



Anna und Lorenz JARASS

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

| | |
|--|-----|
| Übersicht | 4 |
| Inhaltsverzeichnis | 7 |
| Teil I : Stromverbrauch und Stromproduktion | 12 |
| 1 Zukünftige Stromversorgung in Deutschland..... | 13 |
| 2 Wachsende Stromüberschüsse und Stromdefizite | 25 |
| 3 Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion | 43 |
| 4 Reservekraftwerksbedarf gemäß Bundesnetzagentur | 65 |
| Teil II : Stromtransport..... | 78 |
| 5 Stromnetz | 79 |
| 6 Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport | 93 |
| 7 Regionale Netzplanung | 110 |
| 8 Überregionale Netzplanung: Netzentwicklungsplan 2025 | 120 |
| Anhang..... | 140 |
| Fußnoten..... | 156 |
| Quellen..... | 163 |

6 Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

Zur Darstellung von technischen Zusammenhängen werden folgende vereinfachende Begriffe verwendet:

- Stromtransportbedarf bezeichnet den für eine sichere Stromversorgung erforderlichen Stromtransport¹⁷⁰.
- Zulässiger Stromtransport bezeichnet den maximal möglichen Stromtransport durch eine Stromleitung, elektrotechnisch als maximale Übertragungsleistung bezeichnet.

Maßnahmen zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport werden in drei Gruppen eingeteilt:

- Maßnahmen zur Reduzierung des Stromtransportbedarfs.
- Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports **ohne** Leitungsneubau.
- Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports **mit** Leitungsneubau.

Eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports kann auf allen Spannungsebenen je nach Bedarf in drei aufeinanderfolgenden Stufen mit jeweils höherem Kostenaufwand erreicht werden:

- Netzoptimierung des bestehenden Systems, z.B. durch Behebung von Engpässen im Umspannungsbereich, besseres Abstimmen vorhandener Leitungssysteme, Regelung des Lastflusses mittels Querregler etc.
- Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, insbesondere von Freileitungen, indem z.B. konventionelle Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit dem später in Kap. 6.2.1 näher beschriebenen Leiterseiltemperaturmonitoring.
- Neubau einer kompletten Stromleitung, deren Bau jedenfalls auf 110-kV-Niveau gesetzlich im Regelfall als Erdkabel vorgeschrieben¹⁷¹ und kostengünstig ausführbar ist. Auch für den Neubau von 380-kV-Trassen gibt es ab 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung¹⁷².

Dabei gilt¹⁷³:

- Vorrangig Netzoptimierung und Netzverstärkung.
- Neubau von Leitungen nur, falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen.

6.1 Reduzierung des Stromtransportbedarfs

6.1.1 Spitzenkappung

Das gesetzliche Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus bedeutet, dass für seltene kurze Spitzen der Stromproduktion kein Netzausbau erfolgen sollte.¹⁷⁴ Durch eine Spitzenkappung wird die Stromproduktion reduziert, sodass dann der Netzausbau deutlich reduziert werden kann.

(1) Spitzenkappung bei erneuerbarem Strom

Die Bundesnetzagentur hat Ende 2014 eine Berücksichtigung der Spitzenkappung der erneuerbaren Stromproduktion bei der Netzausbauplanung verbindlich vorgeschrieben: "Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet ... für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen", und zwar maximal je Anlage "um 3% der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge"¹⁷⁵. Diese "volkswirtschaftliche sinnvolle Erzeugungsspitzenkappung ... führt zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch erneuerbare) engpassfrei ist"¹⁷⁶, wie die Bundesnetzagentur ganz richtig schreibt.

Der Bayerische Energiedialog forderte im Januar 2015 eine stärkere Spitzenkappung und forderte zudem die Bundesregierung auf, für die Spitzenkappung "die rechtlichen Regelungen zur Netzentwicklungsplanung" anzupassen¹⁷⁷, wodurch die Vorgaben der Bundesnetzagentur rechtlich abgesichert würden.

(2) Spitzenkappung bei konventionellem Strom

Bei der Netzplanung wird nur bei erneuerbaren Kraftwerken eine Spitzenkappung berücksichtigt, nicht hingegen bei den konventionellen Kraftwerken, weil "auf der Stufe der Netzplanung kein Redispatch von Kraftwerken ... zur Vermeidung von Netzausbaubedarf"¹⁷⁸ berücksichtigt wird.

Haben konventionelle Kraftwerke auch dann einen Rechtsanspruch auf gesicherte Netzeinspeisung und Ferntransport, wenn sie zur Deckung des momentanen Stromverbrauchs in Deutschland nicht erforderlich sind¹⁷⁹, etwa unter Verweis auf den "internationalen Stromhandel"¹⁸⁰ oder ein generelles Recht auf "Befriedigung der Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität"¹⁸¹ oder "freie Standortwahl von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt"¹⁸²?

Ein unnötiger Betrieb von Kohlekraftwerken¹⁸³ ist konträr zu den gesetzlichen Zielsetzungen der Energiewende, wie sie in § 1 Abs. 1 EEG klar definiert sind:

- Klima- und Umweltschutz,
- nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung,
- Einbeziehung auch der langfristigen externen Effekte bei der angestrebten Reduzierung der sozialen Kosten der Energieversorgung,
- Schonung fossiler Energieressourcen.

Vor diesem Hintergrund ist die Frage von Bedeutung, wie diese Zielsetzungen, die auch in den entsprechenden EU-Regularien niedergelegt sind, erreicht werden können unter Beachtung des Zusammenspiels von EU-Verordnungen und EU-Richtlinien mit der deutschen Gesetzeslage gemäß Energiewirtschaftsgesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz und den dazu erlassenen Verordnungen.

Die Abregelung von konventionellen Kraftwerken als Mittel zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs wird von der Bundesnetzagentur ausdrücklich als Möglichkeit erwähnt:

- Eine Abregelung durch "Kapazitätseinschränkung an lastflussrelevanten Grenzen", insbesondere durch die ab 2019/20 vorgesehene "Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der Grenze DE – AT"¹⁸⁴, führt bei Berücksichtigung des Einspeisevorrangs des erneuerbaren Stroms ganz überwiegend zu einer Reduzierung der Kohlestromproduktion zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion und damit zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs.
- Letztlich führt eine derartige Kapazitätseinschränkung zu einem "Vermarktungsverbot für konventionelle Erzeugung"¹⁸⁵ bei drohender Netzüberlastung, also insbesondere bei unnötiger Kohlestromproduktion zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion.

Trotzdem bleibt bei der Netzentwicklungsplanung¹⁸⁶ die Möglichkeit einer Abregelung von konventionellen Kraftwerken unberücksichtigt. Dies führt zu einem unnötigen Leitungsausbau und zu unnötigen Kosten für den Stromverbraucher.¹⁸⁷

Nur bei der konkreten tageweisen Planung der einzelnen Bilanzkreise werden von den Übertragungsnetzbetreibern im Notfall (§ 13 EnWG), z.B. bei einem Leitungsempass, konventionelle Kraftwerke gegen Entschädigung abregelt.

Das Bayerische Energieprogramm fordert auch für neu installierte konventionelle Kraftwerke eine entschädigungslose Abregelungsmöglichkeit von "3% der jährlich erzeugten Energiemenge je Anlage ..., um eine Diskriminierung" der erneuerbaren Kraftwerke "zu vermeiden und den Vorrang der erneuerbaren Energien stärker zu berücksichtigen"¹⁸⁸.

6.1.2 Stromspeicher

Stromspeicher können sowohl bei Stromüberschuss als auch bei Stromdefizit die Stromproduktion vergleichmäßigen¹⁸⁹ und dadurch grundsätzlich den benötigten Leitungsausbau reduzieren. Andererseits ist für den Netzanschluss neuer Stromspeicher ein Netzausbau erforderlich. Ob durch Stromspeicher der Netzausbau verringert werden kann, muss also für jeden Einzelfall untersucht werden.

(1) Kurzfristige Stromspeicherung

Kurzfristige Stromspeicher¹⁹⁰ sind z.B. Pumpspeicherkraftwerke, regelbare Laufwasserkraftwerke und Batterien.

Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen eine kurzfristige Glättung der Stromproduktion im Minuten- und Stundenbereich und reduzieren dadurch grundsätzlich den Netzausbau. Allerdings müssen die Speicher an das überregionale Netz angebunden werden, was insbesondere in einer Re-

gion mit einer sehr hohen Pumpspeicherdichte, z.B. in der Region Südthüringen, den Leitungsbedarf erhöhen kann¹⁹¹, wie der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz betont: "Ja wir wissen, dass in Thüringen die Pumpspeicherdichte sehr groß ist. Das ist natürlich ein Thema. Der Betrieb von Pumpspeichern führt in bestimmten Zeitfenstern zu einer erhöhten Netzbelastung."¹⁹²

Die Pumpspeicherkraftwerke werden derzeit nicht von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben (was sinnvoll wäre), sondern von Dritten nach deren Bedürfnissen (in Ostdeutschland vom Braunkohlebetreiber Vattenfall).

Pumpspeicherkraftwerke liefern Regelenergie, die die Leitungen gerade in Hochlastphasen zusätzlich belasten können. So beklagt z.B. der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz in einer Stellungnahme das "kontraproduktive Verhalten des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal in Hochlastphasen auf die Auslastung der 380 kV Leitung Remptendorf – Redwitz, das zu Überlastsituationen führt"¹⁹³.

Die für den Stromausgleich in Deutschland geplante Nutzung norwegischer Stromspeicher¹⁹⁴ erfordert neue HGÜ-Leitungen durch die Nordsee. Von den beiden geplanten HGÜ-Verbindungen zu den Wasserspeichern nach Norwegen wird momentan nur NordLink mit 1,4 GW von Wilster im Raum Hamburg nach Tonstadt in Südnorwegen weiterverfolgt¹⁹⁵. NorGerLink mit 1,4 GW von Elsfleth an der Unterweser nach Kristiansand in Südnorwegen wurde u.a. wegen der Gefahr fehlender Wirtschaftlichkeit auf später verschoben.

Der für den Netzanschluss von Pumpspeicherkraftwerken erforderliche Netzausbaubedarf muss mit dem Netzausbaubedarf verglichen werden, der ohne den durch die Pumpspeicherkraftwerke ermöglichten Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion erforderlich wäre.

Im Gegensatz zu Pumpspeichern führen dezentrale Batteriestromspeicher immer zu einem verringerten Netzausbaubedarf. Gemäß einer Studie¹⁹⁶ im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums können dadurch alleine in Süddeutschland 100 Mio. € Netzausbaukosten gespart werden.

(2) Langfristige Stromspeicherung

Für eine langfristige Stromspeicherung wird bei Stromüberschuss z.B. mittels Strom erneuerbares Gas erzeugt (Power to Gas) und in das Gasversorgungssystem eingespeist.¹⁹⁷ Dabei können die bestehenden Gasspeicher genutzt werden. Bei einem späteren Stromdefizit kann dann erneuerbares Gas in Gaskraftwerken für die Stromproduktion verwendet werden. Allerdings geht dabei rund die Hälfte des eingespeicherten Stroms als Umwandlungsverlust verloren.

Übrigens könnte sogar die Offshore-Windstromproduktion verstärkt dezentral organisiert werden, wenn vor Ort ein momentaner Stromüberschuss in erneuerbares Gas umgewandelt werden würde¹⁹⁸. Dadurch würde in jedem Fall der erforderliche Leitungsausbau deutlich reduziert.

6.1.3 Nachfragemanagement

Durch Nachfragemanagement wird der momentane Stromverbrauch an die momentane Stromproduktion angepasst.¹⁹⁹ Hierfür ist zwingend eine Steuerung des Stromverbrauchs (z.B. durch Smart Grid²⁰⁰) zwischen Stromverbraucher und Stromversorger erforderlich. Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt und bei einem erwarteten Stromdefizit wird der Stromverbrauch reduziert. Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden.

Zwar ermöglicht die Bundesnetzagentur ausdrücklich die Berücksichtigung von Nachfragemanagement schon bei der Netzausbauplanung: "Dabei können die Modelle auch einen so genannten Demand Side Response berücksichtigen, d.h. eine Verminderung der Stromnachfrage in Zeiten hoher Preise und ein Nachholen des Energiebezugs in Zeiten niedriger Preise."²⁰¹ Es bleibt aber unklar, inwieweit im Netzentwicklungsplan 2025 die Möglichkeiten des Nachfragemanagements zur Reduzierung des Netzausbaus angemessen berücksichtigt werden.

6.1.4 Dezentrale Stromversorgung

Grundsätzlich reduziert eine verstärkte Stromproduktion durch Energiequellen vor Ort²⁰² den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann z.B. der Bau von verbrauchsfernen Offshore-Windkraftwerken reduziert werden kann und lange Stromleitungen in den Süden nicht erforderlich sind.

Andererseits ist dann auch die überregionale Vernetzung geringer. Deshalb ist für eine dezentrale Stromversorgung die Kombination aus Nachfragemanagement und Stromspeichern von besonderer Bedeutung²⁰³, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem²⁰⁴ sichergestellt wird. Dadurch wird dann der Netzausbaubedarf besonders deutlich reduziert.

Durch lokale Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion wird nicht nur der Energieverbrauch deutlich reduziert, sondern auch der benötigte Netzausbau. Dies gilt insbesondere, wenn der Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke von wärmegeführt auf stromgeführt umgestellt werden kann, z.B. durch Vergrößerung der Wärmespeicher. Damit wird zu Zeiten von Stromüberschuss die Stromproduktion zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt, zu Zeiten von Stromknappheit wird die Stromproduktion hochgefahren und überschüssige Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert.

6.2 Erhöhung des zulässigen Stromtransports ohne Leitungsneubau

Die übliche Auslegung für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sieht maximale Betriebstemperaturen von etwa 80°C im Normalbetrieb und bis zu 100°C für kürzere Spitzenlast vor. Bei Überschreiten dieser Temperaturen werden die zulässigen Durchhänge überschritten und damit der minimale Bodenabstand nicht sicher eingehalten. Zudem altern dann die Seile schneller, wodurch der permanente Durchhang zunimmt und die Reißfestigkeit abnimmt.

Durch Leiterseiltemperaturmonitoring wird bei niedrigeren Temperaturen der Stromfluss erhöht, durch Hochtemperaturleiterseile wird die zulässige Leiterseiltemperatur erhöht.

6.2.1 Leiterseiltemperaturmonitoring

(1) Wie funktioniert Leiterseiltemperaturmonitoring?

Die Leiterseiltemperatur darf 80°C nicht übersteigen, da sonst die Leiterseile nachhaltig beschädigt werden können und gegebenenfalls auch der zulässige Leiterseildurchhang überschritten wird.

Die Leiterseiltemperatur wird bis heute nicht kontinuierlich gemessen, wahrscheinlich, weil früher der dafür erforderliche technische Aufwand zu groß war. Stattdessen wird der zulässige Stromtransport während des ganzen Jahres so stark begrenzt, dass auch bei extremen hochsommerlichen Wetterkonstellationen die Leiterseiltemperatur mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit 80°C nicht übersteigt.

Dies wird geregelt durch die DIN EN 50182, die den zulässigen Stromtransport²⁰⁵ unabhängig von der momentanen Wetterkonstellation so begrenzt, dass auch bei extremen Wetterkonstellationen, nämlich bei hochsommerlichen Temperaturen von 35°C, 100% Sonneneinstrahlung und sehr geringer Kühlung durch Wind²⁰⁶, die zulässige Leiterseiltemperatur von 80°C nicht überschritten wird.

Derartige extreme Wetterkonstellationen sind sehr selten, kommen aber gerade im Hochsommer bei windarmen Hochdrucklagen durchaus vor.²⁰⁷ Ohne Kenntnis der momentanen Leiterseiltemperatur, also ohne Leiterseiltemperaturmonitoring, sind die Berücksichtigung derartiger extremer Wetterkonstellationen und die resultierende starke Begrenzung des zulässigen Stromtransports also durchaus gerechtfertigt. Allerdings führt die bisherige Vorgehensweise dazu, dass die starke Begrenzung des zulässigen Stromtransports auch dann gilt, wenn bei niedrigerer Sonneneinstrahlung oder höherer Windgeschwindigkeit die Leiter mehr Strom transportieren könnten, ohne die Maximaltemperatur von 80°C zu erreichen, also die momentane Wetterkonstellation einen sehr viel höheren Stromtransport ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit zulassen würde.

Durch Leiterseiltemperaturmonitoring wird die tatsächliche Leiterseiltemperatur in jedem Leitungsabschnitt kontinuierlich gemessen und der zulässige Stromtransport nur dann beschränkt, wenn die Leiterseiltemperatur 80°C zu überschreiten droht. Dadurch wird, von wenigen extremen Wettersituationen abgesehen, eine deutliche Erhöhung des zulässigen Stromtransports gerade in windstarken Zeiten²⁰⁸ erreicht, und zwar ohne jede Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit.

Abb. 6.1 zeigt ein Schema zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Leiterseiltemperaturmonitoring:

- Ohne Leiterseiltemperaturmonitoring ist in jedem Fall eine pauschale Begrenzung des zulässigen Stromtransports erforderlich, da man nicht weiß, ob an der Leitung eine Überlastung droht.
- Durch das Leiterseiltemperaturmonitoring kann bei fast allen Wetterverhältnissen der zulässige Stromtransport deutlich höher angesetzt werden. Nur bei sehr seltenen extremen Wetterverhältnissen, die durch das Leiterseiltemperaturmonitoring gesichert angezeigt werden, ist eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports nicht möglich.

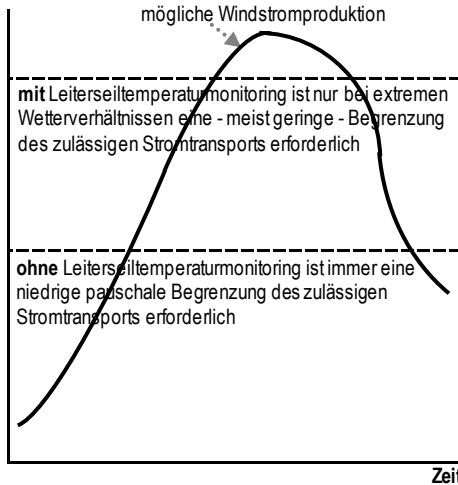
Dem Netzbetreiber entstehen – bei geringen Mehrkosten – durch Leiterseiltemperaturmonitoring zusätzlich zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile²⁰⁹:

- erhöhte Betriebssicherheit, weil kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden;

- sofortige Erkennung von Eislast am Seil;
- sichere Kontrolle des Seildurchhangs etwa bei Kreuzungen mit Straßen und Wasserwegen;
- Änderung der Lastverteilung seltener erforderlich, dadurch reduzierter Einsatz von Regelernergie.

Abb. 6.1 : Leiterseiltemperaturmonitoring – Schema

Zulässiger Stromtransport



Bei einer Abschätzung der Leiterseiltemperatur durch entfernter liegende Wetterstationen, wie sie derzeit von den deutschen Netztreibern häufig vorgenommen wird, müssen gerade in stark bewaldeten und inhomogenen Gebieten erhebliche pauschale Sicherheitsabschläge angesetzt werden. Diese Abschläge sind zwar deutlich niedriger sind als ohne Leiterseiltemperaturmonitoring, aber deutlich höher als bei Leiterseiltemperaturmonitoring mit Messung der Leiterseiltemperatur direkt am Leiterseil.

Insbesondere bei Leiterseiltemperaturmonitoring von überregionalen 380-kV-Leitungen ist deshalb eine Messung direkt am Leiterseil von großem Vorteil.

Quelle: Basierend auf [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Abb. 4.3, S. 71].

(2) Leiterseiltemperaturmonitoring erfordert Reservekraftwerke in Süddeutschland

Durch Leiterseiltemperaturmonitoring können über bestehende Stromleitungen sehr viel höhere Leistungen transportiert werden, aber nicht bei sehr seltenen klimatischen Konstellationen, nämlich bei sehr großer Hitze und wenig Wind im betreffenden Leitungsabschnitt. Das Leiterseiltemperaturmonitoring meldet dann, dass eine Leitungsüberlastung droht. In diesen seltenen Fällen muss die Einspeisung in diese Leitung reduziert werden.

Bei einer drohenden Leitungsüberlastung wird dann z.B. die Stromproduktion in Nord- und Ostdeutschland reduziert. Für den dann z.B. in Süddeutschland fehlenden Strom müssen in Süddeutschland schnell regelbare Kraftwerke als Ersatz zur Verfügung stehen.

Die Bundesnetzagentur behauptet, dass der "Ausbau von Gaskraftwerken in Bayern den Transportbedarf nicht signifikant" reduzieren würde, "da diese neuen Kraftwerke auf Grund ihrer hohen Brennstoffpreise am Markt nicht wirtschaftlich agieren können und so nur an wenigen Stunden im Jahr einspeisen würden. Dies gilt insbesondere

für Reservekraftwerke, die nur dann einspeisen sollen, wenn in dem grenzüberschreitenden Strommarkt zu wenig Erzeugungskapazität vorhanden ist, um Lastspitzen bei zeitgleich minimaler Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sicher abzudecken."²¹⁰

Dabei bleibt unberücksichtigt, dass eben durch eine Kombination aus Reservekraftwerken in Süddeutschland und Leiterseiltemperaturmonitoring in erheblichem Umfang der zulässige Stromtransport bestehender Leitungen erhöht werden kann²¹¹. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich reduziert.²¹²

Die in Kap. 4.1 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf für 2019/20 zeigen, dass kritische Versorgungssituationen bis auf Weiteres ausschließlich im Falle eines Stromüberschusses auftreten. Der Bau von zusätzlichen Reservekraftwerken in Süddeutschland blieb (vielleicht auch deshalb?) bisher bei den Netzentwicklungsplänen gänzlich unberücksichtigt.

(3) Leiterseiltemperaturmonitoring für Windstromtransport besonders interessant

Leiterseiltemperaturmonitoring erhöht den zulässigen Stromtransport insbesondere von 110-kV-Leitungen, die nahe von Windparks stehen und eben deren Stromproduktion abtransportieren. Im Gegensatz dazu wird bei weiter von den Windkraftwerken entfernt verlaufenden Leitungen der zulässige Stromtransport nicht mehr wesentlich erhöht. Wenn nämlich an der Küste Starkwind bei niedrigen Temperaturen herrscht, kann es im Einzelfall im deutschen Mittelgebirge insbesondere in Tälern durchaus windstill sein. Die Leiterseile erwärmen sich dann dort wegen der fehlenden windbedingten Kühlung, sodass in diesem Fall durch Leiterseiltemperaturmonitoring keine nennenswerte Erhöhung des zulässigen Stromtransports z.B. von 380-kV-Leitungen ermöglicht werden kann.

Leiterseiltemperaturmonitoring sollte deshalb für den Ferntransport am besten zusammen mit Hochtemperaturleiterseilen in besonders gefährdeten Leitungsabschnitten erfolgen: "Die kritischen Abschnitte der Freileitungen ('hot spots'), bei denen lokale Effekte die Strombelastbarkeit stark mindern können, stellen einen Engpass dar, wenn die Strombelastbarkeit der gesamten Leitung erhöht werden soll. ... [Bei] sehr ungünstigen Bedingungen, z.B. lange Waldschneisen mit hohem und dichtem Baumbestand, ist auch der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zu prüfen, die dauerhaft mit einer höheren Temperatur als die von der Norm vorgesehenen 80°C betrieben werden können."²¹³

6.2.2 Hochtemperaturleiterseile

(1) Gesicherte Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Hochtemperaturleiterseile

Hochtemperaturleiterseile²¹⁴ sind Freileitungsleiterseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften. Heute bieten die großen Hersteller Leiterseile an, die durch Materialwahl, Aufbau und Vorbehandlung die zulässigen Temperaturen auf deutlich über 120°C im Dauerbetrieb und auf über 200°C für kürzere Spitzenlast steigern lassen, ohne dass die Mindestabstände zum Erdboden unterschritten werden, v.a. aber ohne die Langzeitstabilität der Seile zu beeinträchtigen.²¹⁵

Hochtemperaturleiterseile werden seit Längerem auch in Deutschland eingesetzt.²¹⁶ Bei einem Betrieb mit 150°C kann schon mit den preisgünstigeren der verfügbaren Hochtemperaturleiterseile die Grenzlast eines 380-kV-Systems von den heute zulässigen 1,8 GW pro System auf fast 3 GW (also auf das gut Eineinhalbfache) gesteigert werden, beim Einsatz hochfester Stähle auch mehr.

(2) Hochtemperaturleiterseile (bis 150°C) sind Stand der Technik

Hochtemperaturleiterseile sind nicht nur weltweit erprobte Technologie, sondern auch in Deutschland Stand der Technik, wie bereits die Dena-Netzstudie-II ausführt: "Konventionelle Hochtemperaturleiter (bis 150°C) sind Stand der Technik und werden bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern je nach Bedarf eingesetzt."²¹⁷

Auch durch das Gesetzgebungsverfahren zum EEG wurde bestätigt, dass Hochtemperaturleiterseile bis 150°C Stand der Technik sind: "Stand der Technik sind derzeit insbesondere:

- die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,
- der Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel,
- der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C ... "²¹⁸

Aus Kostengründen sollten Hochtemperaturleiterseile nicht auf ganzer Strecke, sondern nur in besonders gefährdeten Abschnitten der Leitung eingesetzt werden. Derartige Abschnitte kann man mittels durchgängigem Leiterseiltemperaturmonitoring gesichert herausfinden.²¹⁹

6.2.3 Großes Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen

Eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports ist kostengünstig **ohne** Leitungsneubau möglich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung.

(1) Deutliche Erhöhung des zulässigen Stromtransports

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber geben eine dauerhafte Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 20% bis 35% an und für Hochtemperaturleiterseile zusätzlich um 50%.²²⁰ Kurzzeitig ist sogar eine größere Erhöhung möglich²²¹, was für den Transport der stark schwankenden erneuerbaren Stromproduktion genutzt werden kann.

Es existieren Hochtemperaturleiterseile, deren Gewicht, Umfang und Durchhang nahezu identisch mit konventionellen Leiterseilen sind, sodass keine Änderungen an den Masten erforderlich sind. Die Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile kann in wenigen windarmen Monaten mit einem Bruchteil der Kosten eines Leitungsneubaus durchgeführt werden.

Die Möglichkeit einer erheblichen kurzzeitigen Zusatzbelastung ist besonders für den Abtransport von erneuerbarem Strom wichtig: Im Störfall führen daraus resultierende erhebliche Zusatzbelastungen zu keinerlei Versorgungsproblemen, innerhalb weniger Minuten kann die erneuerbare Stromproduktion soweit reduziert werden, dass auch bei anhaltender Störung ein weiterer Störfall sicher beherrscht werden kann. Damit ist das Gesamtsystem (n-1)-sicher²²², auch wenn im Normalfall **alle** vorhandenen Leitungen voll mit Windstrom ausgelastet sind.

(2) Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau

Durch Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring und Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseilen kann sehr kostengünstig eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht werden.

Genaue Kostenangaben liegen für deutsche Installationen nicht vor. Eine erste Abschätzung für die Obergrenze der Kosten ergibt: Für Echtzeit-Leiterseiltemperaturmonitoring fallen höchstens 10% der Freileitungsneubaukosten an²²³, für Hochtemperaturleiterseile nur an kritischen Stellen ebenfalls höchstens 10%²²⁴. Alles in allem resultieren höchstens 20% Mehrinvestitionen für eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports um bis zu 100% und häufig mehr.

Hochtemperaturleiterseile sind zwischen Bayern und Ostdeutschland seit Ende 2012 durch Umrüstung der 380-kV-Leitung im Bereich Remptendorf – Redwitz installiert. Auf der derzeit im Bau befindlichen Drehstromleitung Erfurt – Altenfeld – Redwitz sind allerdings nur normale Leiterseile vorgesehen.

Wie erläutert, sollten Hochtemperaturleiterseile nur an kritischen Abschnitten eingesetzt werden. Kostenschätzungen wie die DENA-Netzstudie, die einen flächendeckenden Ersatz normaler Seile durch Hochtemperaturleiterseile untersucht hat, kommen deshalb zu wirklichkeitsfremden, weit überhöhten Kostenschätzungen.

Die Leitungsverluste steigen grundsätzlich mit dem Quadrat der Stromstärke. Die Verluste betragen beispielsweise bei 380-kV-Höchstspannungsleitungen rund 1% pro 100 km Leitungslänge.

Wegen der stark schwankenden erneuerbaren Stromproduktion wird die Auslegungsleistung der Leitung allerdings nur selten erreicht. Die höheren Leitungsverluste pro transportierte Kilowattstunde, die bei den durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen häufig ermöglichten hohen zulässigen Strombelastungen auftreten, fallen also wenig ins Gewicht, falls der erhöhte Stromtransportbedarf durch den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion bedingt ist.²²⁵

Die genaue Höhe des zusätzlichen Verlusts durch Nutzung von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen und ihr monetärer Wert können nur für jeden Einzelfall auf der Basis der voraussichtlichen Lastdauerlinie der Leitung und der daraus resultierenden Vollverluststunden bestimmt werden.

6.2.4 Technische Randbedingungen

Bei allen Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports müssen die thermische Grenzleistung und die dynamische Netzstabilität berücksichtigt werden.

(1) Thermische Grenzleistung

Beim Stromtransport müssen die Erwärmungseffekte der Leiterseile berücksichtigt werden²²⁶:

- bei Freileitungen z.B. vergrößerter Durchhang der Seile, reduzierte Reißfestigkeit, erhöhte Verluste;

- bei Erdkabeln z.B. Beeinträchtigungen des VPE-Kunststoffisolators, erhöhte Gefahr eines zerstörerischen Durchschlags zum geerdeten Kupfernetz-Mantel.

Dadurch ergibt sich für jeden Leitungstyp eine bestimmte thermische Grenzleistung. Für heute übliche Freileitungen und VPE-Erdkabel zeigt Tab. 6.1 den jeweiligen zulässigen Stromtransport durch Angabe der thermischen Grenzleistungen. Zudem wird in Z. (2.1b) die durch den Einsatz von Leiterseiltemperaturmonitoring grundsätzlich mögliche Erhöhung der thermischen Grenzleistung und damit des zulässigen Stromtransports angegeben und in Z. (2.1c) die mögliche Erhöhung durch Hochtemperaturleiterseile.

Tab. 6.1 : Thermische Grenzleistungen von Freileitungen und Erdkabeln

| Leistungsart | (1) Leitungstyp | (2) Querschnitt [mm ²] | (3) Dauerstrom-Belastbarkeit [A] | (4) Thermische Grenzleistung [MVA] |
|--------------------|--------------------------------|--|--|--|
| (1) 110 kV | | | | |
| (1.1) Freileitung | Standard | 264/34 Al/St | 680 | 130 |
| | 2er-Bündel | 2*264/34 Al/St | 1.360 | 260 |
| (1.2) Erdkabel | | 1.200 Cu | 1.000 | 190 |
| (2) 380 kV | | | | |
| (2.1) | Standard | 4*265/35 Al/St | 2.720 | 1.790 |
| (2.1a) Freileitung | extra stark | 4*564/72 Al/St | 4.050 | 2.670 |
| (2.1b) | Leiterseiltemperaturmonitoring | | plus 20-35% | plus 20-50% |
| (2.1c) | Hochtemperaturleiterseile | | plus 50% | plus 50% |
| (2.2) Erdkabel | | 2.500 Cu | 2.000 | 1.300 |
| (2.2a) | zeitweilige Überlastung | | plus 20% | plus 20% |

Beispiel zu Z. (2.1):
Nach DIN 48204 ist die Grenzstromstärke für 265/35-Al/St-Seile 680 A. Somit ergibt sich für eine Beseilung mit Viererbündeln 4*265/35-Al/St bei 380 kV eine Grenzlast von 1.790 MVA (= 4 * 680 A * 1,732 * 380 kV).

Hinweise:
Sp. (2): Al/St steht für Aluminiumummantelung / Stahlkern mit den jeweils angegebenen Durchmessern; Cu steht für Kupferkabel.
Sp. (4): Mega-Volt-Ampere [MVA] ist die gebräuchliche Einheit für den Betrag der 'Scheinleistung' S.

Mit Wirkleistung P und Blindleistung Q gilt: $S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$.

Ist die Blindleistung Null, weil kapazitiver und induktiver Belag vollständig kompensiert sind, so ist $S = P$ [MW]. Die Netze werden nach Möglichkeit soweit kompensiert, dass die Wirkleistung etwa 95% der Scheinleistung erreicht, das bedeutet weniger als 30% Blindstromanteil.

Quelle: [Jarass/Obermair 2012, Tab. 4.1, S. 110].

Erhöhungen des zulässigen Stromtransports, z.B. durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile, können nur genutzt werden, soweit die übrigen Komponenten des Netzes dies zulassen; andernfalls müssen Schalter, Transformatoren etc. ausgewechselt oder verstärkt werden, alles allerdings Maßnahmen, die auch bei einem Neubau einer Leitung in vielen Fällen durchgeführt werden müssen. D.h., diese Maßnahmen müssen bei allen Netzausbauplanungen berücksichtigt werden.

Bei Wahl geeigneter Hochtemperaturleiterseile sind keine Erhöhungen bzw. Verstärkungen an den bestehenden Masten erforderlich; die resultier-

enden höheren Leiterseilkosten fallen nicht stark ins Gewicht, da nur an kritischen Stellen ein Leiterseilaustausch erforderlich ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen auf eine Reihe von technischen Aspekten bei der Erhöhung des zulässigen Stromtransports hin:

- Schaltgeräte sind in der Normalausführung nur verfügbar bis maximal 4.000 Ampere, in Sonderausführung bis 5.000 Ampere.
- Die derzeitigen schutztechnischen Grenzen für die maximal über eine Leitung zu übertragende Wirk- und Blindleistung begrenzen den maximal zu übertragenden Strom auf 3.600 Ampere (entspricht bei 380-kV-Drehstrom ca. 2,3 MVA bzw. ca. 2,2 GW).
- Eine eigene Hausnorm für die Prüfung des Beseilungssystems, also der Seile und Armaturen, durch externe Fachleute und Prüffelder ist erforderlich, um nachweisen zu können, dass die neue Beseilung zumindest den allgemein anerkannten Regeln der Technik, wenn schon nicht einer Norm, entspricht.
- Die Spannungsstabilität ist weit vor Erreichen der thermischen Grenze der Freileitung gefährdet.
- Untersuchungen zu Ausgleichsvorgängen im Fehlerfall (transiente Betrachtung) sind erforderlich, um einen ausreichenden Abstand zur Stabilitätsgrenze des Netzes und der Generatoren zu gewährleisten.
- Hochausgelastete Netze verschärfen die Blindleistungsproblematik insbesondere bei Störfällen.
- Bei stärkerer Auslastung der Netze verschärft sich die Kurzschlussproblematik.

Je schneller man die neuen Technologien einführt, umso eher findet man hierfür dauerhafte Lösungen.

(2) Dynamische Netzstabilität

Die für eine einzelne kürzere Verbindungsstrecke mögliche Erhöhung der Grenzleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile kann bedauerlicherweise keinesfalls auf das gesamte vermaschte Höchstspannungsnetz ohne weitere Prüfung übertragen werden. Die Gründe beruhen letztlich auf der naturgesetzlichen Verflechtung von Wechselstrom und Wechselspannung und den daraus resultierenden Problemen, die mit technischen Mitteln nicht oder nur mit unvertretbar hohen Kosten behoben werden können.²²⁷

In vermaschten Stromtransportsystemen sind alle Ingredienzien für chaotisches Verhalten vorhanden und damit auch die Möglichkeit des 'Schmetterlingeffekts': Ist genügend Strom im Netz vorhanden, so kann es an irgendeiner Stelle im Netz zu einer hohen Aufschaukelung kommen mit unbeherrschbar hohen lokalen Strömen. Es ist dann die Grenze der dynamischen Netzstabilität überschritten. Selbst mit Großcomputern und bei jeweils fast exakter Kenntnis des Jetzt-Zustands lässt sich das dynamische Verhalten des Systems nur für sehr kurze Zeit verlässlich vorausberechnen.

Während die Zeitkonstanten des chaotischen Systems Wetter/Klima im Bereich von Minuten bis Wochen liegen, geht es im Drehstromnetz um Bruchteile von Sekunden; es bleibt damit sehr wenig

Zeit, um im Sinne von 'controlling chaos' in das System aktiv einzugreifen. Um systemgefährdende Extrema zu verhindern, muss man deshalb dafür sorgen, dass die im Netz gespeicherte und deshalb dort möglicherweise vagabundierende Energie nicht zu groß ist. Diese Energie wiederum nimmt zu mit der Stromstärke, mit der die einzelnen Stromkreise des Systems betrieben werden.

Die Vermeidung solcher möglicherweise destruktiver Ereignisse, v.a. bei Schaltvorgängen oder beim Ausfallen einer Netzkomponente, wird als 'Einhaltung der dynamischen Netzstabilität' bezeichnet.

6.3 Erhöhung des zulässigen Stromtransports durch Leitungsneubau

6.3.1 Neubau von Freileitungen

Ein Neubau von Freileitungen ist heute in Deutschland, wie erläutert, nur noch bei Drehstrom-Höchstspannungsleitungen gesetzlich zulässig, soweit nicht auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei Annäherung an Siedlungen von weniger als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften eine Teilverkabelung auch bei Drehstrom-Höchstspannungsleitungen vorzusehen ist²²⁸, allerdings nur bei den dort genannten Pilotvorhaben für eine Erdverkabelung.

Alle Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen²²⁹ sowie 110-kV-Hochspannungsleitungen²³⁰ müssen im Regelfall als Erdkabel ausgeführt werden.

Im Gegensatz zu Erdkabeln sind Freileitungen von extremen Wetterbedingungen betroffen, die mittlerweile nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten.

In größerem Umfang passierten Doppelausfälle eigentlich nur bei Freileitungen während sehr massiver äußerer Einwirkungen, z.B. durch Orkane und Windhosen. Die Abb. 6.2 und 6.3 zeigen Beispiele für Mastumbrüche durch extreme Wetterbedingungen, die mittlerweile nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten.

In allen derartigen Fällen zeigt sich, dass ungeplante Ausfälle von Freileitungssystemen immer wieder beide Systeme gleichzeitig betreffen, was die Versorgungssicherheit durch Freileitungs-Doppelsysteme deutlich vermindert.

Abb. 6.2 gibt einen Eindruck der Verwüstungen durch eine Windhose bei Eisleben am 07. Juli 2015. Der zuständige Netzbetreiber schreibt hierzu: "Eine Windhose hat am Abend des 7. Juli 2015 bei Eisleben (Sachsen-Anhalt) 14 Höchstspannungsmasten der von 50Hertz betriebenen 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt/Klostermansfeld und Wolmirstedt umgeknickt und drei weitere Masten beschädigt. Die Standorte der betroffenen Masten befinden sich bei den Orten Erdeborn (Landkreis Mansfeld-Südharz) und Alberstedt (Saalekreis)."²³¹ "Als Vorbereitung für die dauerhafte Wiederherstellung des betroffenen Leitungsabschnitts werde in den kommenden Monaten ein zweiseitiges Provisorium eingerichtet. Es bleibe voraussichtlich für rund einem Jahr bestehen und sichere in dieser Zeit die Stromversorgung in Sachsen-Anhalt."²³²

In diesem Fall beträgt die Ausfalldauer des Doppelsystems also mehr oder weniger deutlich über 1.000 Stunden.

Abb. 6.2 : Windhose knickt vierzehn 380-kV-Masten bei Eisleben am 07. Juli 2015



Quelle:
[50Hertz 2015].

Abb. 6.3 : Windhose knickt fünf 380-kV-Masten in Thüringen am 14. August 2015



Quelle:
[ZfK 2015],
basierend auf
dpa/Michael Reichel.

Abb. 6.3 gibt einen Eindruck der Verwüstungen durch eine Windhose in Nordthüringen: "Eine Windhose hat am Freitag, 14. August 2015 gegen 17:45 die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach schwer beschädigt. Fünf Masten sind umgebrochen."²³³ Auch in diesem Fall dauerten Wiederaufbau der Masten und Wiederinbetriebnahme der Leitung sicher Monate. Dann betrug die Ausfalldauer des Doppelsystems also mehr oder weniger deutlich über 1.000 Stunden.

6.3.2 Neubau von Erdkabeln

Früher war es üblich, Freileitungen zu bauen, abgesehen von dicht besiedelten Regionen. Durch die Entwicklung von kostengünstigen und umweltfreundlichen VPE-Erdkabeln wurde es schon seit Längerem technisch möglich, neue Leitungen des Mittelspannungsnetzes zu verkabeln, aber auch – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit – bestehende Leitungen durch Erdkabel zu ersetzen.

Mittlerweile sind Erdkabel vielfach nur mehr unwesentlich teurer als Freileitungen, v.a. auch wenn ihre geringeren Transportverluste berücksichtigt werden.²³⁴ Zudem haben sie viel geringere soziale Kosten. Für das Nieder- und Mittelspannungsnetz unterhalb 110 kV werden heute v.a. Erdkabel eingesetzt.²³⁵ Seit August 2011 sind in Deutschland Erdkabel beim Neubau von 110-kV-Leitungen im Regelfall gesetzlich vorgeschrieben.²³⁶

Auch im Hochspannungsbereich drängen die betroffenen Städte und Gemeinden seit Jahren immer stärker darauf, dass jedenfalls im Neubau zwingend Erdkabel eingesetzt werden.

Beispiel:

Die 380-kV-Uckermarkleitung Bertikow – Neuenhagen (vgl. Tab. A2.2, Nr. 50HzT-003) wurde als 115 km lange Freileitung durch besonders schützenswerte Landschaften und direkt durch die Stadt Eberswalde geplant. Sie durchquert das Vogelschutzgebiet Randow-Welse-Bruch, verläuft zwischen zwei Teilräumen des Vogelschutzgebiets Unteres Odertal und durchquert das Biosphärenreservat Schorfheide-Chorin mit dem darin gelegenen Vogelschutzgebiet sowie ein FFH-Gebiet²³⁷. Bürgerinitiativen und Umweltschutzverbände haben mit Unterstützung der betroffenen Städte und Gemeinden, u.a. Angermünde und Eberswalde, den Planfeststellungsbeschluss für diese Leitungsplanung vor dem Bundesverwaltungsgericht erfolgreich angefochten.²³⁸ Es muss eine Neuplanung erfolgen, die hoffentlich durch eine Teilverkabelung besonders sensibler Abschnitte Umwelt und Menschen unnötige Belastungen erspart.

Als reale Alternative für den Leitungsneubau im Höchstspannungsnetz verbleibt häufig nur eine Drehstrom-Teilverkabelung oder eine Gleichstrom²³⁹-Vollverkabelung. Dies muss bei allen technischen und wirtschaftlichen Vergleichen berücksichtigt werden. Für Gleichstromleitungen wurde in den Eckpunkten der Bundesregierung vom 01. Juli 2015 eine Verkabelung als Regelfall festgelegt.²⁴⁰ Aber auch für zukünftige Drehstrom-Höchstspannungsleitungen scheidet im Regelfall eine reine Freileitungsvariante aus, v.a. wegen der massiven Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. So ist z.B. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei einigen Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen.²⁴¹

Im Höchstspannungsbereich wurde seit 2000 eine Verzehnfachung des zulässigen Stromtransports von VPE-Erdkabeln auf 1.100 MW pro System erreicht; bis zu 1.700 MW pro System werden in den nächsten Jahren erwartet.

Entsprechend dem (n-1)-Kriterium werden üblicherweise zur Erreichung einer ausreichenden Versorgungssicherheit Verbindungen in Netzen als Doppelleitungen gebaut, um bei Ausfall einer Leitung trotzdem die Versorgung gesichert aufrechterhalten zu können. Die Versorgung ist nur gefährdet, wenn beide Systeme gleichzeitig ausfallen. Deshalb ist für die Versorgungssicherheit die durchschnittliche Ausfalldauer eines Doppelsystems pro 100 km und Jahr relevant.

Die durchschnittliche Ausfalldauer eines Doppelsystems ist sowohl bei Freileitungen wie auch bei Erdkabeln sehr niedrig, soweit man extreme Wetterbedingungen unberücksichtigt lässt.²⁴² Bei Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen steigt die durchschnittliche Ausfalldauer eines Freileitung-Doppelsystems deutlich an, die Ausfalldauern von Erdkabeln bleiben hingegen unverändert, da sie von extremen Wetterbedingungen nicht betroffen sind.

Erdkabel haben zudem – im Gegensatz zu Freileitungen – aufgrund der Wärmekapazität des umgebenden Mediums (Magerbeton und/oder Erdreich) mindestens eine für Stunden bis wenige Tage reichende Überlastkapazität, abhängig von der Überlast auch für viele Tage oder gar einige Wochen. Dies ist bei der Übertragung des stark fluktuierenden Windstroms von besonderem Vorteil, weil es die Versorgungssicherheit deutlich erhöht sowie die Verkabelungskosten deutlich senkt.

Bei Leitungen an Land sind die Ausfallwahrscheinlichkeiten so niedrig und die typischen Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss. Fällt diese 'Entsorgungsleitung' aus, wird der Windpark bis zum Abschluss der Leitungsreparatur abgeschaltet.

Die Betreiber von Windkraftwerken bauen deshalb üblicherweise nur ein Einfachsystem, meist Erdkabel, zum Anschluss an den nächsten Netzknotenpunkt des öffentlichen Netzes mit einem zulässigen Stromtransport in Höhe der installierten Generatorleistung.

Aus demselben Grund könnten auch neue 110-kV-Leitungen, die für den regionalen Anschluss von Windparks an das Höchstspannungsnetz erforderlich werden, grundsätzlich als Einfachsystem ohne (n-1)-Absicherung gebaut werden. Gerade bei Erdkabeln würde die Ausführung als Einfachsystem erhebliche Kosten einsparen, da bei Erdkabeln ein Doppelsystem fast doppelt so viel wie ein Einfachsystem kostet.²⁴³ Dies steht im Gegensatz zu Freileitungen, wo ein Doppelsystem typischerweise nur ein Drittel mehr kostet wie ein Einfachsystem.

6.4 Vergleich der Maßnahmen zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

Tab. 6.2 zeigt einen Vergleich der Maßnahmen zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport. Zudem werden ihre Einsatzmöglichkeiten beim derzeitigen Problemfall Stromüberschuss und beim zukünftigen zusätzlichen Problemfall Stromdefizit skizziert.

Tab. 6.2 : Vergleich der Maßnahmen zum Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

| | (1) Berücksichtigung des Netzentwicklungs- plans 2025 | (2) Strom- über- schuss | (3a) Stromdefizit wegen Defizit an zulässigem Strom- transport | (3b) Reserve- kraft- werken |
|--|---|----------------------------------|---|--------------------------------------|
| A. Verringerung des Stromtransportbedarfs | | | | |
| (1a) Abregelung von erneuerb. Einspeisespitzen | ja | xx | | |
| (1b) Abregelung von konvent. Einspeisespitzen | nein | xx | | |
| (2a) Stromspeicher (z.B. Pumpspeicher, Batterien) | ja | x | x | x |
| (2b) Power to Gas | nein | | (x) | (x) |
| (3a) Nachfragemanagement | nein | x | x | x |
| (3b) Power to Heat | nein | | x | |
| (4) Reservekraftwerke in Süddeutschland | nein | (x) | x | x |
| B. Erhöhung des zulässigen Stromtransports <u>ohne</u> Leitungsneubau | | | | |
| (5) Leiterseittemperaturmonitoring | (nein) | x | x | |
| (6) Hochtemperaturleiterseile | (ja) | x | x | |
| C. Erhöhung des zulässigen Stromtransports <u>mit</u> Leitungsneubau | | | | |
| (7a) Freileitung | ja | x | x | |
| (7b) Erdkabel | ja | x | x | |

Hinweise:

Z. (1b), Sp. (1): Im Netzentwicklungsplan 2025 wird nur eine CO₂-bedingte Limitierung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes (in Szenario B2) berücksichtigt, vgl. Tab. 1.5.

Z. (2b), Sp. (3a) und (3b): Erneuerbares Gas kann in Reservekraftwerken genutzt werden.

Z. (3a), Sp. (1): Es bleibt unklar, ob Nachfragemanagement im Netzentwicklungsplan 2025 nennenswert berücksichtigt wird.

Z. (4), Sp. (2), (3a) und (3b): Der derzeit im Ausland gedeckte Reservekraftwerksbedarf (vgl. Tab. 4.1, Z. (2.3)) könnte dann durch diese Reservekraftwerke abgedeckt werden.

Wie in diesem Kap. 6 gezeigt, ist ein Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport durch unterschiedliche Maßnahmen möglich, nämlich durch eine Verringerung des benötigten Stromtransports sowie durch eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports. Im folgenden Kap. 7 werden diese Möglichkeiten beispielhaft für eine regionale Netzplanung anhand einer konkreten 110-kV-Netzplanung untersucht. Das vorgestellte Bewertungsverfahren wurde für eine konkrete Neubauplanung in der Nordpfalz für die Stadt Kirchheimbolanden in Abstimmung mit dem zuständigen regionalen Netzbetreiber durchgeführt.