



**Studie:**

**Vergleich der Übertragungsverluste  
einer 380-kV-Kabelverbindung  
und einer Freileitungsverbindung**

H. Brakelmann

Rheinberg, im Juli 2017

## Vergleich der Übertragungsverluste einer 380-kV-Kabelverbindung und einer Freileitungsverbindung

Inhalt:

	Seite
1. Aufgabenstellung	3
2. Betrachtete Freileitungssysteme	5
3. Strom-Mittelwerte	5
4. Verlustberechnung	6
5. Berechnung der Gesamtverluste	7
6. Verlustenergien und Verlustkosten	8
7. Weitere Vergrößerung der Seilquerschnitte	12
8. Weitere Vergrößerung der Seilquerschnitte	13
9. Umwegfaktoren	13
10. Folgerungen	14
11. Schrifttum	16

# Vergleich der Übertragungsverluste einer 380-kV-Kabelverbindung und einer Freileitungsverbindung

## 1. Aufgabenstellung

Der Verfasser wurde von den Beschwerdeführern gegen die Freileitung Mörel-Ernen beauftragt, zur Vorlage beim Bundesverwaltungsgericht eine Studie zu erstellen, die für eine typische Zwischenverkabelung einer 380-kV-Verbindung einen Vergleich der Übertragungsverluste vornimmt, - einerseits für infragekommene Auslegungen eines Freileitungs-Doppelsystems und andererseits für die hierzu in Betracht kommenden Auslegungen der Zwischenverkabelung.

Als für die Schweiz auch künftig typische Übertragungsaufgabe orientiert sich diese Kurzstudie an der Aufgabenstellung der Verbindung Mörel-Ulrichen (Gommerleitung), die in der Studie [1] ausführlich behandelt wurde. Diese Aufgabenstellung lässt sich verallgemeinert umschreiben durch:

- einen Laststrom mit einem Zeitmittelwert von 1200 A bis zu etwa 1800 A,
- einen Übergang von zwei Freileitungssystemen auf zwei Kabel-Doppelsysteme,
- eine Länge des Zwischenverkabelungsabschnitts von etwa 10 km, was bedeutet, dass keine Kompensationsmassnahmen berücksichtigt werden müssen sowie
- eine Variation des Seilquerschnitts der Freileitung zwischen der bisher üblichen Beseilung mit 2x800/70 Aldrey und der zu [1] von SwissGrid vorgeschlagenen und in [1] berücksichtigten „verlustoptimierten“ Variante mit einer Beseilung vom Typ AAAC 2x1000 mm<sup>2</sup> AL59.

Der Kupferleiterquerschnitt der Kabel wird wie in [1] zu 2500 mm<sup>2</sup> gewählt.

Abb. 1 zeigt die Lastaufteilung im (n-1)-Höchstlastfall: beide OHL-Systeme sind mit ihrem thermischen Grenzstrom ausgelastet, während jedes Kabelsystem die Hälfte dieses Grenzstromes führt (die gleichmässige Stromaufteilung auf die Kabel muss durch entsprechende Phasenwahl bei der Parallelschaltung sichergestellt werden.). Wenn diese Lastsituation als langdauernd (z.B. > 1 Woche) angenommen wird, so werden aus thermischen Gründen zwei Kabelsysteme je Freileitungssystem erforderlich.

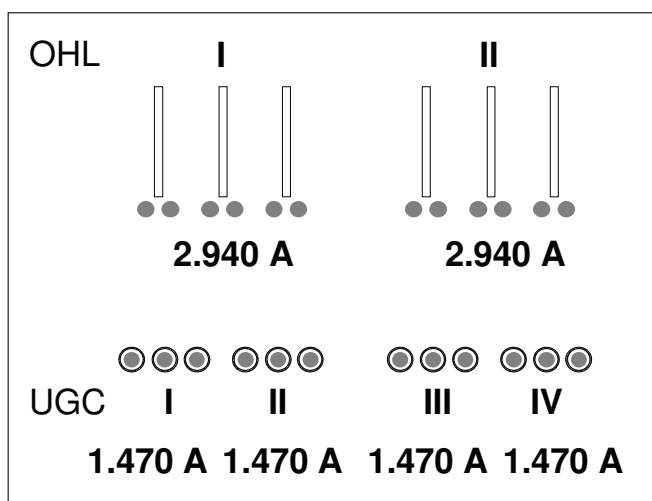


Abb. 1: Übergang von zwei Freileitungssystemen (OHL = overhead line) auf vier Kabelsysteme (UGC = underground cable); Beispiel aus [1]: Thermischer Grenzstrom der OHL (Winter) 2.940 A; Höchststrom je Kabelsystem 1470 A

Mögliche Anordnungen der Kabel sind in den beiden nachfolgenden Abbildungen wiedergegeben: Abb. 2 zeigt eine Erdverlegung, bei der die Kabel – in Kunststoffrohren – in einer Einebenenordnung angeordnet sind, wobei je Doppelsystem ein Reservekabel (RA) berücksichtigt wurde. Die eingezeichneten Abstände sind nur ein aus [1] ausgewähltes Beispiel und für die nachfolgenden Verlustberechnungen von untergeordneter Bedeutung.

Dasselbe gilt für die Anordnung der vier Kabelsysteme (mit 2 RA) im Leitungsgang, wie sie in der Abb. 3 dargestellt ist.

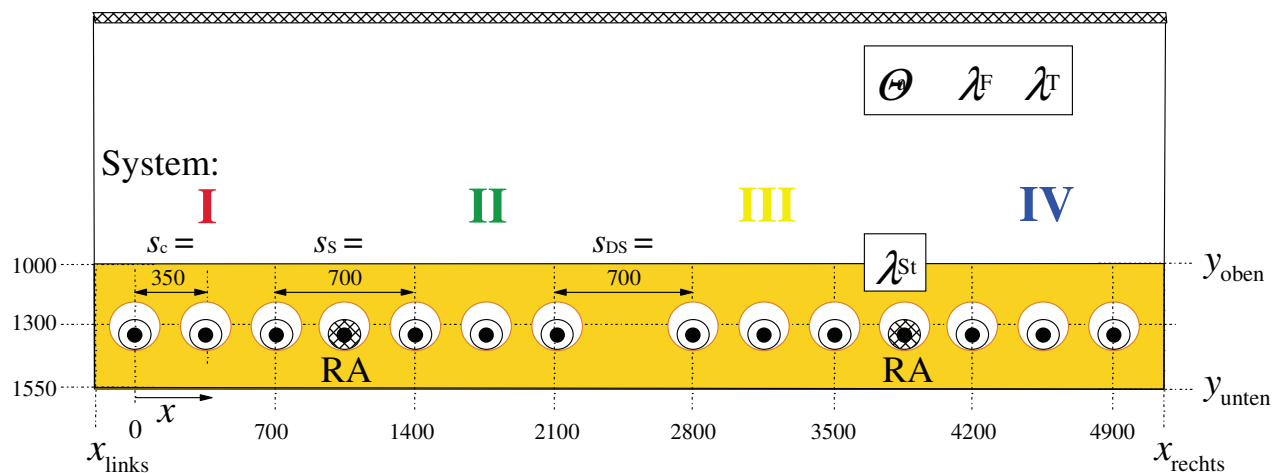


Abb. 2: Vier Kabelsysteme mit 2 Reservekabeln (RA) in Einebenenordnung (gelb: thermische Stabilisierung); aus [1]

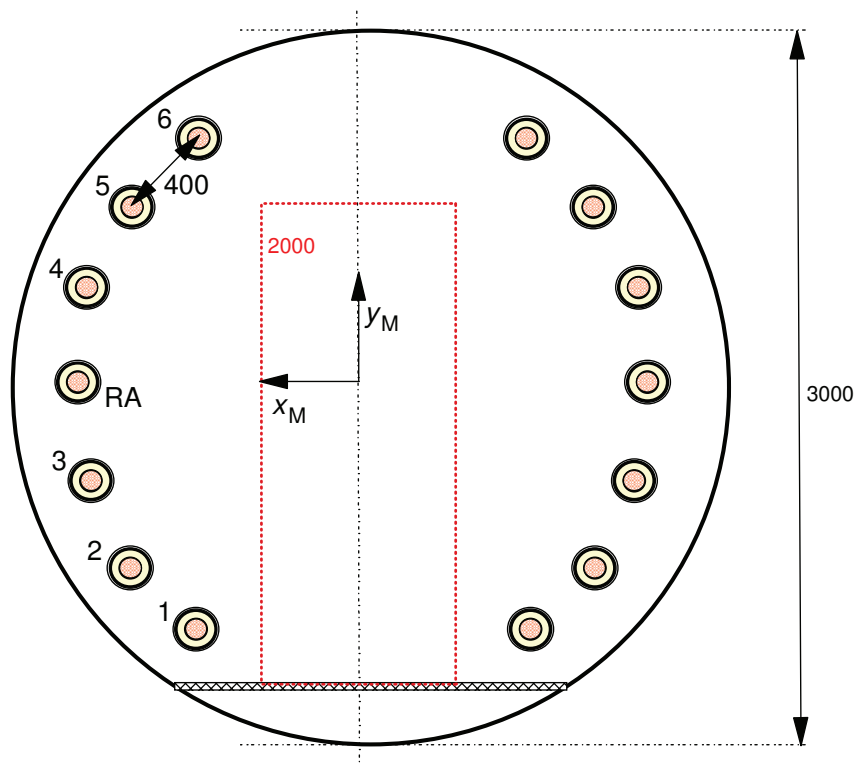


Abb. 3: Anordnung der vier Kabelsysteme (mit 2 RA) im Leitungsgang; aus [1]

## 2. Betrachtete Freileitungssysteme

Zur Lösung der Aufgabenstellung nach Abb. 1 hatte Swissgrid zwei Ausführungen der Freileitung in Betracht gezogen

- A) Beseilung mit Zweierbündeln 2x800/70 Aldrey (thermischer Grenzstrom: 2.940 A (Winter) bzw. 2.240 A (Sommer)

und die, zur Verlustminderung von SwissGrid zu [1] vorgeschlagene Variante mit einer

- B) Beseilung mit Zweierbündeln vom Typ AAAC 2x1000 mm<sup>2</sup> AL59.

Mit den je Phase realisierten Gesamtleiterquerschnitten von 1600 mm<sup>2</sup> bzw. von 2000 mm<sup>2</sup> liegt man damit schon recht hoch, wie ein Vergleich mit dem derzeitigen Netzausbau in Deutschland zeigt: hier werden Viererbündel aus Aluminium/Stahl-Seilen eingesetzt, die vornehmlich mit zwei Querschnitten ausgelegt werden:

- a) 4x264 /34 Al/St, also Gesamtleiterquerschnitt je Phase von 1.056 mm<sup>2</sup>, thermischer Grenzstrom rd. 2.600 A; Grenzleistung rd. 1.800 MVA
- b) 4x430 /70 Al/St, also Gesamtleiterquerschnitt von 1.720 mm<sup>2</sup>, thermischer Grenzstrom rd. 3.600 A; Grenzleistung rd. 2.500 MVA

Für die Salzburgleitung wurde in [3] eine Beseilung mit 3-er-Bündeln 6×3×635/117 Al/St, d.h. ein Gesamt-Aluminiumquerschnitt je Bündel von 1.905 mm<sup>2</sup> vorgesehen.

Mit zunehmenden Seilquerschnitten werden auch die Freileitungsmasten aufwendiger. Um den Investitionsaufwand zu begrenzen, könnte die Auslegung nach B) eine Obergrenze für künftige Freileitungen in der Schweiz sein. Um den Verlustvergleich mit möglichst großer Variantenbreite vorzunehmen, wird im Folgenden auch ein noch weiter vergrößerter Seilquerschnitt von 2x1.200 mm<sup>2</sup> mit diskutiert.

## 3. Strom-Mittelwerte

Eine Freileitungsbeseilung nach b) erklärt der Netzbetreiber TenneT inzwischen als Standard für den künftigen Netzausbau in Deutschland. Damit ist künftig von einem thermischen Grenzstrom von rd. 3.600 A bzw. von einer Grenzleistung rd. 2.500 MVA auszugehen. Nimmt man dies auch als höchsten thermischen Grenzstrom für Freileitungstrassen in der Schweiz an und berücksichtigt andererseits Verbindungen wie Chippis-Ulrichen mit einem Grenzstrom von 2.940 A (Winter), so liegt die nachfolgende Variantenbreite der thermischen Grenzströme bei etwa

- 2.600 A bis 3.600 A.

Die Lastströme eines Übertagungssystems sind, Erzeuger- und Verbraucher-abhängig, nicht nur tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen unterworfen, sondern sie hängen auch vom künftigen Zubau der Erzeugungsleistungen, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien, ab, der zeitlich gestaffelt erfolgen wird. Damit verbunden sein wird eine Verlagerung der Orte der Energieerzeugung weg von den Verbrauchszentren sowie ein sich änderndes Lastprofil innerhalb des Verbundnetzes.

Entsprechend schwierig gestaltet sich die Abschätzung eines Zeitmittelwerts des Stromes, der nicht nur momentan abzuschätzen ist, sondern der für die Berechnung der Gesamtverluste und die Verlustkosten des Übertragungssystems über einen Prognosezeitraum von beispielsweise 40 bis 80 Jahren gültig ist.

Im Beispiel [1] waren bei Strom-Höchstwerten von 2.940 A (Winter) und 2.240 A (Sommer) Zeitmittelwerte von 1.200 A und von 1.600 A zur Verlustberechnung herangezogen worden. Bezogen auf den Strom-Höchstwert von 2.940 A sind dies rd. 41 % bzw. rd. 54 %. In [2] wird ein Erwartungswert der Verluste von 0,29 angenommen, was etwa einem bezogenen Strommittelwert von 54 % entspricht.

Bei der Hauptvariante in [1] wird der Strommittelwert je 380-kV-Stromkreis zu 1.200 A angenommen. Dies entspricht, bezogen auf den Winter-Höchstwert von 2.940 A, einem bezogenen Strommittelwert von 41 %, . Dieser Ansatz wird auch nachfolgend gewählt.

Um auch künftige, gegebenenfalls stärker ausgelastete Übertragungsstrecken zu erfassen, wird diesem Fall vergleichend ein Strommittelwert je 380-kV-Stromkreis von 1.600 A gegenübergestellt. Dies entspricht, bezogen auf den Winter-Höchstwert von 2.940 A, einem bezogenen Strommittelwert von 54 %, also genau der Annahme in [2].

#### 4. Verlustberechnung

Die Verlustberechnung sei nachfolgend kurz verdeutlicht.

Ein Strommittelwert je 380-kV-Stromkreis von 1200 A bedeutet für das Freileitungs-Doppelsystem einen Strom von 1.200 A in allen sechs Leiterbündeln; bei zwei Kabel-Doppelsystemen ergibt sich ein Strom von 600 A in den Leitern der zwölf Kabeladern. Mit den Widerstandsbelägen in der nachstehenden Tabelle, die wie in [1] gewählt sind, folgen beispielsweise längenbezogene Stromwärme-Verlustbeläge von

- a) für die Freileitung (2 Systeme 2x800 mm<sup>2</sup>):  $P'_1 = 6 \cdot 20,43 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \cdot 1200^2 \text{ A}^2 = 176,5 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$
- b) für die 380-kV-Kabel (4 Systeme, 2.500 mm<sup>2</sup> Cu)  $P'_1 = 12 \cdot 8,5 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \cdot 600^2 \text{ A}^2 = 36,7 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$

Wie in [1] ausführlich begründet, können die spannungsabhängigen Verlustbeläge je 380-kV-Kabelader (2.500 mm<sup>2</sup> Cu) zu 1,8 W/m angenommen werden. Der dauerhaft anstehende spannungsabhängige Verlustbelag für die beiden Kabel-Doppelsysteme beträgt demnach

- $P'_{d,ges} = 21,6 \text{ W/m}$ ,

woraus ein Gesamt-Verlustbelag der beiden Kabel-Doppelsysteme von

- $P'_{DS,ges} = 58,3 \text{ W/m}$

folgt. Der kapazitive Ladestrom der Kabel (2500 mm<sup>2</sup> Cu) beträgt rd. 17 A/m. Bei der betrachteten geringen Trassenlänge sind die durch diesen Ladestrom verursachten Stromwärmeverluste vernachlässigbar.

Die dielektrischen Verluste des Freileitungsdoppelsystems werden wie in [3] mit 2,5 W/m je System, insgesamt also mit

- $P'_{d,ges} = 5,0 \text{ W/m}$

angesetzt. Damit ergibt sich ein ein Gesamt-Verlustbelag der beiden Freileitungssysteme von

- $P'_{\text{OHL,ges}} = 181,5 \text{ W/m}$ .

## 5. Berechnung der Gesamtverluste

Nach dem oben dargestellten Schema werden nun für alle Varianten zunächst die Verlustbeläge, dann – durch Multiplikation mit der Länge  $l = 10 \text{ km}$  – die gesamte Verlustleistung auf der Trasse, danach durch Multiplikation mit  $8.760 \text{ h/a}$  die jährlichen Verluste, und schliesslich durch Multiplikation mit  $80$  die Gesamtverluste über  $80$  Jahre bestimmt. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 1 für

- die betrachtete Kabelanlage (ohne Parallelbetrieb der Reservekabel),
- für die normale und die „verlustoptimierte“ Freileitungsvariante sowie
- für die beiden Zeitmittelwerte der Ströme von  $1.200 \text{ A}$  und von  $1.600 \text{ A}$

wiedergegeben.

Spalte	1	2	3	4	5	6	7	8
	$R'_{30^\circ\text{C}}$	$P'_{\text{I, 1K}}$	$P'_{\text{d, 1K}}$	$P'_{\text{ges, 1K}}$	$P'_{\text{ges, 12K}}$	Verluste 10 km	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a
<b>Kabel</b>	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	W/m	kW	kWh	kWh
UGC, 12x 2500 RMS Cu	0,0085	3,06	1,8	4,9	58,32	583,2	5.109	408.707
	$R'_{20^\circ\text{C}}$	$P'_{\text{I, 1B}}$	$P'_{\text{d, 1B}}$	$P'_{\text{ges, 1B}}$	$P'_{\text{ges, 6B}}$	Verluste 10 km	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a
<b>Freileitung</b>	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	W/m	kW	kWh	kWh
OHL 6x2x800 Al	0,02043	29,42	0,83	30,3	181,5	1.815,2	15.901	1.272.059
OHL 6x2x1000 Al	0,01486	21,40	0,83	22,2	133,4	1.333,9	11.685	934.800

Tabelle 1: Verluste und Verlustenergien der Kabelanlage nach Abb. 2, 3 und der Freileitungsvarianten (Zweierbündel  $6 \times 2 \times 800 \text{ mm}^2$  und  $6 \times 2 \times 1.000 \text{ mm}^2$ )  
Für einen Strommittelwert von **1.200 A**

$R'_{\text{xx}^\circ\text{C}}$	Widerstandsbelag bei mittlerer Betriebstemperatur
$P'_{\text{I, 1K}}$	Verlustbelag von 1 Kabel bzw. 1 Leiterbündel
$P'_{\text{d, 1K}}$	dielektrischer Verlustbelag von 1 Kabel bzw. 1 Leiterbündel
$P'_{\text{ges, 1K}}$	gesamter Verlustbelag von 1 Kabel bzw. 1 Leiterbündel ( $P'_{\text{ges, 1B}}$ )
$P'_{\text{ges, 12K}}$	Verlustbelag von 12 Kabeln bzw. 6 Leiterbündeln ( $P'_{\text{ges, 6B}}$ )

Tabelle 2 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für einen erhöhten Zeitmittelwert des Stromes von  $1600 \text{ A}$ .

Vergleicht man die Übertragungsverluste für die Trassenlänge von  $10 \text{ km}$  über einen Zeitraum von  $80$  Jahren, so ergibt sich für einen Strommittelwert von **1.200 A** ein Verhältnis zwischen Freileitung und Kabel von

- a) 3,11 für die Freileitung mit der 2x800 mm<sup>2</sup>-Beseilung und von  
 b) 2,29 für die verlustoptimierte Freileitung mit der 2x1.000 mm<sup>2</sup>-Beseilung .

Für einen Strommittelwert von **1.600 A** folgt dieses Verhältnis zu:

- c) 3,67 für die Freileitung mit der 2x800 mm<sup>2</sup>-Beseilung und von  
 d) 2,69 für die verlustoptimierte Freileitung mit der 2x1.000 mm<sup>2</sup>-Beseilung .

Die Übertragungsverluste der Freileitung liegen demnach, je nach Auslegung und Laststrom, um einen Faktor von rd. 2,3 bis zu rd. 3,7 höher.

Spalte	1	2	3	4	5	6	7	8
	$R'_{30^{\circ}\text{C}}$	$P'_{I, 1K}$	$P'_{d, 1K}$	$P'_{ges, 1K}$	$P'_{ges, 12K}$	Verluste 10 km	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a
<b>Kabel</b>	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	W/m	kW	kWh	kWh
UGC, 12x 2500 RMS Cu	0,0085	5,44	1,8	7,2	86,88	868,8	7.611	608.855
	$R'_{20^{\circ}\text{C}}$	$P'_{I, 1B}$	$P'_{d, 1K}$	$P'_{ges, 1K}$	$P'_{ges, 6B}$	Verluste 10 km	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a
<b>Freileitung</b>	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	W/m	kW	kWh	kWh
OHL 6x2x800 Al	0,02043	52,30	0,8	53,1	318,8	3.188,0	27.927	2.234.184
OHL 6x2x1000 Al	0,01486	38,04	0,8	38,9	233,2	2.332,5	20.433	1.634.613

Tabelle 2: Verluste und Verlustenergien der Kabelanlage nach Abb. 2, 3 und der Freileitungsvarianten (Zweierbündel 6x2x800 mm<sup>2</sup> und 6x2x1.000 mm<sup>2</sup>)  
 Wie zu Tab. 1, aber: Strommittelwert von **1.600 A**

## 6. Verlustenergien und Verlustkosten

Aus den zuvor berechneten Verlustenergien für einen Zeitraum von 80 Jahren nach Tabellen 1 und 2 lassen sich auch die Verlustkosten über diesen Zeitraum abschätzen. Neben der Abschätzung eines Zeitmittelwertes des Laststromes kommen bei der Kostenberechnung jedoch weitere auszuwählende Parameter hinzu, die eine solche Langzeitprognose entsprechend unsicher machen. Es sind dies die folgenden Parameter:

- der Strompreis, der in [1] in Abstimmung mit Swissgrid zu 54 CHF/MWh angenommen wurde,
- der dem realen Diskontsatz zugrundezulegende WACC, - in [1] zu 4,7 % gewählt und
- die Teuerungsrate der Energiekosten, in [1] zu  $t_v = 1,5 \%/a$  gewählt.



Der bei der Barwertmethode zu berücksichtigende reale Diskontsatz ergibt sich (ElCom, Januar 2014) aus dem regulatorischen WACC abzüglich der durchschnittlichen Teuerungsrate  $t_v$  ( $p_R \approx WACC - t_v$ ), und ist in [1] zu  $p_R = 3,2 \%$  gewählt.

Der WACC wird vom BFE für 2018 zu  $3,83 \%$  angegeben. Wird auch eine derzeit verringerte Teuerungsrate von  $t_v = 1,0 \%/a$  gewählt, so folgt der reale Diskontsatz zu rd.  $p_R = 2,83 \%$ . Die Größenordnung des in [1] gewählten Ausgangswertes des Strompreises von  $54 \text{ CHF/MWh}$  stimmt in der Größenordnung mit den Abschätzungen in [6] bis 2025 überein. Dieser Strompreis wird auch den folgenden Berechnungen zugrundegelegt.

Bei der Barwertmethode wird eine heute mit den Kosten  $K_0$  bewertete, erst in  $x$  Jahren anfallende Energiemenge (in kWh) mit den Kosten  $K_x$

$$K_x = K_0 \cdot \frac{1}{(1 + p_R)^x} = K_0 \cdot \frac{1}{q_R^x} \quad (1)$$

bewertet, d.h. sie wird mit dem realen Diskontsatz  $p_R$  abgezinst. Regelmäßig über  $N$  Jahre wiederkehrende, jährliche Verlustkosten, die heute mit  $K_0$  angesetzt werden, valutieren (bei nachschüssiger Zahlungsweise) demnach im Jahr Null mit dem Barwert  $K$ :

$$K = \sum_{i=1}^N \frac{K_0}{q_R^i} = K_0 \cdot \frac{q_R^N - 1}{q_R^N \cdot (q_R - 1)} = K_0 \cdot r_B \quad \text{mit } q_R = 1 + p_R \quad (2)$$

$r_B$  ist der resultierende Barwertfaktor, mit dem die heutigen jährlichen Kosten  $K_0$  multipliziert werden, um den Barwert für  $N$  Jahre zu erhalten. Für den obenstehenden Abzinsungssatz von  $p_R = 2,83 \%$  ergibt sich für einen Betrachtungszeitraum von  $80$  Jahren der folgende Barwertfaktor:

- $r_{B,80} = 31,54$  .

Spalte	1	2	3	4	5	6
	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a	Jährl. Verlust- kosten	<b>Verlust- kosten 10 km/ 80 a</b>	Verlust- kosten- belag 80 a	Faktor Spalte 4
<b>Kabel</b>	kWh	kWh	CHF	<b>CHF</b>	CHF/km	-
UGC, 12x 2500 RMS Cu	5.109	408.707	275.877	<b>8.702.758</b>	870.276	1,00
<b>Freileitung</b>						
OHL 6x2x800 Al	15.901	1.272.059	858.640	<b>27.086.468</b>	2.708.647	<b>3,11</b>
OHL 6x2x1000 Al	11.685	934.800	630.990	<b>19.905.082</b>	1.990.508	<b>2,29</b>

Tabelle 3: Verluste und Verlustenergien der Kabelanlage nach Abb. 2, 3 und der Freileitungsvarianten (Zweierbündel  $6 \times 2 \times 800 \text{ mm}^2$  und  $6 \times 2 \times 1.000 \text{ mm}^2$ )  
Wie zu Tab. 1, aber: Strommittelwert von **1.200 A**

Multipliziert man die in den Tabellen 1 und 2 angegebenen Verlustenergien über ein Jahr bzw. über 80 Jahre mit dem Strompreis und mit dem entsprechenden Barwertfaktor, so erhält man die Verlustkosten über diese Zeiträume. Diese sind für einen Strompreis von 54 CHF/MWh und für den Strommittelwert von 1.200 A in der Tabelle 3 sowie für den Strommittelwert von 1.600 A in der Tabelle 4 zusammengestellt.

Abb. 4 verdeutlicht einige Zusammenhänge aus den Tabellen 3 und 4: dargestellt sind die über 80 Jahre anfallenden Verlustenergien für die Kabelanlage (blau) und für die beiden Freileitungsvarianten (rot), und zwar für die beiden betrachteten Strommittelwerte. Eingetragen sind zudem die sich aus dem Verhältnis der Verlustenergien von Freileitung zu Kabel ergebenden Faktoren. Diese liegen für den Strommittelwert von 1.200 A bei 2,3 bis 3,1 und für den Strommittelwert von 1.600 A bei 2,7 bis 3,7.

Spalte	1	2	3	4	5	6
	Verlust- energie 10 km 1 a	Verlust- energie 10 km 80 a	Jährl. Verlust- kosten	<b>Verlust- kosten 10 km/ 80 a</b>	Verlust- kosten- belag 80 a	Faktor Spalte 4
<b>Kabel</b>	kWh	kWh	CHF	<b>CHF</b>	CHF/km	-
UGC, 12x 2500 RMS Cu	7.611	608.855	410.977	<b>12.964.602</b>	1.296.460	1,00
<b>Freileitung</b>						
OHL 6x2x800 Al	27.927	2.234.184	1.508.074	<b>47.573.405</b>	4.757.341	<b>3,67</b>
OHL 6x2x1000 Al	20.433	1.634.613	1.103.364	<b>34.806.495</b>	3.480.650	<b>2,68</b>

Tabelle 4: Verluste und Verlustenergien der Kabelanlage nach Abb. 2, 3 und der Freileitungsvarianten (Zweierbündel 6x2x800 mm<sup>2</sup> und 6x2x1.000 mm<sup>2</sup>)  
Wie zu Tab. 3, aber: Strommittelwert von **1.600 A**

Demnach liegt die Verlustenergie der Freileitung grob geschätzt um einen Faktor von etwa zwei bis vier höher als bei der Kabelvariante. In absoluten Zahlen verbrauchen die Freileitungsvarianten beim normalen Zweierbündel 2x800 mm<sup>2</sup> rd. 860 und 1630 MWh und beim verlustoptimierten Zweierbündel 2x1000 mm<sup>2</sup> rd. 530 und 1.030 MWh mehr als die vergleichbare Kabelanlage.

Abb. 5a zeigt die über 80 Jahre kapitalisierten Verlustenergien nach Tabellen 3 und 4: dargestellt sind die Verlustenergiekosten für die Kabelanlage (grün) und für die beiden Freileitungsvarianten (rot), und zwar für die beiden betrachteten Strommittelwerte. Eingetragen sind zudem die sich aus dem Verhältnis der Verlustenergie von Freileitung zu Kabel ergebenden Faktoren. Diese betragen wie zuvor in Abb. 4 für den Strommittelwert von 1.200 A rd. 2,3 bis 3,1 und für den Strommittelwert von 1.600 A rd. 2,7 bis 3,7. Abb. 5b visualisiert die Verlustenergie-Mehrkosten der Freileitungsvarianten nach Abb. 5a.

Die kapitalisierten Verlustkosten je Länge liegen bei der Kabelanlage mit rd. 0,9 ...1,3 Mio. CHF/km bei etwa einem Zehntel der Investitionskosten, während die Freileitungsvarianten für das Zweierbündel 2x800 mm<sup>2</sup> mit rd. 2,7...4,8 Mio. CHF/km und für das Zweierbündel 2x1000 mm<sup>2</sup> mit rd. 2,0...3,5 Mio. CHF/km die Investitionskosten erreichen bzw. teilweise (800 mm<sup>2</sup>) um mehr als den Faktor 2 überschreiten.

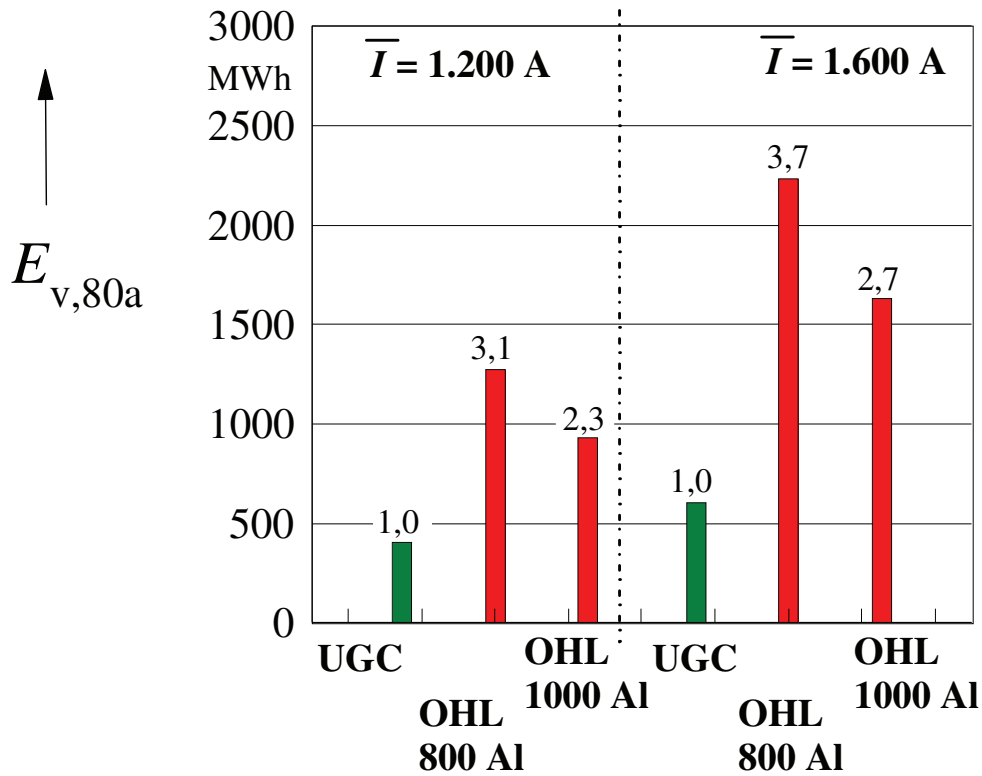


Abb. 4: Über 80 Jahre anfallende Verlustenergien für die Kabelanlage (grün) und für die beiden Freileitungsvarianten (rot); Strommittelwert 1.200 A bzw. 1.600 A  
Parameter: Faktor Freileitung zu Kabel

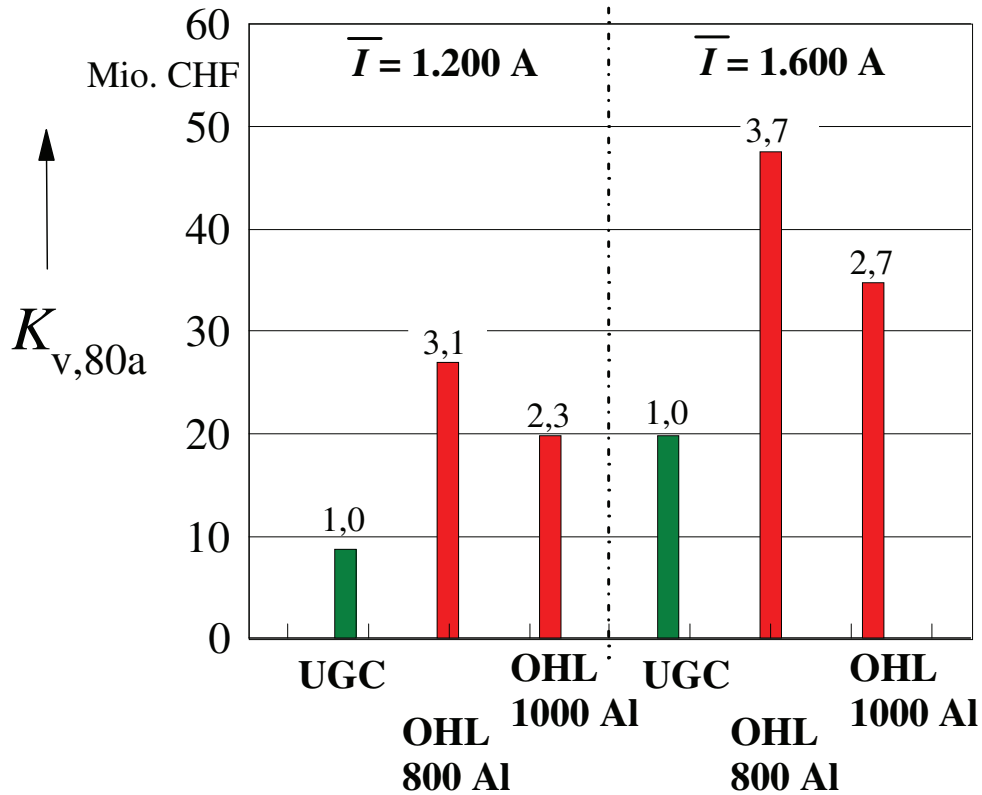


Abb. 5a: Kapitalisierte Verlustenergiekosten (über 80 a) für die Kabelanlage (grün) und für die beiden Freileitungsvarianten (rot); Strommittelwert 1.200 A bzw. 1.600 A  
„OHL 1000 Al“ ist die „verlustoptimierte“ Swissgrid-Variante in [1]

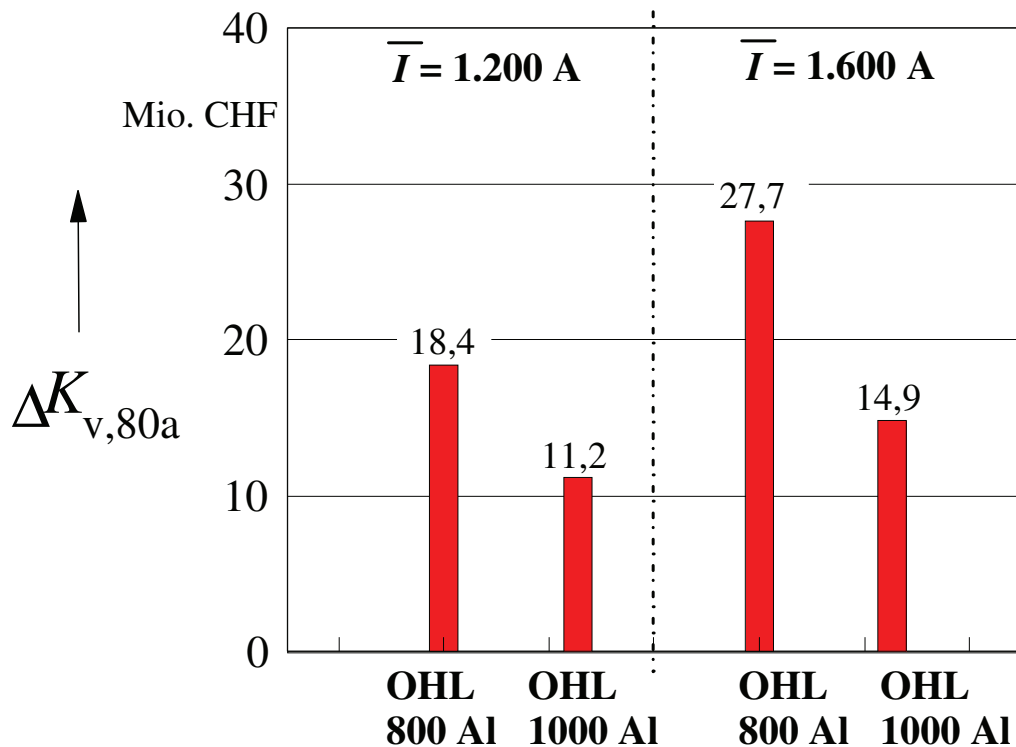


Abb. 5b: wie zu Abb. a, aber: Verlust-Mehrkosten der Freileitung

Überschlägig kann für die hier gewählten Parameter gefolgert werden, dass die Verlustenergien und die Verlustkosten einer Freileitung gegenüber denjenigen einer entsprechenden Kabelanlage um einen Faktor von etwa zwei bis vier höher liegen. In absoluten Kosten ausgedrückt ergibt sich bei 10 km Trassenlänge eine Kostendifferenz Freileitung zu Kabel von rd. 18 bis 28 Mio. CHF bei der normalen Ausführung ( $2 \times 800 \text{ mm}^2$ ) und von rd. 11 bis 15 Mio. CHF für die verlustoptimierte Variante

## 7. Parametervariation zur Kostenberechnung

Der Umstand, dass sie auf die Zukunft gerichtet sind, macht Prognosen schwierig. Dies gilt sicher auch für eine Prognose über die künftige Entwicklung des Strompreises über eine Spanne von 80 Jahren.

Aus diesem Grunde wurde in der nachstehenden Tabelle die Teuerungsrate der Energieverlustkosten, die zuvor zu  $t_v = 1,0 \text{ %/a}$  angenommen wurde, zu  $t_v = 1,5 \text{ %/a}$  und  $t_v = 2,0 \text{ %/a}$  variiert und die kapitalisierten Verlustkosten für die beiden diskutierten Strommittelwerte zusammengestellt.

Fazit der Tabelle 5 ist, dass eine Verringerung des realen Diskontsatzes (als der Differenz von WACC und Teuerungsrate) um 0,5 % die Energieverlustkosten um rd. 15 % erhöht.

Verringert sich der reale Diskontsatzes (durch Verringerung des WACC und/oder Erhöhung der Teuerungsrate) um nur 1,0 %, so vergrößert sich die Verlustkostendifferenz Freileitung zu Kabel auf rd. 25 bis 46 Mio. CHF bei der normalen Ausführung ( $2 \times 800 \text{ mm}^2$ ) und auf rd. 15 bis 29 Mio. CHF für die verlustoptimierte Variante (Nebenbemerkung: von den europäischen Zentralbanken wird derzeit eine Teuerungsrate von 2,0 % angestrebt).

Spalte	1	2	3	4	5	6
	1200 A $t_v = 1,0 \text{ %/a}$	1200 A $t_v = 1,5 \text{ %/a}$	1200 A $t_v = 2,0 \text{ %/a}$	1600 A $t_v = 1,0 \text{ %/a}$	1600 A $t_v = 1,5 \text{ %/a}$	1600 A $t_v = 2,0 \text{ %/a}$
	Verlust- kosten 10 km/ 80 a	Verlust- kosten 10 km/ 80 a	Verlust- kosten 10 km/ 80 a	Verlust- kosten 10 km/ 80 a	Verlust- kosten 10 km/ 80 a	Verlust- kosten 10 km/ 80 a
<b>Kabel</b>	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
UGC, 12x 2500 RMS Cu	8.702.758	9.964.692 (+ 14,5 %)	11.541.744 (+ 32,6 %)	12.964.602	14.844.521 (+ 14,5 %)	17.193.874 (+ 32,6 %)
<b>Freileitung</b>						
OHL 6x2x800 Al	27.086.468	31.014.114 (+ 14,5 %)	35.922.532 (+ 32,6 %)	47.573.405	54.471.737 (+ 14,5 %)	63.092.653 (+ 32,6 %)
OHL 6x2x1000 Al	19.905.082	22.791.397 (+ 14,5 %)	26.398.455 (+ 32,6 %)	34.806.495	39.853.575 (+ 14,5 %)	46.160.962 (+ 32,6 %)

Tabelle 5: Verlustenergiekosten wie zu Tab. 3 und 4, aber mit Energie-Teuerungsraten von  $t_v = 1,5 \text{ %/a}$  und  $t_v = 2,0 \text{ %/a}$ ; Strommittelwerte 1.200 A und 1.600 A in Klammern: Erhöhung gegenüber  $t_v = 1,0 \text{ %/a}$

## 8. Weitere Vergrößerung der Seilquerschnitte

Wie der Vergleich in Abschnitt 2 zeigt, übertrifft die „verlustoptimierte“ Auslegung künftiger Freileitungen durch Swissgrid nach [1] die geplanten künftigen Auslegungen der Freileitungen im Ausland (Aluminiumleiterquerschnitt je Bündel von  $2.000 \text{ mm}^2$  statt  $1.720 \text{ mm}^2$  in D bzw.  $1.905 \text{ mm}^2$  in A).

Mit zunehmenden Seilquerschnitten werden die Freileitungsmasten aufwendiger, so dass zur Begrenzung des Investitionsaufwandes die genannte Verlustoptimierte Auslegung ( $2.000 \text{ mm}^2$ ) eine Obergrenze für künftige Freileitungen in der Schweiz sein könnte. Werden die Seilquerschnitte noch weiter erhöht, so reduzieren sich die stromabhängigen Übertragungsverluste – etwas abgeschwächt wegen der ansteigenden Zusatzverluste im Seil und wegen der zusätzlichen spannungsabhängigen Verluste – etwa umgekehrt proportional mit dem Seilquerschnitt.

Eine weitere Vergrößerung auf einen Seilquerschnitt von  $2 \times 1200 \text{ mm}^2$  würde die Freileitungsverluste und –verlustkosten um etwa 20 % senken. So ergäben sich zu Abb. 4 und 5 bzw. zu den Tabellen 3 und 4 Minderungen der Verhältnissfaktoren Freileitung/Kabel für Verlustenergie und Verlustkosten anstelle von 2,3 bis 3,7 bzw. auf rd. 1,9 bis 3,0.

## 9. Umwegfaktoren

In vielen Fällen kann bei einer Verkabelung der Übertragungsaufgabe ein direkterer Weg gewählt werden als dies bei einer Freileitungstrasse möglich ist. Dies gilt insbesondere für Tunnelverlegungen als gerade A-B-Punktverbindungen. Das Längenverhältnis zwischen Freileitungs- und Kabeltrasse wird als Umwegfaktor bezeichnet.

Verlustenergie und Verlustkosten ändern sich linear mit diesem Umwegfaktor.

So würden sich bei einem Umwegfaktor von 1,30 (30 % Mehrlänge der OHL) zu Abb. 4 und 5 bzw. zu den Tabellen 3 und 4 Vergrößerungen der Verhältnisfaktoren Freileitung/Kabel für Verlustenergie und Verlustkosten anstelle von 2,3 bis 3,7 auf rd. 3,0 bis zu 4,8 ergeben. Selbst bei dem extremen Seilquerschnitt von  $2 \times 1200 \text{ mm}^2$  betragen dann diese Faktoren noch 2,5 bis 3,9.

## 10. Folgerungen

Aufgabenstellung der vorliegenden Studie ist ein Vergleich zwischen den im Höchstspannungsnetz der Schweiz typischen Freileitungsausführungen und entsprechend ausgelegten Zwischenverkabelungen hinsichtlich der anfallenden Übertragungsverluste und den sich aus diesen Verlustenergien ergebenden kapitalisierten Verlustkosten.

Als für die Schweiz auch künftig typische Übertragungsaufgabe und Anlagenausführung orientiert sich diese Kurzstudie an der Aufgabenstellung der Verbindung Mörel-Ulrichen (Gommerleitung), die in der Studie [1] ausführlich behandelt wurde. Strommittelwerte und Stromkosten wurden wie in [1] gewählt und der für die Barwertberechnung erforderliche Wert des WACC und der Teuerungsrate moderat den heutigen Werten angepasst. Für das Freileitungs-Doppelsystem wurden die Ausführungsvarianten aus [1] zugrundegelegt, - eine normale Ausführung mit Zweierbündeln aus Aldrey-Seilen  $2 \times 800 \text{ mm}^2$ , und zudem eine in [1] von Swissgrid vorgeschlagene, verlustoptimierte Ausführung mit Zweierbündeln  $2 \times 1.000 \text{ mm}^2$ . Bei der Kabelanlage werden aus thermischen Gründen zwei Doppelsysteme (12 Kabel) mit Kupferleitern  $12 \times 2.500 \text{ mm}^2$  berücksichtigt.

Es ergibt sich, dass die Verlustenergie der Freileitung grob geschätzt um einen Faktor von etwa zwei bis vier höher als bei der Kabelvariante. In absoluten Zahlen verbrauchen die Freileitungsvarianten im Betrachtungszeitraum beim normalen Zweierbündel  $2 \times 800 \text{ mm}^2$  rd. 860 und 1630 MWh und beim verlustoptimierten Zweierbündel  $2 \times 1000 \text{ mm}^2$  rd. 530 und 1.030 MWh mehr als die vergleichbare Kabelanlage.

Auch bei den Verlustkosten gilt diese Abschätzung über einen Faktor von etwa zwei bis vier. Bei 10 km Trassenlänge ergibt sich eine Verlustkostendifferenz Freileitung zu Kabel von rd. 14 bis 35 Mio. CHF bei der normalen Ausführung ( $2 \times 800 \text{ mm}^2$ ) und von rd. 11 bis 22 Mio. CHF für die verlustoptimierte Variante

Die kapitalisierten Verlustkosten je Länge liegen bei der Kabelanlage mit rd. 0,9 ... 1,3 Mio. CHF/km bei etwa einem Zehntel der Investitionskosten, während bei den Freileitungsvarianten für das Zweierbündel  $2 \times 800 \text{ mm}^2$  mit rd. 2,7...4,8 Mio. CHF/km und für das Zweierbündel  $2 \times 1000 \text{ mm}^2$  mit rd. 2,0...3,5 Mio. CHF/km die Investitionskosten erreicht bzw. teilweise ( $800 \text{ mm}^2$ ) um mehr als den Faktor 2 überschritten werden.

Eine weitere Vergrößerung des Seilquerschnitts der Freileitung auf extreme  $2 \times 1200 \text{ mm}^2$  würde die Freileitungsverluste und -verlustkosten um etwa 20 % und die Verhältnisfaktoren Freileitung/Kabel für Verlustenergie und Verlustkosten auf rd. 1,9 bis 3,0 vermindern.

Erlaubt die Verkabelung eine geringere Trassenlänge, so wachsen Freileitungsverluste und -verlustkosten linear mit dem sogenannten Umwegfaktor (rel. Mehrlänge der Freileitung). Bei einem Umwegfaktor von 1,30 (30 % Mehrlänge) vergrössern sich die Verhältnisfaktoren Freileitung/Kabel für Verlustenergie und Verlustkosten gegenüber den obengenannten Werten auf 2,5 bis 3,9.

Ganz erhebliche Steigerungen der Verlustkosten müssen erwartet werden, wenn die Teuerungsrate der Energiepreise auf die von den Zentralbanken angestrebte Größe von  $t_v = 2,0 \text{ %/a}$  (bei konstantem WACC) ansteigt: selbst für die verlustoptimierte Variante folgen bei einem Umwegfaktor von 1,30 Mehrkosten der Freileitungsverluste von rd. 35 bis 65 Mio. CHF bei der normalen Ausführung ( $2 \times 800 \text{ mm}^2$ ) und von rd. 23 bis 43 Mio. CHF für die verlustoptimierte Variante. Die Folgerungen aus diesem ungünstigen Szenarium als Verlustenergiekosten und als Verlustenergie-Mehrkosten sind in den Abbildungen 6a und 6b visualisiert.

Es sei abschliessend darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie sich ausschliesslich mit der Frage der Übertragungsverluste und Verlustkosten auseinandersetzt. Für weitergehende Zusammenhänge z.B. im Hinblick auf Investitionskosten, ökologische Bewertungen etc. sei auf die ausführliche Studie zur Teilverkabelung der Gommerleitung [1] verwiesen.

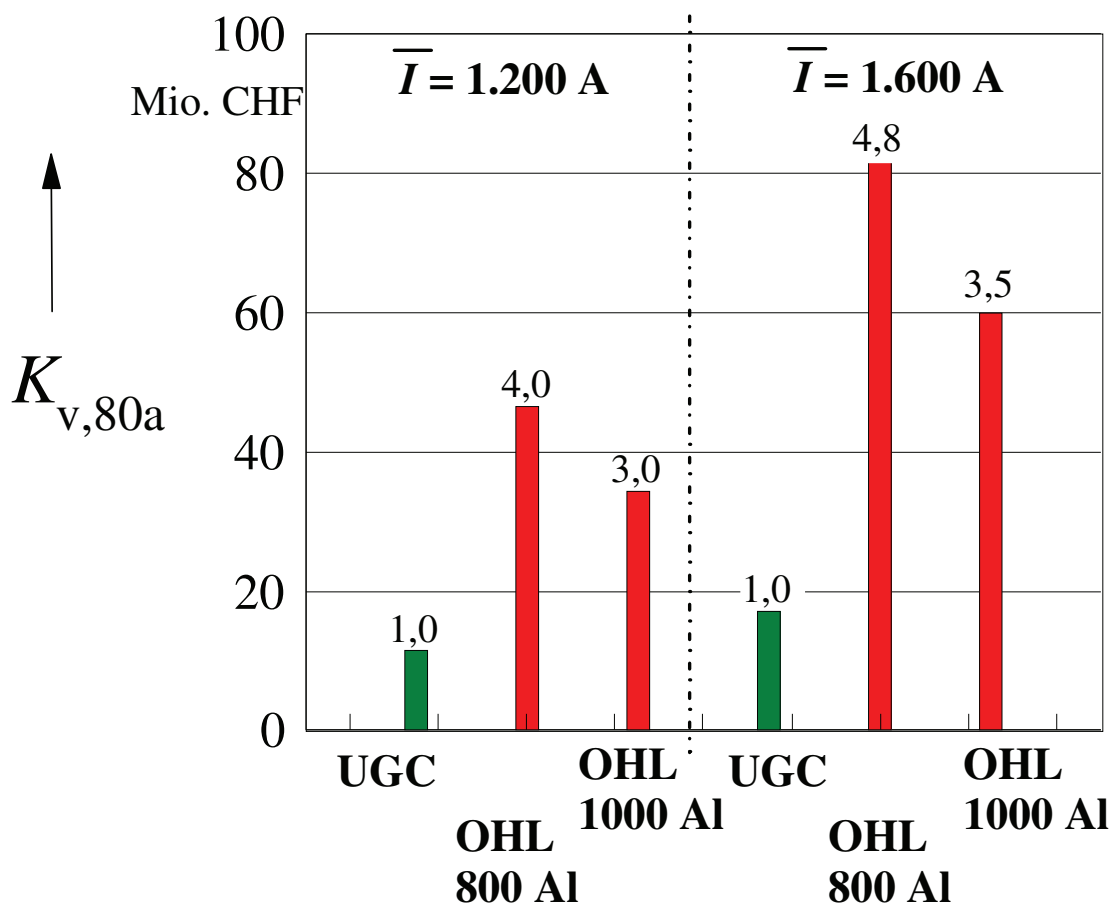


Abb. 6a: Kapitalisierte Verlustenergiekosten wie zu Abb. 5, aber: Teuerungsrate  $t_v = 2,0 \text{ %/a}$  und Umwegfaktor 1,30 „OHL 1000 Al“ ist die „verlustoptimierte“ Swissgrid-Variante in [1]

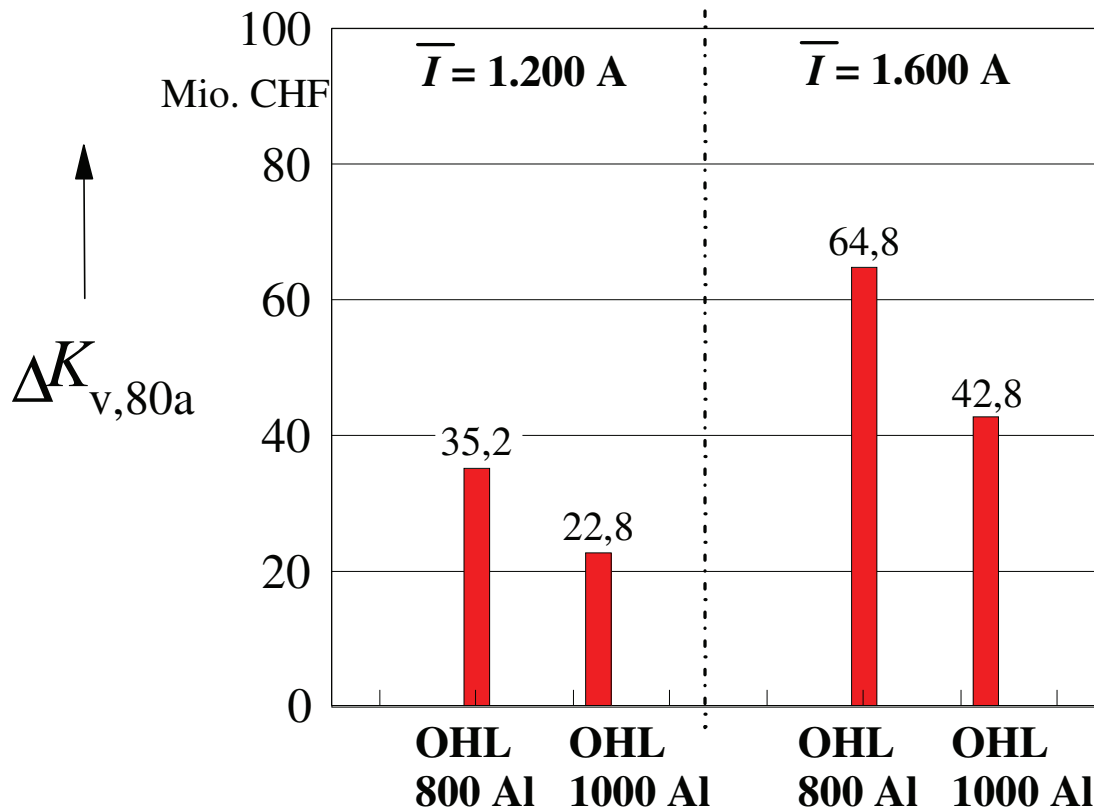


Abb. 6b: wie zu Abb. 6a, aber: Verlustenergie-Mehrkosten der Freileitung

## 11. Schrifttum

- [1] H. Brakelmann  
Sh. Ghaderi  
Zwischenverkabelung der 380/132/65-kV-Leitungsverbindung  
Mörel-Ulrichen  
Machbarkeitsstudie für Swissgrid AG, Laufenburg, 2014
- [2] B.R. Oswald  
Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im  
Hochspannungsnetz (Ganderkesee-St. Hülfe)  
FORWIND, Osnabrück, 2005
- [3] B.R. Oswald  
380-kV-Salzburgleitung  
Studie für Energie-Control, Wien, 2007
- [4] H. Brakelmann e.a.  
Power-Tubes – Innovatives Kabel- und Installationssystem  
ew, H. 25-26, Dezember 2011, S. 74-81
- [5] nkt cables  
H. Brakelmann e.a.  
Entwicklung eines beeinflussungsarmen Zwischenverkabelungs-  
systems mit minimalem Trassenbedarf und maximaler Verfüg-  
barkeit - PowerTubes  
Abschlussbericht zum BMWi-Förderungsprojekt 03ET7513,  
2014-2016
- [6] PWC  
Strompreise in der Schweiz 2016 bis 2025  
PWC Energy Brainpool  
<https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/>