplanten 380-kV-Freileitung im Raum Birkenwer-
28 der: Möglichkeiten von Kabellösungen. 01. März 2018.
- 29 [Brakelmann/Jarass 2019]
30 Brakelmann H, Jarass LJ: Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom,
31 Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten. 380 Seiten, 152 Abbildungen und 52 Tabellen, BoD, Neumünster,
32 2019.
33 [http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-
34 hoechstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten](http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-hochstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten) (23.12.2019)
- 35 [Europacable 2017]
36 EHV AC Cables. Extra High Voltage AC Cables – Enabling Europe’s Grid Extensions. Europacable, Brussels,
37 2017.
38 <http://www.europacable.eu/energy/ehvac-cables> (23.12.2019)
- 39 [Fröhlich/Glavitsch 2009]
40 Fröhlich K, Glavitsch H: Stellungnahme zu den Studien von NOK aus 2004 sowie von Brakelmann aus 2009
41 bezüglich der Teilverkabelung im Raum Riniken, Baden, Oktober 2009.

1 Die Gutachter

2 Die Arbeiten wurden von Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich BRAKELMANN, BCC Cable Consulting, Rheinberg
3 (www.bcc-cableconsulting.com), und Prof. Dr. Lorenz J. JARASS, ATW-GmbH, Wiesbaden (www.ATW-
4 Forschung.de), durchgeführt.

5 **Prof. Dr.-Ing. habil Heinrich BRAKELMANN**

6 Prof. BRAKELMANN ist seit mehr als 35 Jahren im Bereich Energietransport und Energiespeicherung
7 (Universität Duisburg-Essen) tätig. Er war in vielen internationalen Arbeitsgruppen (CIGRE) tätig und ist
8 Autor von über 240 Veröffentlichungen und von 5 Büchern (ETG-Preisträger). Er leitet die Firma BCC
9 Cable Consulting und hat inzwischen mehr als 100 Onshore- und Offshore-Projekte in In- und Ausland
10 für Netzbetreiber, Kabelhersteller, Planungsfirmen, Städte und andere Betroffene betreut. Er war Mit-
11 glied im Beirat der BMWi-Netzplattform "*Zukunftsfähige Netze*". In 2019 erhielt er den renommierten
12 IEEE PES Prize Paper Award.

13 **Prof. Dr. Lorenz J. JARASS, M.S. (School of Engineering, Stanford University, USA)**

14 Prof. Dr. Lorenz J. JARASS ist Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg, FB Wirtschaftswissenschaften)
15 und Master of Science (Stanford University, School of Engineering, USA). Er hat über die Integration
16 von Windenergie in Kalifornien seine Masterarbeit an der Stanford University geschrieben und über die
17 Integration von Windenergie in die deutsche Stromversorgung promoviert. Seit mehr als 35 Jahren
18 arbeitet er im Bereich erneuerbare Energien und Stromnetze. Dabei hat er mittlerweile 10 Bücher und
19 über 85 Aufsätze im Energiebereich veröffentlicht (siehe www.JARASS.com, Energie). Im Rahmen seiner
20 intensiven Beratungstätigkeit für Regierungen, Netzbetreiber und Kommunen war er mehrfach Gutach-
21 ter beim Deutschen Bundestag und beim Bundesverwaltungsgericht.

22 **ATW GmbH, Wiesbaden**

23 Die ATW GmbH hat seit 1977 eine Vielzahl von Projekten bearbeitet für Industrie, nationale Regierungen
24 und internationale Institutionen (EU, OECD, Weltbank). In den letzten Jahren hat die ATW GmbH, Wies-
25 baden, u.a. verschiedene grössere Arbeiten im Energie- und Netzbereich sowie zu windenergiebeding-
26 ten Netzausbaumassnahmen durchgeführt im Auftrag von Bundes- und Landesministerien, Energiever-
27 sorgungsunternehmen sowie von Städten und Gemeinden.