

Geringerer Trassenbedarf und reduzierte Kosten

Bedeutung des Erzeugungsmanagements für den Netzausbau

Zur Verringerung des Netzausbaubedarfs kann bei der Netzausbauplanung laut Energiewirtschaftsgesetz »eine Reduzierung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie« berücksichtigt werden. Wie die Autoren zeigen, ermöglicht die Berücksichtigung einer Einspeisereduzierung bei Netzstörfällen gerade bei Teilverkabelungen einen Netzausbau mit stark verringertem Trassenbedarf und erheblich reduzierten Kosten. Die hohe Versorgungssicherheit der Verbraucher wird dabei beibehalten.

Durch die grundsätzlich geforderte ($n - 1$)-Sicherheit beim Netzausbau und das technische Regelwerk einzuhaltender DIN/VDE-Normen ist das deutsche Stromnetz im Vergleich zu anderen Ländern sehr sicher ausgelegt. Deshalb können nicht nur Krankenhäuser und Industriebetriebe, sondern auch private Haushalte damit rechnen, dass jährlich nur selten und nur für durchschnittlich 12 min im Jahr die Stromversorgung ausfällt.

Stromleitungen an Land sind sehr versorgungssicher. Gleichwohl stehen diese Leitungen wenige Stunden im Jahr nicht zur Verfügung. Um Stromverbraucher ohne Unterbrechung versorgen zu können, wird nach dem ($n - 1$)-Kriterium für jede Leitung grundsätzlich eine zweite Leitung als Reserve installiert, die im Notfall allein die Versorgung der Stromverbraucher sicherstellen kann.

Ist die Gewährleistung dieser hohen Versorgungssicherheit auch für den Abtransport von Windenergie erforderlich und sinnvoll? [6a]

- Die Versorgung muss ohnehin zum Beispiel in Zeiten einer deutschlandweiten Windflaute durch den konventionellen Kraftwerkspark und weitere Möglichkeiten im bestehenden Versorgungssystem sichergestellt werden.
- Moderne Windenergieanlagen sind – im Gegensatz zu großen thermischen Kraftwerken – problemlos und ohne jede technische Gefährdung kurzfristig abregelbar, falls im Netz eine Überlastung droht. Wenn also eine vor allem für den Abtransport von Strom aus Windenergieanlagen genutzte Leitung tatsächlich ausfällt, ist die Versorgung der Verbraucher dadurch nicht beeinträchtigt.

Ausschließlich für den Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien gebaute Leitungen – wie die geplante Ostküstenleitung zwischen UW Göhl und UW Lübeck [1] – brauchen deshalb nicht mit den hohen Verfügbarkeiten von Versorgungsleitungen ausgelegt zu werden. Zwar fließt durch diese Leitungen unter Umständen aus physikalischen Gründen bei Windflaute auch Strom in entgegengesetzter Richtung zu Verbrauchern, doch würden diese Verbraucher auch ohne die zusätzlich geschaffene Leitung versorgt. Für den Abtransport der Windenergie reichen Stromleitungen in einem Umfang aus, dass im ungestörten Regelfall die Windenergie abtransportiert werden kann. Bei einer der seltenen Netzstörungen wird dann die Windenergieanlage vorübergehend heruntergefahren, ohne dass dadurch die Versorgungssicherheit der Verbraucher beeinträchtigt würde.

Bei Hochspannungsleitungen an Land sind nämlich die Ausfallwahrscheinlichkeiten so gering und die typischen Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss. Daher nutzen Betreiber von Windenergieanlagen aus Kostengründen windparkintern und zum Anschluss an den nächstgelegenen Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz ausnahmslos nur Einfachleitungen.

Das gesetzliche Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus fordert, dass der Nutzen des Netzausbaus seine Kosten übersteigen soll. Seltene Übertragungsengpässe für erneuerbare Energien können hingenommen und müssen nicht durch Netzausbau verhindert werden, soweit nicht dadurch die Versorgung von Verbrauchern beeinträchtigt wird. Mittlerweile ist diese Einspeise-

reduzierung auch gesetzlich festgelegt [3]: »Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze ... können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung ... aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf (Spitzenkappung).« Wichtig ist dabei, dass es hier nicht nur um eine Reduzierung der Windenergieeinspeisung von 3 % der momentanen Windenergieeinspeisung geht. Vielmehr kann gemäß dieser gesetzlichen Vorgabe die momentane Windenergieeinspeisung um bis zu 100 % reduziert werden, soweit die »prognostizierte jährliche Stromerzeugung« im Verlauf des Jahres höchstens »um bis zu 3 % reduziert« wird.

Entsprechend hat die Bundesnetzagentur Ende 2017 in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2030 klargestellt [3b]: »Auch eine politisch geforderte und volkswirtschaftlich sinnvolle Kappung von Erzeugungsspitzen führt zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch Erneuerbare) engpassfrei ist.«

Auswirkungen einer Kappung von Erzeugungsspitzen

Wie aber soll diese »Kappung von Erzeugungsspitzen« bei der Netzplanung umgesetzt werden? Sollen generell Erzeugungsspitzen gekappt werden, so die ursprüngliche Überlegung? Oder ist es sinnvoller, auch bei der Netzausbauplanung die Möglichkeiten einer Einspeisereduzierung auf Netzstörfälle zu konzentrieren, um so unter Einhaltung der bisherigen hohen Versorgungssicherheit

den Netzausbaubedarf zu verringern und einen »bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze« zu ermöglichen?

Falls die einzelnen Windenergieanlagen häufig zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Volllast betrieben werden, zum Beispiel weil sie weiter auseinander liegen und deshalb die für Volllast erforderlichen Starkwinde die einzelnen Windenergieanlagen häufig zu unterschiedlichen Zeiten antreiben, kann durch Spitzenkappung eine erhebliche Verminderung des Netzausbaus erreicht werden – laut Bundeswirtschaftsministerium um 40 % bei einer Abregelung von 3 % der jährlich möglichen Windenergieerzeugung [3a]. Eine generelle Kappung der Windenergieeinspeisung führt jedoch zu einer deutlich geringeren Reduzierung des Netzausbaubedarfs, falls die einzelnen Windenergieanlagen in demselben Windgebiet liegen [1].

Ein Beispiel hierzu ist in **Bild 1** dargestellt. Es zeigt die Windenergieeinspeisung bezogen auf die insgesamt installierte Leistung, und zwar geordnet nach der Größe der während eines Jahres erfolgten stündlichen Windenergieeinspeisung:

Räumlich getrennte Windenergieanlagen

Die in räumlich getrennten Windgebieten gelegenen Windenergieanlagen (**Bild 1a**) produzieren häufig zu unterschiedlichen Zeitpunkten mit Volllast. Deshalb wird die maximal mögliche Produktion aller Windenergieanlagen nur relativ selten erreicht. Eine Abregelung dieser seltenen simultanen Einspeisespitzen reduziert die jährliche Windenergieproduktion nur wenig, führt aber zu großen Verringerungen der maximalen Windenergieeinspeisung und damit zu einer großen Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, im gezeigten Beispiel um 33 %.

Windenergieanlagen im selben Windgebiet

Stehen aber alle Windenergieanlagen in demselben Gebiet (**Bild 1b**), so produzieren die einzelnen Windenergieanlagen häufig zur selben Zeit mit Volllast. Deshalb wird die maximal mögliche Produktion aller Windenergieanlagen nun sehr viel häufiger erreicht. Eine Abregelung dieser häufigeren simultanen Einspeisespitzen reduziert die jährliche Windenergieproduktion stärker, die Grenze der maximal zulässigen Abregelung von 3 % jährliche Windenergieproduktion wird sehr viel häufiger erreicht. Damit ist nur eine deutlich kleinere Verringerung der maximalen Windenergieeinspeisung möglich und somit nur eine deutlich

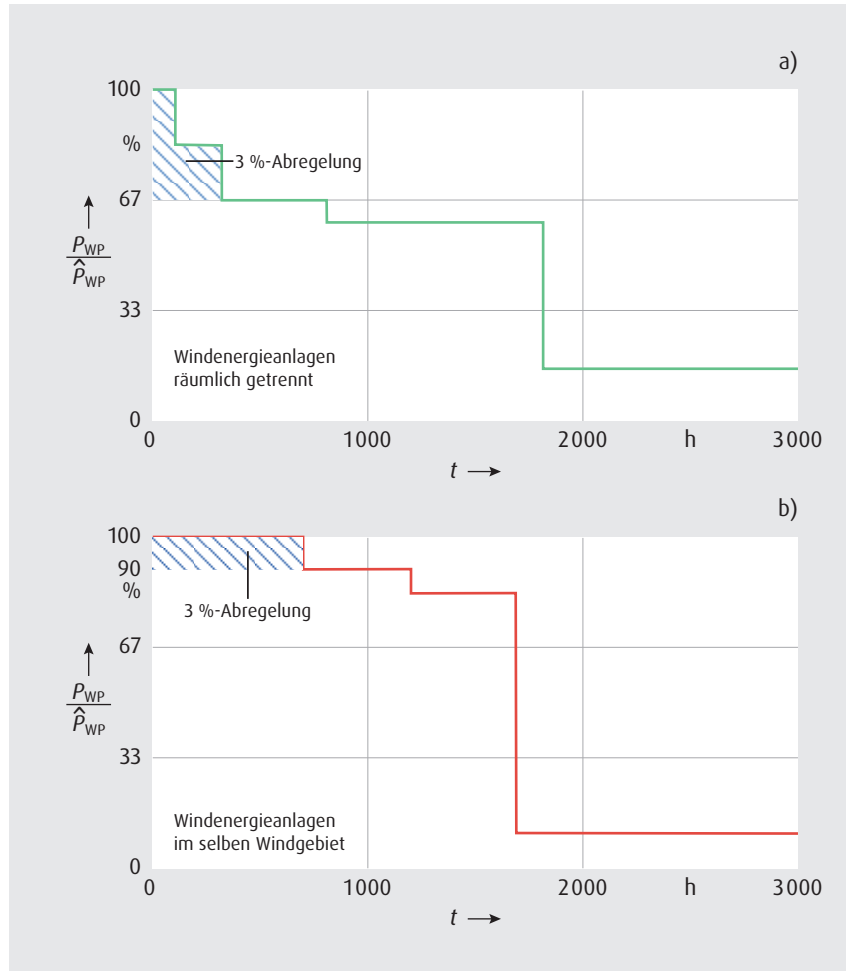


Bild 1. Auswirkung einer Spitzenkappung der jährlichen Windenergieproduktion um 3 % auf den Netzausbau: stündliche Windenergieeinspeisung aller Windenergieanlagen P_{WP} , bezogen auf die insgesamt installierte Windleistung \hat{P}_{WP}

kleinere Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, im gezeigten Beispiel um nur 10 %.

Im Folgenden werden die Möglichkeiten einer Netzplanung unter Berücksichtigung einer zeitweiligen, störfallorientierten Reduzierung der Windenergieeinspeisung (Erzeugungsmanagement, »Erzman«) diskutiert.

Energieausfall durch Abregelung

Die über einen Mittelwertfaktor f_{MWE} (hier zum Beispiel $f_{MWE} = 0,40$) definierte, prognostizierte jährlich erzeugte Energie E_{ges} sei

$$E_{ges} = f_{MWE} \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 8760 \text{ h} \approx 3500 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP} \quad (1).$$

Laut gesetzlicher Regelung können jährlich maximal 3 % dieser Energie abregelt werden und damit eine Energiemenge von

$$E_{AR,max} = 105 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP} \quad (2).$$

Die Übertragung geschieht beispielhaft über zwei Kabel, die jeweils die Übertra-

gungsleistung $\hat{P}_{WP}/2$ haben. Die jährliche Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems (ungeplante Ausfälle) von 100 km Länge sei r [1, 4, 5]:

- $r = 1,0 \text{ \%}/(100 \text{ km} \cdot \text{a})$ für 220 kV bis 380 kV
- $r = 0,5 \text{ \%}/(100 \text{ km} \cdot \text{a})$ für 110 kV.

Wird eine Übertragungslänge von zum Beispiel $l = 55 \text{ km}$ [1] betrachtet, so ergeben sich die folgenden Nichtverfügbarkeitszeiten T_{NV} eines der beiden Kabelsysteme (bezogene Trassenlänge \bar{l}):

$$T_{NV} = 2 \cdot r \cdot l / 100 \text{ km} \cdot 8760 \text{ h} = 2 \cdot r \cdot \bar{l} \cdot 8760 \text{ h} \quad (3),$$

also

- $T_{NV} = 96,4 \text{ h/a}$ für 380 kV
- $T_{NV} = 48,2 \text{ h/a}$ für 110 kV.

Wird angenommen, dass die Störung während einer Starkwindphase auftritt, fällt über diese Zeit T_{NV} im statistischen Mittel die Übertragungsleistung $\hat{P}_{WP}/2$ aus. Die abzuregelnde Energie E_{AR} ist damit

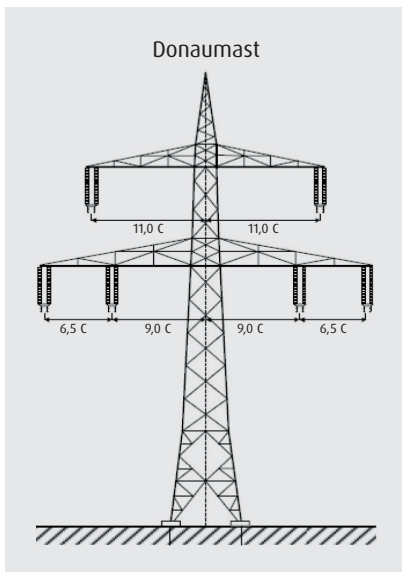


Bild 2. 380-kV-Freileitungsmast – Donaumast: Höhe rund 54 m, Breite rund 33 m. Grenzleistung rund 2 x 1 800 MVA für Al/St-Seile 2 x 3 x 4 x 264/34 [5a]

$$E_{AR} = T_{NV} \cdot \hat{P}_{WP}/2 \quad (4),$$

also

- $E_{AR} = 48,2 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 24,1 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 110 kV

Sie beträgt in beiden Fällen weniger als die Hälfte der jährlich abregelbaren Energie (3 %) von $E_{AR,max} = 105 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP}$.

Dabei wurde vorausgesetzt, dass alle Störfälle in Vollwindphasen fallen. Statistisch ergibt sich daher eine weitere Verringerung der im Mittel durch Abregelung ausfallenden Energie nach Gleichung (4) um den Faktor f_{MWE} (hier: $f_{MWE} = 0,40$) auf weniger als 20 % der jährlich abregelbaren Energie (3 %):

- $E_{AR} = 19,3 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 9,6 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 110 kV.

Energieausfall durch Abregelung bei schrittweisem Windenergieausbau

Das oben genannte Beispiel wird nun modifiziert, indem für einen Planungszeitraum von 30 Jahren berücksichtigt wird, dass die im Endausbau abzuführende Leistung des Windenergiegebiets \hat{P}_{WP} nach 10 Jahren erst zur Hälfte und erst nach 15 Jahren vollständig installiert ist.

Damit ist über die ersten 10 Jahre bei gleichmäßig voranschreitender Installation von einer mittleren Höchstleistung von $0,25 \cdot \hat{P}_{WP}$ auszugehen, was zu folgender jährlich abzuregelnder Energie führt:

- $E_{AR} = 12,1 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 6,0 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 110 kV.

In den nachfolgenden 5 Jahren ist im Mittel von einer installierten Höchstleistung

von $0,75 \cdot \hat{P}_{WP}$ auszugehen, woraus sich ergibt

- $E_{AR} = 36,2 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 18,1 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP,max}$ für 110 kV.

Für die anschließenden 15 Jahre gilt

- $E_{AR} = 48,2 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 24,1 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 110 kV.

Der über 30 Jahre berechnete Mittelwert wird dann

- $E_{AR} = 34,2 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 380 kV
- $E_{AR} = 17,1 \text{ h/a} \cdot \hat{P}_{WP}$ für 110 kV.

Der nur allmählich fortschreitende Ausbau des Windenergiegebiets vermindert demnach die im Planungszeitraum jährlich abzuregelnde Energie im Vergleich zur vereinfachten Berechnung um rund 29 %. Absolut liegen die jährlich abzuregelnden Energien, bezogen auf die erzeugte Energie, bei nur

- $0,40 \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 34,2 \text{ h} / (0,40 \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 8760 \text{ h}) = 0,39 \text{ %/a}$ für 380 kV
- $0,40 \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 17,1 \text{ h} / (0,40 \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 8760 \text{ h}) = 0,19 \text{ %/a}$ für 110 kV.

Erhöhung der gesicherten Übertragungsleistung durch störfallorientierte Abregelung

Wie in [1, 4, 5] gezeigt, stehen Hoch- und Höchstspannungs-Übertragungsleitungen durchschnittlich je 100 km nur maximal rund 1 % des Jahres ungeplant nicht zur Verfügung – zuzüglich geplanter Wartungsarbeiten, die grundsätzlich aber in lastschwächere Zeiten gelegt werden können. Wird nun für »einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze« [3] die Möglichkeit der Abregelung von Windenergie primär bei Leitungsstörungen genutzt, so kann dadurch möglicherweise sehr viel mehr Netzausbau eingespart werden als durch eine pauschale

Abregelung von Windenergiespitzen. Dies gilt vor allem dann, wenn die maximale Erzeugung der Windenergieanlagen zu sehr ähnlichen Zeitpunkten anfällt.

Normalerweise wird der Netzbetreiber eine »Standard«-Lösung vorsehen, bei der diese Höchstlast über zwei Stromkreise ($n - 1$)-sicher abgeführt wird – üblicherweise mit einem Freileitungsdoppelsystem zum Beispiel mit Viererbündel, beispielsweise mit Donaumastbild nach **Bild 2**.

Wenn auf der Strecke Zwischenverkabelungen erforderlich sind, plant der Netzbetreiber diese bisher zur Realisierung der Freileitungs-Übertragungsleistung von zum Beispiel 2 x 1 800 MVA in einer »Standard«-Ausführung wie in **Bild 3a** gezeigt mit vier 380-kV-Kabelsystemen in Einebenenordnung. Dies ergibt eine Trassenbreite von 40 m in der Bauphase und von rund 21 m im Betrieb [6]. Dass eine solche Kabeltrasse extrem aufwendig ist und in engeren Trassenbereichen gar nicht realisiert werden kann, ist offensichtlich.

Alternativ zur Ausführung nach **Bild 3a** ergeben sich bei einer Trassenplanung mit Berücksichtigung einer störfallorientierten Abregelung stark aufwandsverringerte Varianten nach **Bild 3b** mit zwei Kabelsystemen und Übertragungsleistungen nach **Tafel 1**. Diese Varianten werden im Folgenden erläutert und diskutiert.

Basisgedanke ist dabei, dass beim Ausfall eines der beiden Kabelsysteme in **Bild 3b** über die Ausfalldauer dieses Kabels die Einspeiseleistung der EE-Erzeugungsanlagen in der erforderlichen Höhe – also maximal um die Nennleistung des ausgefallenen Kabels – abgeregelt wird. Wie unten gezeigt, wird durch diese Maßnahme die Abregelungsgrenze von 3 % bei Weitem nicht erreicht.

	Übertragungsleistungen in MVA	
	Al-Leiter 2500 mm ²	Cu-Leiter 2500 mm ²
a) ohne störfallorientierte Abregelung, Einebenenordnung in zwei Gräben	2 080	2 540
b) mit störfallorientierter Abregelung		
b1) Einebenenordnung in zwei Gräben	2 150	2 625
b2) Einebenenordnung in einem Graben	2 022	2 470
b3) Dreiecksanordnung in einem Graben	1 808	2 194

Tafel 1. Übertragungsleistungen unterschiedlicher Verkabelungsarten nach Bild 3:

- a) Systemabstand $s_s = 2,10 \text{ m}$; Achsabstand $s_c = 0,60 \text{ m}$
- b) Systemabstand $s_s = 1,25 \text{ m}$
- b1, b2) Achsabstand $s_c = 0,50 \text{ m}$
- b2, b3) Systemabstand $s_s = 0,50 \text{ m}$

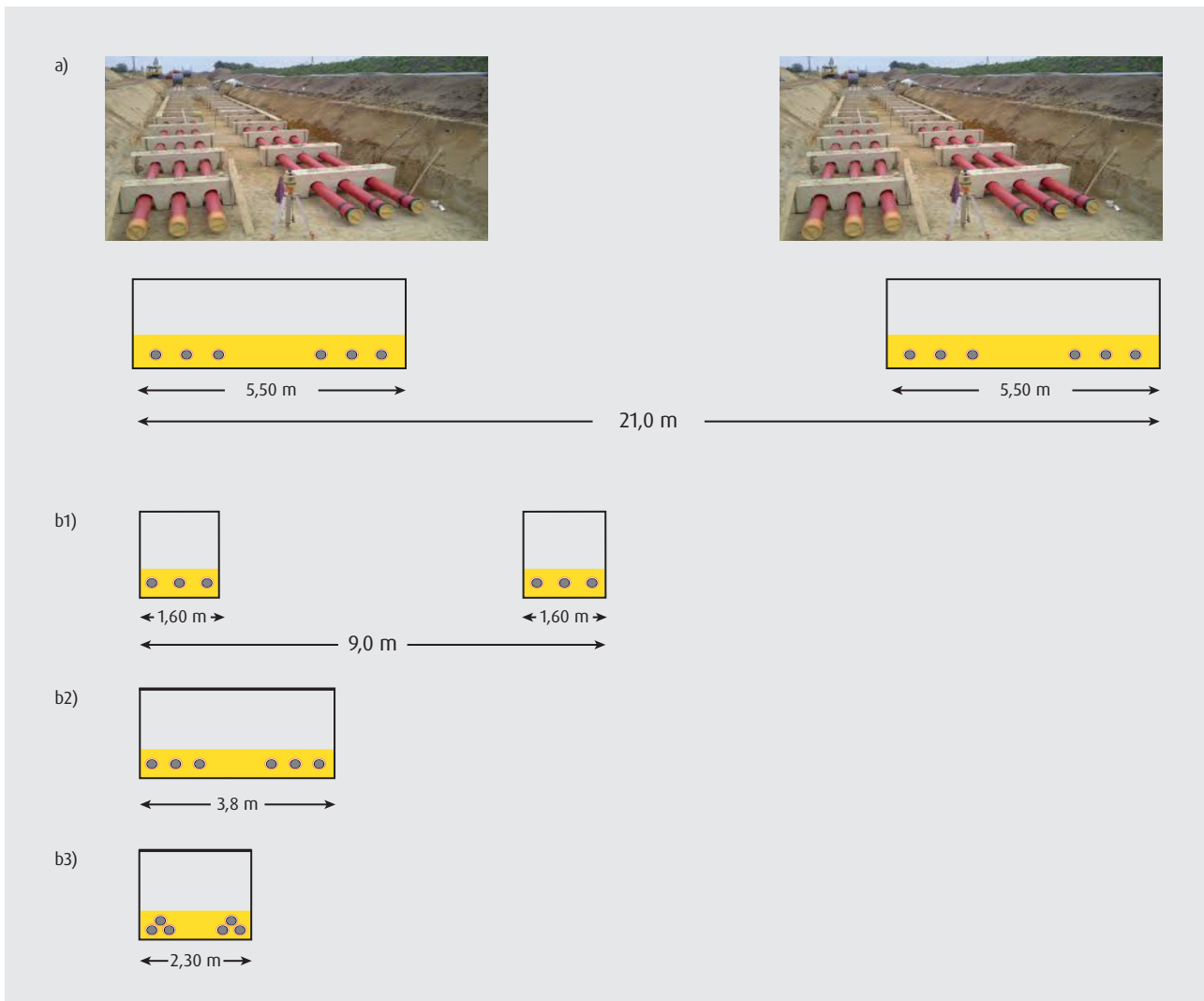


Bild 3. Trassenbreiten unterschiedlicher Verkabelungsarten
 a) ohne störfallorientierte Abregelung, Einebenenordnung in zwei Gräben
 b1) mit störfallorientierter Abregelung, Einebenenordnung in zwei Gräben
 b2) mit störfallorientierter Abregelung, Einebenenordnung in einem Graben
 b3) mit störfallorientierter Abregelung, Dreiecksanordnung in einem Graben

Durch eine störfallorientierte Abregelung werden für eine Zwischenverkabelung einer 380-kV-Freileitung nicht mehr vier Kabelsysteme benötigt, es reichen zwei Kabelsysteme aus.

Tafel 1 zeigt die gesicherten Übertragungsleistungen unterschiedlicher Verkabelungsarten (Belastungsgrad 0,80; Legetiefe 2,0 m; thermisch stabilisierter Graben). Je enger die Kabel angeordnet werden, desto niedriger wird die Übertragungsleistung, weil die Wärme schlechter abgeführt werden kann.

Kabel mit Kupferleitern haben eine rund 20 % höhere Übertragungsleistung als solche mit Aluminiumleitern, sind aber deutlich teurer.

Kabelbemessung

Im Folgenden wird ein Fall betrachtet, bei dem die jährlich abregelbare Energie

$E_{AR,max}$ durch die Kabelausfälle überschritten wird. Dies könnte zum Beispiel gegeben sein, wenn die geplanten Abschaltungen der Kabel nicht in unkritische Betriebsphasen, sondern ebenfalls in Starkwindphasen gelegt werden. Hierzu sind als Beispiel folgende Größen angenommen:

- Trassenlänge $l = 55$ km
- jährliche Nichtverfügbarkeit $r = 3,0 \text{ \%} / (100 \text{ km} \cdot a)$.

Jedes Kabelsystem hat nun die Übertragungsleistung

$$P_{Kab} = p \cdot \hat{P}_{WP} \quad (\text{mit } p > 0,50) \quad (5)$$

Es folgt die jährliche Nichtverfügbarkeit eines der beiden Kabelsysteme zu

$$T_{NV} = 2 \cdot r \cdot \bar{I} \cdot 8760 \text{ h} = 6 \text{ \%} \cdot 0,55 \cdot 8760 \text{ h/a} = 289,1 \text{ h/a} \quad (6)$$

während das verbleibende Kabelsystem die Leistung $P_{Kab} = p \cdot \hat{P}_{WP}$ übertragen kann. Wird die bei Störungen in Vollwindphasen ausfallende Energie E_{Aus} gleich der jährlich abregelbaren Energie gesetzt, so folgt

$$E_{Aus} = T_{NV} \cdot \hat{P}_{WP} \cdot (1 - p) = E_{AR,max} = 0,03 \cdot f_{MWE} \cdot \hat{P}_{WP} \cdot 8760 \text{ h} = 105,0 \text{ h} \cdot \hat{P}_{WP} \quad (7)$$

Aus Gleichung (7) ergibt sich die zu wählende Kabelbelastbarkeit zu

$$p = 1 - 0,03 \cdot f_{MWE} \cdot 8760 \text{ h} / T_{NV} = 1 - 0,03 \cdot f_{MWE} / (2 \cdot r \cdot \bar{I}) = 1 - 105,0 \text{ h} / 289,1 \text{ h} = 0,64 \quad (8a)$$

beziehungsweise

$$P_{Kab} = p \cdot \hat{P}_{WP} = 0,64 \cdot \hat{P}_{WP} \quad (8b)$$

Beispiel

550 MW sollen unter Berücksichtigung einer möglichen Abregelung $(n - 1)$ -sicher mit zwei Kabelsystemen übertra-

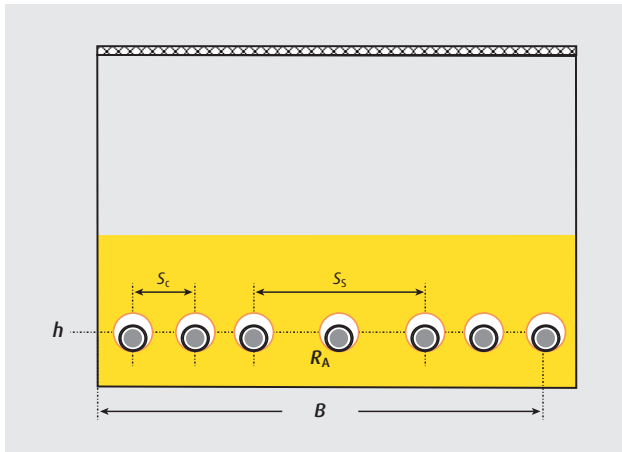


Bild 4. Zwei Kabelsysteme in Einbenen-Anordnung mit Reservekabel (RA)



Bild 5. Übergangsmast für zwei 110-kV-Systeme

gen werden. Mit den gewählten Daten müssen die Kabel hierzu nach Gleichung (8b) jeweils eine Belastbarkeit von $0,64 \times 550 \text{ MW} = 352 \text{ MW}$ aufweisen.

Die Rechnung wird noch günstiger, wenn berücksichtigt wird, dass bei einer Anordnung der Kabel entsprechend **Bild 2** in einem gemeinsamen Graben bei Ausfall des einen das andere Kabel rund 10 % mehr Leistung übertragen kann als beim Betrieb beider Kabel. Aus Gleichung (7) wird dann:

$$E_{\text{Aus}} = T_{\text{NV}} \cdot \hat{P}_{\text{WP}} \cdot (1 - 1,10 \cdot p) = 0,03 \cdot f_{\text{MWE}} \cdot \hat{P}_{\text{WP}} \cdot 8760 \text{ h} = 105,0 \text{ h} \cdot \hat{P}_{\text{WP}} \quad (9)$$

$$p = (1 - 0,03 \cdot f_{\text{MWE}} \cdot 8760 \text{ h} / T_{\text{NV}}) / 1,10 = 0,64 / 1,10 = 0,58 \quad (10a)$$

und

$$P_{\text{Kab}} = p \cdot \hat{P}_{\text{WP}} = 0,58 \cdot \hat{P}_{\text{WP}} \quad (10b)$$

Die beiden Kabel müssen also nur noch für eine Übertragungsleistung von je 319 MW ($0,58 \times 550 \text{ MW}$) statt 352 MW ausgelegt werden.

Anwendung des PowerTubes-Prinzips

Im Folgenden wird die Möglichkeit einer Kabelauslegung nach dem PowerTubes-Prinzip diskutiert [7, 8]. Hierzu wird aufgrund der vielfältigen Vorteile nicht nur eine Rohrverlegung der Kabel gewählt, sondern es wird den beiden Kabelsystemen zum Beispiel in einer Einbenenanordnung nach **Bild 3b2** ein Reservekabel zugeordnet, auf das im Fehlerfall an den Kabelenden mit Hilfe von Trennschaltern umgeschaltet werden kann (**Bild 4**).

Bei normaler Erdverlegung und ohne Reservekabel ist bei einer Nichtverfügbarkeitsrate von $r = 1,0 \text{ \%}/(100 \text{ km} \cdot \text{a})$ eines 100 km langen Kabelsystems (ungeplante Ausfälle; Reparaturdauer $t_{\text{Rep}} = 600 \text{ h}$)

von einer Fehlerrate von $h_{15} = 0,146 / (100 \text{ km} \cdot \text{a})$ auszugehen. Hieraus ergibt sich die jährliche Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems mit der bezogenen Trassenlänge $\bar{T} = l/100 \text{ km}$ zu

$$T_{\text{NV15}} = r \cdot \bar{T} \cdot 8760 \text{ h} = h_{15} \cdot \bar{T} \cdot t_{\text{Rep}}$$

oder

$$T_{\text{NV15}} = 87,6 \text{ h/a} \cdot \bar{T} \quad (11)$$

Gleichung (12) in **Tafel 2** beschreibt die Nicht-Verfügbarkeit eines von n_s Kabelsystemen bei Berücksichtigung eines Reservekabels (PowerTubes-Prinzip). Hierzu wird angenommen, dass ein erster Fehler durch Abschalten des defekten Kabels und Umschalten auf das Reservekabel neutralisiert wird ($t_U =$ Umschaltzeit) und dass während der Reparaturdauer t_{Rep} ein zweiter Fehler auftritt, der zum Abschalten eines der beiden Kabelsysteme über die Reparaturdauer t_{Rep} führt.

Mit Gleichung (12) und $n_s = 2$, einer Dauer der (händischen) Umschaltung von $t_U = 8 \text{ h}$ und einer Reparaturdauer von $t_{\text{Rep}} = 600 \text{ h}$ [4] ergibt sich eine jährliche Nicht-Verfügbarkeit eines Kabelsystems von $4,1 \text{ h/a}$. Wird durch Automatisierung mit Hilfe von Trennschaltern eine verkürzte Umschaltedauer zum Beispiel von $t_U = 5 \text{ min}$ ermöglicht, so verringert sich die jährliche Nicht-Verfügbarkeit des Kabelsystems weiter auf $1,8 \text{ h/a} \cdot \bar{T}$. Dies bedeutet, dass durch den Einsatz eines Reservekabels die Nicht-Verfügbarkeit der Kabelsysteme in **Bild 4** um einen Faktor von rund 50 verringert wird.

Die zuvor bestimmten, durch Abregelung bewirkten Energieausfallraten (für eine Trassenlänge von 55 km) von rund $0,4 \text{ \%}/\text{a}$ bei 380 kV und von rund $0,2 \text{ \%}/\text{a}$ bei 110 kV verringern sich damit auf eine vernachlässigbare Größe von rund $0,08 \text{ \%}/\text{a}$ bei 380 kV beziehungsweise auf rund $0,04 \text{ \%}/\text{a}$ bei 110 kV .

Anwendungsbeispiele

Mittleres Windenergiegebiet

Es soll die Höchstlast eines Windenergiegebiets von $\hat{P}_{\text{WP}} = 550 \text{ MW}$ über eine Entfernung von 55 km übertragen werden. Bei $(n - 1)$ -sicherer Auslegung mit zwei Kabelsystemen, von denen jedes diese Leistung abdeckt, kommen in einer Anordnung nach **Bild 3b3** zwei VPE-isolierte 380-kV -Kabelsysteme A2XS(FL)2Y mit Aluminiumleitern $6 \times 1 \times 1200 \text{ mm}^2$ infrage (Systemabstand der in gebündelten Kunststoffrohren verlegten Systeme $s_s = 1,25 \text{ m}$; Grabenbreite (Sohle) $B = 2,30 \text{ m}$; Legetiefe $2,0 \text{ m}$; Belastungsgrad $0,80$; Übertragungsleistung über 55 km , mit beidseitiger Kompensation rund $2 \times 570 \text{ MVA}$).

Wird das Planungsinstrument der störfallorientierten Abregelung eingesetzt, kann die Übertragungsaufgabe bei derselben Legeanordnung mit zwei VPE-isolierten 110-kV-Kabelsystemen A2XS(FL)2Y mit Aluminiumleitern 6 x 1 x 2 500 mm² (Übertragungsleistung 2 x 256 MVA; bei Ausfall eines Systems 1 x 282 MVA) gelöst werden.

Nachteilig an der 380-kV-Lösung sind die um rund 30 % höheren Kosten für die Kabelverbindung sowie – wenn Zwischenverkabelungen von 380-kV-Freileitungen vorgesehen sind – die Notwendigkeit, je Kabelabschnitt jeweils zwei 380-kV-Übergangsfelder mit entsprechendem Platzbedarf und entsprechenden Zusatzkosten zu realisieren.

Bei der weitaus kostengünstigeren 110-kV-Lösung können die Übergänge von der Freileitung auf die Kabelsysteme auf Übergangsmasten nach **Bild 5** realisiert werden. Dies verringert den Gesamtaufwand nochmals erheblich, und die Akzeptanz der Installation steigt. Ein weiterer Vorteil ist die Halbierung der jährlich abzuregelnden Energie von rund 0,4 %/a bei 380 kV auf nur 0,2 %/a bei 110 kV.

Schrittweiser Ausbau eines großen Windenergiegebiets

Es soll ein großes Windenergiegebiet mit einer Höchstlast von 1 500 MVA im Endausbau entsorgt werden. Zum zeitlichen Verlauf des Ausbaus gelten die oben genannten Annahmen.

Wird die Höchstlast von $P_{WP}^{\wedge} = 1\,500$ MVA über zwei Stromkreise ($n - 1$)-sicher abgeführt, wird der Netzbetreiber als »Standard«-Lösung ein Freileitungs-Doppelsystem zum Beispiel mit Viererbündeln vorsehen, beispielsweise mit Donaumastbild nach **Bild 2** (Grenzleistung rund 2 x 1 800 MVA für Al/St-Seile 2 x 3 x 4 x 264/34).

Wenn auf der Strecke Zwischenverkabelungen erforderlich sind, plant der Netzbetreiber diese bisher in einer »Standard«-Ausführung entsprechend **Bild 3a** mit vier 380-kV-Kabelsystemen (zum Beispiel mit aufwendigen Kupferleitern 6 x 1 x 2 500 mm²) in Einebenenanordnung. Dabei ergibt sich eine Trassenbreite von über 40 m in der Bauphase und von rund 20 m im Betrieb [6].

Alternativ soll bei der Planung die Möglichkeit der störfallorientierten Abregelung in Betracht gezogen werden: Benötigt werden hierbei nur zwei Systeme von 380-kV-VPE-Einleiterkabeln A2XS(FL)2Y mit Aluminiumleitern 6 x 1 x 2 500 mm² (Systemabstand der in gebündelten

Nicht-Verfügbarkeit

$$T_{NV} = n_s \cdot h_{1s} \cdot \bar{T} \cdot \left[\underbrace{t_U}_{1. \text{ Fehler}} + \underbrace{(n_s - 1) \cdot (h_{1s} \cdot a)}_{2. \text{ Fehler}} \cdot \frac{t_{Rep}}{8760h} \cdot t_{Rep} \right] = 4,1 \frac{h \cdot \bar{T}}{a} \quad (12)$$

Tafel 2. Berechnung der Nicht-Verfügbarkeit eines von n_s Kabelsystemen bei Berücksichtigung eines Reservekabels (PowerTubes-Prinzip)

Kunststoffrohren verlegten Systeme $s_5 = 1,25$ m; Legetiefe 2,0 m; Belastungsgrad 0,80 – **Bild 3b3**). Die Grabenbreite (Sohle) beträgt nur $B = 2,30$ m bei einer Übertragungsleistung von rund 2 x 904 MVA. Beim Ausfall eines Systems kann das verbleibende Kabelsystem rund 1 012 MVA übertragen. Nach den vorangegangenen Ausführungen wird damit eine Übertragungsleistung von rund 1 808 MVA abgedeckt. Die im statistischen Mittel erforderliche jährliche Abregelung der erzeugten Energie beträgt nach den obigen Ausführungen nur rund 0,4 %/a.

Wird das PowerTubes-Prinzip mit Einsatz eines umschaltbaren Reservekabels ([7, 8]; Mehrkosten im Beispiel rund 7,5 %) zum Beispiel in einer Einebenenanordnung nach **Bild 4** angewendet, so beträgt die Übertragungsleistung des Doppelsystems nach **Tafel 1** rund 2 022 MVA (sie kann durch Einsatz von Kupferleitern auf rund 2 470 MVA gesteigert werden). Durch das Reservekabel wird die Nicht-Verfügbarkeit der Kabelsysteme um einen Faktor von rund 50 verringert (siehe [8]) und damit die abzuregelnde Energie vernachlässigbar gering.

Bei einer solchen Erzman-Planung können bei der Freileitungslösung zwar leichtere Leiterseile eingesetzt werden, wodurch die Installationskosten aber nur geringfügig und die Trassenabmessungen gar nicht vermindert werden. Dies würde im vorliegenden Beispiel nur durch einen Wechsel der Übertragungsspannung gelingen.

Kostenvergleich

Abschließend soll eine vergleichende Kostenschätzung vorgenommen werden. Zu den Basisdaten wie aktuelle Kosten für Kabel, Garnituren, Montage, Erdarbeiten, Prüfung, Übergangsfelder, Kompensationsdrosseln sei auf [1] verwiesen. Die Kosten der Standard-Freileitung (2 x 1 800 MVA) werden nach aktuellen Angaben eines Netzbetreibers [10] zu 2,0 Mio. €/km angenommen. Die Standard-Kabeltrasse nach **Bild 3a** liegt nach [6] in den Kosten um einen Faktor 6 höher als die Freileitung.

Die roten Balken in der **Bild 6** zeigen die Installationskosten für Freileitungstrassenbereiche, die grünen Balken diejenigen für die Kabeltrassenbereiche (einschließlich Übergangsfeldern, Kompensation etc.). Es wird davon ausgegangen (zweiter Balken links), dass auf der Freileitungstrasse über 10 % eine Zwischenverkabelung (nach **Bild 3a**) vorgenommen werden muss. Die Kosten dieser Standard-Trasse mit 10-prozentiger Zwischenverkabelung werden als 100 %-Basis des Vergleichs angenommen. Der dritte Balken gibt den Fall einer 50-prozentigen Teilverkabelung in Standard-Ausführung wieder.

Dem gegenübergestellt sind zwei Varianten der Planung mit störfallorientierter Abregelung (Erzman): eine Vollverkabelung der dann um einen Umwegfaktor von 1,2 verkürzten Trasse sowie eine 50-prozentige Teilverkabelung, beides entsprechend **Bild 3b3**. Die abzuregelnde Energie beträgt in diesem Fall

$$E_{AR} = 2 \cdot r \cdot f_{MWE} \cdot (P_{WP}^{\wedge} / 2) \cdot 8\,760\,h = 2 \cdot 0,4\% / a \cdot 0,4 \cdot 750\,MVA \cdot 8\,760\,h = 21\,024\,MVAh/a \quad (13)$$

Wird diese mit 0,06 €/kWh bewertet, so entstehen durch Abregelung jährliche Kosten von rund 1,26 Mio. €/a. Mit einem internen Zinssatz von $p = 5,0$ % und einer Teuerungsrate der Energiekosten von $t_v = 2,0$ % ergibt sich über 30 Jahre ein Barwertfaktor von 19,75 und damit kapitalisierte Energiekosten von rund 24,9 Mio. €. Diese Kosten sind (in blau) ebenfalls in **Bild 6** wiedergegeben. Es wird deutlich, dass selbst eine Vollverkabelung – einschließlich der Kosten der abzuregelnden Energie – mit dem hier beschriebenen Planungsansatz nahezu kostengleich mit der Standard-Trasse mit 10-prozentiger Zwischenverkabelung ist. Eine 50-prozentige Teilverkabelung mit dem hier beschriebenen neuen Planungsansatz und dem dadurch verkürzten Trassenverlauf ist spürbar günstiger als die Standard-Trasse mit einer 10-prozentigen Teilverkabelung und liegt in den Kosten nur geringfügig höher als die reine Freileitungslösung.

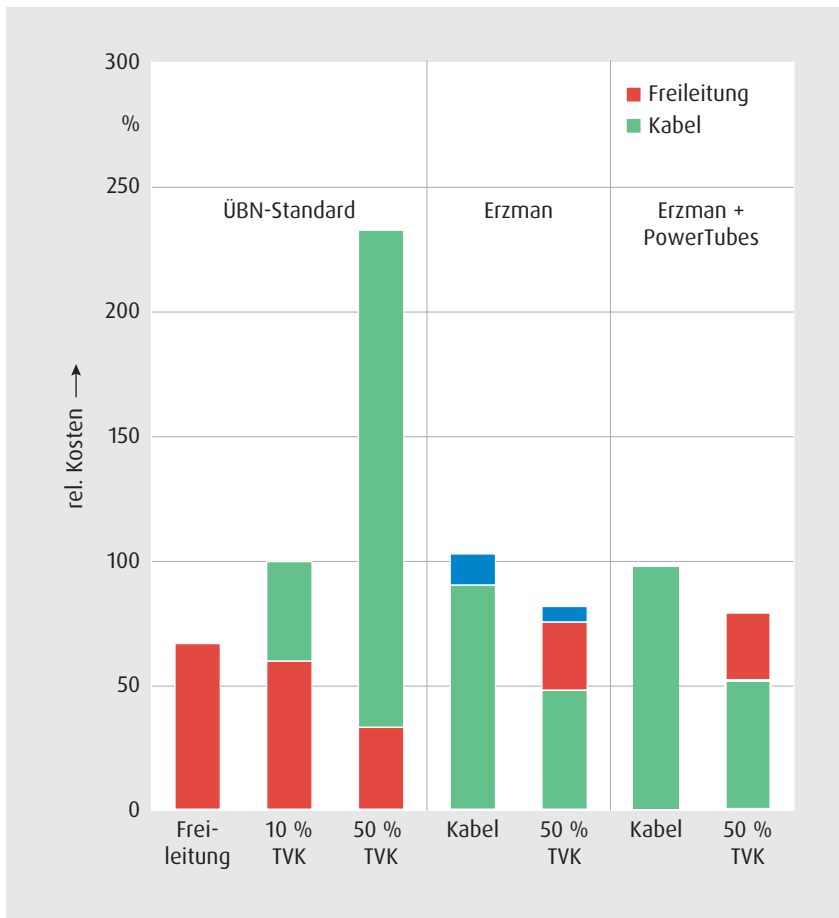


Bild 6. Relative Kosten eines Übertragungssystems als Freileitungstrasse (rot), als Kabeltrasse (grün) oder als Teilverkabelung (TVK): links: drei Standardtrassen mit unterschiedlichem Teilverkabelungsanteil; Trassenbreite vgl. Bild 3a; >1800 MVA; (n – 1)-gesichert
Mitte: Trassenentwurf für 1808 MVA, gesichert durch störfallorientierte Abregelung (Erzman); Grabenbreite $B = 2,30$ m (Bild 3b3)
rechts: Trassenentwurf mit Erzman- und PowerTubes-Auslegung für 2020 MVA; Grabenbreite $B = 3,80$ m (Bild 4)
blau: Energiekosten durch Abregelung

Die beiden rechten Balken in **Bild 6** zeigen die Kosten einer PowerTubes-Ausführung der Kabelanlage in Einebenenordnung entsprechend **Bild 4** mit einem Reservekabel. Die Investitionsmehrkosten für diese Ausführung liegen im vorliegenden Fall um rund 7,5 % höher als im Fall ohne Reservekabel, während die Gesamtkosten (einschließlich Energiekosten) sogar verringert werden. Zu erkennen ist, dass bei dieser Ausführung selbst eine Vollverkabelung zu einer günstigeren Lösung führt als die bisherige Standard-Variante. Eine 50-prozentige Teilverkabelung mit hierdurch verkürztem Trassenverlauf liegt in den Kosten nur geringfügig höher als die reine Freileitungslösung. Die Kosten für die Abregelung betragen hierbei nur noch rund 27 000 €/a (über 30 Jahre rund 0,53 Mio. €) und sind damit zu vernachlässigen.

Die Nachteile einer solchen Abregelung sind demnach gering. So liegt die jährlich abzuregelnde Energie bei Übertragung

mit zwei Stromkreisen und Trassenlängen bis 100 km im statistischen Mittel nur bei 0,2 bis 0,6 %/a des möglichen Ertrags, also weitaus niedriger als vom Gesetzgeber vorgesehen. Wird für eine Zwei-System-Kabelanlage eine PowerTubes-Ausführung gewählt [7, 8], wird also gegen geringfügig höhere Investitionskosten zusätzlich ein an den Kabelenden umschaltbares Reservekabel eingesetzt, verringern sich die Nichtverfügbarkeitszeiten der beiden Kabelsysteme gegenüber einer konventionellen Lösung um einen Faktor von rund 50, sodass bei verminderten Gesamtkosten die abzuregelnde Energiemenge vernachlässigbar gering wird.

Folgerungen

Laut Energiewirtschaftsgesetz [3] gilt für den Transport von Strom aus erneuerbaren Energien: »Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau

der Elektrizitätsversorgungsnetze ... können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung ... aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf (Spitzenkappung).« Wird dieser Planungsgrundsatz auf die Ausfallsituation der Energieübertragungssysteme bezogen, ergeben sich bei deren Auslegung erhebliche Potentiale zur Reduzierung des Aufwands. Dies wurde an Beispielen verdeutlicht, vor allem für die Möglichkeiten einer adäquaten Auslegung von Kabeltrassen. Die Möglichkeit einer geringfügigen Abregelung zur Verringerung des Netzausbaus ist derzeit auf Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaik limitiert. Es sollte geprüft werden, diese Möglichkeit auf Offshore-Windenergieanlagen auszuweiten

Die bei 380-kV-Teilverkabelungen notwendigen Übergangsfelder Freileitung/Kabel werden durch die verringerte Kabelanzahl deutlich verkleinert, sodass auch hier eine verbesserte Akzeptanz zu erwarten ist. Besonders die im PowerTubes-Förderprojekt [7] vorgeschlagenen unterirdischen Übergangsfelder in Kompaktbauweise mit schneller Umschaltmöglichkeit der Reservekabel können sehr platzsparend und beeinflussungsarm realisiert werden. Die verminderte Zahl von Kabeln verringert nicht nur die dielektrischen Verluste, sondern sie halbiert vor allem auch die kapazitive Belastung des Netzes, die mit zunehmendem Verkabelungsgrad unter Stabilitätsaspekten kritisch gesehen werden muss. Die kritische Länge von Teilverkabelungen im Netz kann unter diesem Aspekt verdoppelt werden.

Durch Anwendung des Planungsgrundsatzes eines Erzeugungsmanagements ergeben sich für Übertragungssysteme zum Transport erneuerbarer Energien – vor allem mit Verkabelungen oder Teilverkabelungen – neue, aufwandsminimierte Realisierungsmöglichkeiten mit stark verringertem Trassenbedarf und erheblich reduzierten Kosten. Dies lässt eine erhöhte Akzeptanz erwarten und bietet neue Lösungen auch in schwierigen Trassenbereichen. Die Kombination dieses Planungsansatzes bei der Kabelauslegung mit dem PowerTubes-Prinzip des Einsatzes von Reservekabeln ergibt nicht nur geringere Gesamtkosten, sondern verringert die Nicht-Verfügbarkeit der Kabelsysteme entscheidend, und die abzuregelnde Energie wird vernachlässigbar gering.

Literatur

- [1] Brakelmann, H.; Jarass, L. J.: Studie Ostküstenleitung (Leitungsverbindungen UW Göhl – UW Lübeck und UW Siems – UW Lübeck). Studie im Auftrag des Kreises Ostholstein, 2017.
- [2] BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bonn, 19. Dezember 2014.
- [3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), § 11 Abs. 2 S. 1.
- [3a] Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12, Abschlussbericht. E-bridge, IAEW, Offis. Studie im Auftrag des BMWi, Berlin, 12. September 2014, S. 76. www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf.
- [3b] BNetzA: Bedarfsermittlung 2017 – 2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn, 22. Dezember 2017.
- https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf.
- [4] Cigre WG B1-10. Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems. Cigre-Report, Mai 2009.
- [5] Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Berichtsjahr 2016. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Frankfurt am Main, 2017.
- [5a] Hofmann, L., et al.: BMU-Studie, 2012.
- [6] Gehlen, Ch.: Netzausbau: Zwischenverkabelung in Raesfeld (Pilotprojekt). Vortrag Forum Netzbau und Netzbetrieb, Frankfurt am Main, Mai 2015.
- [6a] Jarass, A.; Jarass, L. J.: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite. BoD, 2016. www.jarass.com.
- [7] PowerTubes-Gruppe: Entwicklung eines beeinflussungsarmen Zwischenverkabelungssystems mit minimalem Trassenbedarf und maximaler Verfügbarkeit – PowerTubes. Abschlussbericht zum BMWi-Förderungsprojekt 03ET7513, 2014-2016. nkt cables, Köln, 2017.
- [8] Brakelmann, H.: Drehstrom-Netzausbau durch Minimaltrassen mit Notbetriebskühlung. ew 11/2017, S. 46 – 55.
- [9] Brakelmann, H.: Trassenoptimierung mit Windenergie-Störungsmanagement. ew 20/2006, S. 14 – 18.
- [10] Darstellung und Auswahl von technischen Alternativen und räumlichen Varianten. 380-kV-Ostküstenleitung; Abschnitt Raum Lübeck – Siems und Raum Lübeck – Göhl. Konsultationsbericht zum Dialogverfahren an der geplanten Ostküstenleitung. Tennet TSO, Bayreuth, Juli 2015.

>> Prof. Dr.-Ing. habil.
Heinrich Brakelmann,
BCC Cable Consulting, Rheinberg
Prof. Dr. **Lorenz J. Jarass**,
ATW GmbH, Wiesbaden

>> heinrich.brakelmann@uni-due.de
mail@atw-forschung.de

>> www.bcc-cableconsulting.com
www.atw-forschung.de

Anzeige

EW-Fachtagung Energie

Mainzer Netztagung 2018

5. bis 6. Juni 2018, Dorint Pallas in Wiesbaden



Dieses Jahr
in Wiesbaden

Wissen ist unsere Energie.

Programmschwerpunkte sind:

- Herausforderungen der flexiblen Verteilnetze
- Elektromobilität – Alternativen für ÖPNV und Einspeisung ins Netz
- Was gibt es Neues zu Smart Meter und Smart City?
- Jetzt richtig handeln: Vorbereitungen und Innovationen für die Energiewende

Kontakt:
Alexandra Schläffer
Telefon 0 30.28 44 94-175
Telefax 0 30.28 44 94-170
E-Mail alexandra.schlaeffer@ew-online.de

Besuchen Sie uns unter
www.ew-online.de/mnt18




Inklusive
attraktiver
Fachausstellung

EW Medien und Kongresse
Reinhardtstraße 32 | 10117 Berlin



Medien und Kongresse