

Verstärkung bestehender Leitungen versus Leitungsneubau

Wie viele neue Stromleitungen benötigt eine Region?

Früher wurde der Strom meist außerhalb der Verbrauchsregion erzeugt, und eine Netzverstärkung oder ein Leitungsneubau wurde nur bei einer deutlichen Erhöhung des örtlichen Stromverbrauchs erforderlich. Mittlerweile verursacht der massive Ausbau der erneuerbaren Energien immer häufiger den regionalen Netzausbaubedarf, da die zunehmende erneuerbare Stromeinspeisung nicht mehr in der Region verbraucht werden kann und deshalb über das 110-kV-Hochspannungsnetz zum nächsten Einspeisepunkt in das überregionale 380-kV-Höchstspannungsnetz übertragen werden muss. Im Folgenden wird ein Verfahren für den regionalen Stromnetzausbau erläutert, das eine Abwägung zwischen einem Leitungsneubau und einer Verstärkung bestehender Leitungen vornimmt.

Das in diesem Aufsatz vorgestellte Bewertungsverfahren wurde für die Neubauplanung in der Nordpfalz für die Stadt Kirchheimbolanden in Abstimmung mit dem zuständigen regionalen Netzbetreiber durchgeführt. Beispielhaft wird dabei anhand einer konkreten regionalen Netzausbauplanung untersucht, ob bei einem weiteren starken Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in dieser Region tatsächlich eine neue 110-kV-Leitung erforderlich und sinnvoll ist, oder ob nicht besser Alternativen realisiert werden sollten.

Regionaler Stromtransportbedarf

Die typischen Verbrauchsspitzen liegen im Einzugsbereich der hier beispielhaft untersuchten 110-kV-Netzausbauplanung nur bei rund 30 MW mit sinkender Tendenz. Der Stromtransportbedarf resultiert in diesem Fall ausschließlich aus der Einspeisung erneuerbarer Energie in der Größenordnung von einigen 100 MW. Dieser Strom kann überwiegend nicht in der Region verbraucht werden und muss deshalb zum nächsten Einspeisepunkt in das 380-kV-Höchstspannungsnetz transportiert werden.

Maßnahmen zur Verringerung des regionalen Stromtransportbedarfs

Im Folgenden wird für den Bereich einer 110-kV-Netzausbauplanung untersucht, wie hoch dort der künftige Stromtransportbedarf ist. Die Bestimmung dieses Stromtransportbedarfs geschieht in sechs Schritten.

1. Bestand an einspeisenden Kraftwerken

Die Bestände wurden zu einem Stichtag lagescharf erhoben. Im vorliegenden Bei-

spiel hat eine große Verbandsgemeinde im Einzugsbereich einer bestehenden 110-kV-Leitung diese Werte für insgesamt 190 Gemeinden in 18 Verbandsgemeinden erhoben [1] (Bottom-up-Ansatz). Die Daten liegen üblicherweise in den einzelnen Gemeinden vor. Die resultierenden Werte wurden mit stärker aggregierten Werten des zuständigen regionalen Netzbetreibers abgeglichen (Top-down-Ansatz).

Im Einzugsbereich der geplanten 110-kV-Leitung gibt es keine konventionellen Kraftwerke, sondern nur Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 236 MW (Tafel 1, Z. (1), Sp. (4)).

2. Zubaupotenzial an einspeisenden Kraftwerken

Diese Daten können meist den Flächennutzungsplänen der einzelnen Gemeinden entnommen werden oder liegen als ausgewiesene oder geplante Gebiete für Windenergienutzung und größere Photovoltaikanlagen vor.

Die Daten wurden wiederum für insgesamt 190 Gemeinden in 18 Verbandsgemeinden erhoben und mit stärker aggregierten Werten des zuständigen regionalen Netzbetreibers abgeglichen. Es ergab sich ein Zubaupotenzial von insgesamt 478 MW (Tafel 1, Z. (2), Sp. (3)).

Die Summe aus dem Bestand von 236 MW und dem Zubaupotenzial von 478 MW ergibt eine Obergrenze für den maximalen Stromtransportbedarf von 714 MW (Tafel 1, Z. (2), Sp. (4)).

3. Realisiertes Zubaupotenzial

In der Praxis werden nicht alle theoretisch möglichen Kraftwerksprojekte auch verwirklicht. Vom Zubaupotenzial

werden im Referenzszenario die Hälfte (Tafel 1, Z. (3), Sp. (2)) als tatsächlich realisierbar und damit als tatsächlich genutzt angenommen. Dadurch wird die Obergrenze für den maximalen Stromtransportbedarf um 239 MW (Tafel 1, Z. (3), Sp. (3)) auf 475 MW (Tafel 1, Z. (3), Sp. (4)) reduziert.

4. Nicht zeitgleiche Einspeisung bei Starkwind

Maximal wird nur ein Teil der installierten Leistung eingespeist, zum einen aufgrund technischer Nichtverfügbarkeiten einzelner Anlagen, zum anderen aufgrund Ungleichzeitigkeit der maximalen Stromproduktion einzelner Anlagen. Das Verhältnis von maximal eingespeister Leistung (ohne Berücksichtigung der Spitzenkappung) zu insgesamt installierter erneuerbarer Leistung wird als Gleichzeitigkeitsfaktor bezeichnet. Je höher der Gleichzeitigkeitsfaktor ist, umso höher ist der Stromtransportbedarf.

Als Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt sich ein Wert von 90 % (Tafel 1, Z. (4), Sp. (2)), wie er für die hier vorliegende kleinere, topografisch wenig gegliederte Region üblich ist. Dadurch wird der Stromtransportbedarf um 48 MW (Tafel 1, Z. (4), Sp. (3)) auf 428 MW (Tafel 1, Z. (4), Sp. (4)) reduziert.

5. Spitzenkappung der Stromeinspeisung

Die Bundesnetzagentur hat Ende 2014 eine Berücksichtigung der Spitzenkappung für künftige Netzplanungen vorgegeben [2, S. 3], wodurch ein Verteilungsnetzbetreiber bei seinen Netzplanungen eine Spitzenkappung bis zu 3 % der möglichen Jahresstromproduktion berücksichtigen kann, wenn dadurch ein entsprechender Leitungsausbau eingespart werden kann.

Stromtransportbedarf						
	(1)	(2)	(3)	(4)		
	Jahr	Parameter	Änderung	Stromtransportbedarf	Erläuterungen	
		in %	in MW	in MW		
(1)	Bestand an einspeisenden Kraftwerken	2015		236	Sp. (4) laut Angaben der ansässigen Kommunen	
(2)	Zubaupotenzial an einspeisenden Kraftwerken	2030	478	714	Sp. (3) laut Angaben der ansässigen Kommunen	
(3)	Reduzierung durch nur hälftige Nutzung des Zubaupotenzials	2030	50 %	-239	475	
(4)	Reduzierung durch nicht zeitgleiche Einspeisung bei Starkwind		90 %	-48	428	Z.(4), Sp.(3) = Z.(3), Sp.(4) × {Z.(4), Sp.(2) - 1}
(5)	Reduzierung durch Spitzenkappung	2017	-28 %	-120	308	Z.(5), Sp.(3) = Z.(4), Sp.(4) × Z.(5), Sp.(2)
(6)	Reduzierung durch Nachfragemanagement	2025	-5 %	-15	293	Z.(6), Sp.(4) = Z.(5), Sp.(4) × Z.(6), Sp.(2)

Tafel 1. Stromtransportbedarf im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-Leitung

Durch Spitzenkappung wird die erneuerbare Spitzenstromproduktion reduziert. Die Höhe der Reduzierung kann mit Jahresgangdauerlinien der erneuerbaren Stromproduktion abgeschätzt werden, indem schrittweise so viel Leistung gekappt wird, bis eine vorgegebene Summe der durch die Spitzen ausgesperrten erneuerbaren Stromproduktion erreicht wird.

Die Höhe der möglichen Reduzierung der maximalen erneuerbaren Einspeiseleistung durch eine Spitzenkappung hängt vor allem von der Jahresgangdauerlinie der erneuerbaren Stromproduktion ab: Je fluktuierender und lokal ungleichmäßiger die erneuerbare Stromproduktion in der untersuchten Region ist, desto stärker kann die maximale erneuerbare Einspeiseleistung durch eine Spitzenkappung gesenkt werden. Bei einer zulässigen Aussperrung von 3 % der maximal möglichen Jahresstromproduktion ergab sich durch Spitzenkappung für die Jahresgangdauerlinie in der untersuchten Region eine Reduzierung der maximalen erneuerbaren Einspeiseleistung um 28 % (Tafel 1, Z. (5), Sp. (2)). Dadurch wird der Stromtransportbedarf um 120 MW (Tafel 1, Z. (5), Sp. (3)) auf 308 MW (Tafel 1, Z. (5), Sp. (4)) reduziert.

6. Nachfragemanagement

Das Nachfragemanagement – auch als Laststeuerung oder Demand-Side-Management bezeichnet – ist eine Möglichkeit, zunehmenden Schwankungen in der Stromproduktion durch flexible Nachfragesteuerung zu begegnen [3, Kap. 6.1.3].

Anzeige




Ihr Partner für

- Revisionen
- Modernisierungen
- Automatisierungen
- von Wasserkraftanlagen

Unsere Leistungen

- Engineering
- Montagen
- Eigene Fertigung
- Automatisierung
- Turbinenregler
- Stahlwasserbau

Stellba Hydro GmbH & Co KG
Eiffelstraße 4
D-89542 Herbrechtingen

Telefon +49 (0)7324 96 80-0
Telefax +49 (0)7324 96 80-66

Internet www.stellba-hydro.de
E-Mail info@stellba-hydro.de

Stellba Hydro AG
Langgass 2
CH-5244 Birrhard

Telefon +41 (0)56 201 45 20
Telefax +41 (0)56 201 45 21

Internet www.stellba-hydro.ch
E-Mail info@stellba-hydro.ch

Zulässiger Stromtransport						
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	
	zulässiger Stromtransport in MW					Erläuterungen
	Jahr	Parameter	System Nr. 1	System Nr. 2	(n - 1)-Prinzip	Sp.(5) = Minimum aus Sp.(3) und Sp.(4)
(1) bestehende 110-kV-Leitung	2014		140	140	140	Sp. (3) und Sp. (4) laut Angaben des regionalen Stromnetzbetreibers
(2) zulässige Überlastung	2014	20 %	168	168	168	Z.(2), Sp.(3) = Z.(1), Sp.(3) × {1 + Z.(2), Sp.(2)}
(3) Umrüsten von System Nr. 1 mit Hochtemperaturleiterseil	2015	71 %	288	168	168	Z.(3), Sp.(3) = Z.(2), Sp.(3) × {1 + Z.(3), Sp.(2)}
(4) Umrüsten von System Nr. 2 mit Hochtemperaturleiterseil	2020	71 %	288	288	288	Z.(4), Sp.(4) = Z.(3), Sp.(4) × {1 + Z.(4), Sp.(2)}
(5) Leiterseiltemperaturmonitoring bei beiden Systemen	2020	50 %	432	432	432	Z.(5), Sp.(4) = Z.(4), Sp.(4) × {1 + Z.(5), Sp.(2)}

Tafel 2. Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung

Bei einem erwarteten Stromüberschuss werden Verbraucher zum Beispiel über niedrigere Strompreise zu einem höheren Stromverbrauch animiert. Dabei wird entweder der Stromverbrauch zeitlich verlagert oder andere Energieträger werden durch Strom ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein später geplanter Stromverbrauch vorgezogen: Zum Beispiel kühlen Kühlhäuser bei einem Stromüberschuss und entsprechend niedrigeren Strompreisen stärker als üblich.
- Bei einer Ersetzung anderer Energieträger durch Strom wird zum Beispiel vorübergehend warmes Wasser durch elektrische Heizstäbe in Heizkesseln erzeugt, statt durch Verbrennung von Erdgas oder Heizöl.

Bei einem erwarteten Stromdefizit werden Stromverbraucher animiert, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. Dabei wird wiederum der Stromverbrauch entweder zeitlich verlagert oder Strom wird durch andere Energieträger ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein momentan geplanter Stromverbrauch nach hinten verschoben: Zum Beispiel könnten Kühlhäuser bei einem Stromdefizit und entsprechend höheren Strompreisen momentan weniger stark kühlen als üblich.
- Bei einer Ersetzung von Strom durch andere Energieträger wird zum Beispiel bei hybriden Plug-in-Elektrofahrzeugen der Verbrennungsmotor statt des Elektromotors genutzt.

Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt, und bei einem erwarteten Stromdefizit wird die Nachfra-

ge reduziert. Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden. Bei einem weiterhin sehr starken Ausbau der Erneuerbare-Energien-Kraftwerke – nicht nur im Bereich der bestehenden 110-kV-Leitung, sondern letztlich in ganz Deutschland und schrittweise auch in den Nachbarländern – wird immer stärker auch das Nachfragemanagement zum Ausgleich der starken Fluktuationen der erneuerbaren Stromproduktion genutzt werden.

Zudem wird die Stromspeicherung vor Ort in die Stromversorgung integriert werden müssen, zum Beispiel durch

- Power-to-Gas: Beispiel Stadtwerke Mainz mit einer ersten kommerziellen Anlage seit 2015
- Power-to-Heat: kann bei kleinen Solaranlagen auf dem Dach des eigenen Hauses in Kombination mit einer Ölheizung besonders gut eingesetzt werden.

Dadurch können häufiger Stromüberschüsse vor Ort genutzt und zudem erwartete Stromdefizite ausgeglichen werden.

Die Auswirkungen von Nachfragemanagement auf den momentanen Stromtransportbedarf können derzeit nur schwer abgeschätzt werden. Deshalb wird für die Berechnungen eine Reduzierung des momentanen Stromtransportbedarfs von nur 5 % (Tafel 1, Z. (6), Sp. (2)) angesetzt. Durch Nachfragemanagement wird der Stromtransportbedarf um 15 MW (Tafel 1, Z. (6), Sp. (3)) auf 293 MW (Tafel 1, Z. (6), Sp. (4)) reduziert.

Resultierender Stromtransportbedarf

Realisierung von 50 % des Zubaupotenzials (Referenzszenario)
In Tafel 1 ist der Stromtransportbedarf im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-

Leitung bei halber Realisierung des erneuerbaren Zubaupotenzials erfasst. Ergebnis: Es resultiert ein Stromtransportbedarf von 293 MW (Tafel 1, Z. (6), Sp. (4)).

Hinweis: Der Stromtransportbedarf von 293 MW resultiert aus der Einspeisung und dem Abtransport von erneuerbarem Strom. Die Versorgung der lokalen Stromverbraucher beträgt insgesamt maximal nur rund 30 MW und kann damit für den Stromtransportbedarf vernachlässigt werden. Die Stromversorgung der Stromverbraucher vor Ort ist in jedem Fall auch ohne Leitungsverstärkung gesichert.

Realisierung von 75 % des Zubaupotenzials (Alternativszenario)
Je höher der realisierbare Anteil des Zubaupotenzials angesetzt wird, umso höher ist der Stromtransportbedarf. In einer Alternativrechnung wurde deshalb ein höheres realisiertes Zubaupotenzial von drei Vierteln angesetzt.

Durch Nachfragemanagement wird in diesem Fall eine Reduzierung um 10 %, statt wie im Referenzszenario 5 %, angesetzt, da das Einspeisemanagement umso stärker genutzt wird, je höher der potenzielle erneuerbare Stromüberschuss ist.

Ergebnis: Werden die 75 % in Tafel 1, Z. (3), Sp. (2) statt der 50 % und die 10 % in Tafel 1, Z. (6), Sp. (2) statt der 5 % eingesetzt, so resultiert in dieser Alternativrechnung ein Stromtransportbedarf von 347 MW. Dies ergibt eine Erhöhung um 54 MW gegenüber dem in Tafel 1, Z. (6), Sp. (4) für das Basisszenario gezeigten Wert von 293 MW.

Zulässiger Stromtransport

Wie viele neue Stromleitungen in einer Region zur Integration der erneuerbaren Energien benötigt werden, hängt vor al-

lem von den Möglichkeiten zur besseren Nutzung und Verstärkung bestehender Leitungen ab.

Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

Im Einzugsbereich einer geplanten 110-kV-Leitung gibt es bereits eine 110-kV-Leitung. Im Folgenden wird untersucht, wie stark der zulässige Stromtransport im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-Leitung durch Maßnahmen ohne Leitungsneubau erhöht werden kann. Die Berechnung geschieht in den folgenden fünf Schritten.

Bestehende 110-kV-Leitung

Ausgegangen wird vom Istzustand der bestehenden 110-kV-Leitung im Jahr 2014 laut Angaben des zuständigen regionalen Stromnetzbetreibers. Diese Leitung hat zwei Systeme. Jedes System hat eine zulässige Übertragungsleistung von 140 MW und ermöglicht damit einen zulässigen Stromtransport von jeweils 140 MW (*Tafel 2, Z. (1), Sp. (3) und Sp. (4)*).

Im öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in Deutschland sehr hohe Standards der Versorgungssicherheit. Die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die den Stromkunden in Deutschland zur Verfügung steht, wird vor allem dadurch erreicht, dass eine hinreichende Redundanz der technischen Netzeinrichtungen gegeben ist. Hierfür wird das $(n - 1)$ -Kriterium angewendet [3, Kasten 5.1., S. 107]¹:

- Fällt von n Betriebsmitteln, die im ungestörten Fall zur Verfügung stehen, eines durch eine Störung aus, müssen die verbleibenden $(n - 1)$ Betriebsmittel den Stromverbrauch immer noch uneingeschränkt decken können. Beispielsweise darf der Ausfall eines Transformators oder eines Leitungssystems zu keinen für den Verbraucher spürbaren Versorgungsunterbrechungen führen.
- Die Versorgungssicherheit muss auch bei Ausfall eines der beiden Systeme gewährleistet sein. Deshalb sind die zulässige Übertragungsleistung und damit der zulässige Stromtransport durch die bestehende 110-kV-Leitung durch die Übertragungsleistung des verbleibenden Systems gegeben.

Es resultiert ein zulässiger Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 140 MW (*Tafel 2, Z. (1), Sp. (5)*).

Überlastbarkeit der bestehenden 110-kV-Leitung

Die bestehenden Systeme können nach Angaben des zuständigen regionalen Netzbetreibers um mindestens 20 % ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit überlastet werden (*Tafel 2, Z. (2), Sp. (2)*). Dies erhöht die zulässige Übertragungsleistung jedes einzelnen Systems und damit auch den zulässigen Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung um 20 % von 140 auf 168 MW (*Tafel 2, Z. (2), Sp. (5)*).

Umbau von Leitungssystem Nr. 1 mit Hochtemperaturleiterseilen

Durch Ersatz der bestehenden normalen Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile kann die Übertragungsleistung dieses Systems nach Angaben des zuständigen regionalen Netzbetreibers um 71 % erhöht werden – von 168 auf 288 MW (*Tafel 2, Z. (3), Sp. (3)*).

Der zulässige Stromtransport der Leitung bleibt dadurch entsprechend dem vorher erläuterten $(n - 1)$ -Kriterium allerdings unverändert, weil bei einem Ausfall dieses verstärkten Systems das verbleibende zweite System weiterhin nur eine zulässige Übertragungsleistung von 168 MW ermöglicht und dieser niedrigere Wert entsprechend dem $(n - 1)$ -Kriterium den zulässigen Stromtransport der zweisystemigen 110-kV-Leitungen bestimmt. Es resultiert weiterhin ein zulässiger Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 168 MW (*Tafel 2, Z. (3), Sp. (5)*).

Zusätzlicher Umbau von Leitungssystem Nr. 2 mit Hochtemperaturleiterseilen

Durch Ersatz der bestehenden normalen Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile kann die Übertragungsleistung des Leitungssystems Nr. 2 wie vorher schon bei Leitungssystem Nr. 1 um 71 % erhöht werden – von 168 auf 288 MW (*Tafel 2, Z. (4), Sp. (4)*).

Der zulässige Stromtransport der Leitung wird gemäß dem vorher erläuterten $(n - 1)$ -Kriterium erhöht, weil bei einem Ausfall des Leitungssystems Nr. 1 das verbleibende und verstärkte Leitungssystem Nr. 2 auch eine zulässige Übertragungsleistung von 288 MW ermöglicht. Erst nach Umbau auch des zweiten Systems wird der zulässige Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 168 auf 288 MW erhöht (*Tafel 2, Z. (4), Sp. (5)*).

Leiterseiltemperaturmonitoring

Eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports ist ohne Leitungsneubau durch Netzoptimierung und Netzverstärkung möglich [3, Kap. 6.2]. Allein durch Hochtemperaturleiterseile kann die

mittlere Belastbarkeit einer Leitung um mindestens 50 % erhöht werden. Durch zusätzliches Leiterseiltemperaturmonitoring kann die gerade bei Windstromproduktion besonders wichtige kurzzeitige Erhöhung des zulässigen Stromtransports in vielen Fällen um über 100 % erhöht werden [3, Kap. 6.2.3(1)].

Nur bei einem Zusammentreffen hoher erneuerbarer Stromproduktion und dem sehr seltenen Ausfall [4, S. 7 ff] eines der beiden Leitungssysteme wird das verbliebene System kurzzeitig² bis zu maximal dem Doppelten seines nominal zulässigen Stromtransports ausgelastet. Dies ist zulässig, weil durch das Leiterseiltemperaturmonitoring sichergestellt wird, dass zu diesem Zeitpunkt die Leitungssysteme durch kühle Umgebungstemperatur und viel Wind so stark gekühlt werden, dass sie um das Doppelte stärker belastet werden können als beim DIN-Norm-Fall mit 35 °C Lufttemperatur ohne nennenswerte Luftbewegung.

Die Rheinland-Pfalz-Verteilnetzstudie bestätigt das große Potenzial des dynamischen Einspeisemanagements (Dynamic Line Rating) mit Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen gerade für Windstromproduktion. Danach lassen »Hochtemperaturleiterseile eine erhebliche Einsparung bei konventionellem Netzausbau erwarten. [...] Die verbesserte Kühlung von Freileitungen bei starkem Wind ist besonders vorteilhaft für die Wirksamkeit des Dynamic Line Rating, da der Effekt zeitgleich mit den Einspeisespitzen der Windenergie auftritt.« [5, S. 4]

Im Referenzszenario wird eine Nutzung des Leiterseiltemperaturmonitorings an der unteren Bandbreite angenommen, wodurch die maximale Übertragungsleistung beider Systeme um je 50 % (*Tafel 2, Z. (5), Sp. (5)*) erhöht wird. Dadurch steigt der zulässige Stromtransport der Leitung um 50 % von 288 auf 432 MW (*Tafel 2, Z. (5), Sp. (5)*).

Resultierende Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 50 % (Referenzszenario)

In *Tafel 2* sind die Möglichkeiten zur schrittweisen Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden

¹ Zu einer möglichen Modifizierung des $(n - 1)$ -Kriteriums beim Transport von erneuerbarem Strom siehe [6, Kap. 3.2.2, S. 73]

² Bis zur Abregelung der einspeisenden erneuerbaren Kraftwerke.

Vergleich		
	(1)	(2)
	Referenzszenario	Alternativszenario
(1) Stromtransportbedarf	293 MW	347 MW
(2) zulässiger Stromtransport	432 MW	576 MW
(3) Sicherheitspuffer	139 MW	229 MW

Tafel 3. Vergleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

110-kV-Leitung umrissen. In diesem Referenzszenario wird von einer Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung beider Systeme um je 50 % (Tafel 2, Z. (5), Sp. (5)) durch Leiterseiltemperaturmonitoring ausgegangen.

Ergebnis: Durch Netzverstärkungsmaßnahmen resultiert eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung um 292 MW von 140 auf 432 MW.

Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 100 % (Alternativszenario)

Je größer die Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring angesetzt wird, umso größer ist die Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung. In einer Alternativrechnung wurde eine größere Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring angesetzt, nämlich 100 statt 50 % wie im Referenzszenario.

Ergebnis: Werden diese 100 % in Tafel 2, Z. (5), Sp. (2) statt der 50 % eingesetzt, so resultiert in dieser Alternativrechnung eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung auf 576 MW. Dies ist eine Erhöhung um 144 MW gegenüber dem in Tafel 2, Z. (5), Sp. (5) für das Basisszenario gezeigten Wert von 432 MW.

Vergleich zwischen Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

In Tafel 3 werden der Stromtransportbedarf und der zulässige Stromtransport verglichen:

- Der zulässige Stromtransport kann durch eine Verstärkung der bestehenden 110-kV-Leitung kostengünstig auf 432 MW im Referenzszenario und auf 576 MW im Alternativszenario erhöht werden. Der Stromtransportbedarf für den in dieser Region erwarteten Zubau an Erneuerbare-Energien-Kraftwerken liegt sowohl im Referenzszenario mit 293 MW

als auch im Alternativszenario mit 347 MW jeweils deutlich unterhalb des zulässigen Stromtransports von 432 MW beziehungsweise 576 MW.

- Die Maßnahmen zur Ertüchtigung der bestehenden Leitung, das heißt Ersatz der bestehenden Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile sowie Leiterseiltemperaturmonitoring, sind deutlich kostengünstiger als ein geplanter Neubau einer 110-kV-Leitung. Sowohl im Referenzszenario als auch im Alternativszenario kann durch eine Verstärkung der bestehenden 110-kV-Leitung günstig ein hoher Sicherheitspuffer gewährleistet werden.

Ergebnis

In diesem Beispielfall ist es günstiger, statt einer neuen 110-kV-Leitung das bestehende Leitungssystem geeignet zu verstärken. Zudem ist die Umsetzung der Maßnahmen schrittweise entsprechend dem Zubau an erneuerbarer Kraftwerksleistung möglich.

Folgende weitere Möglichkeiten zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports müssen noch berücksichtigt werden:

- Beibehaltung der Netzkopplung zum Nachbarnetz
- Erhöhung der (kurzfristigen) Überlastungsgrenze von 120 % auf > 120 %
- Zweier-Bündel-Leiterseile³.

Nach geltender Rechtslage müsste ein Leitungsneubau wohl in Form von Erdkabeln stattfinden⁴. Fragen zur Verkabelung [3, Kap. 6.3.2; 6, Kap. 5, S. 117 ff.] würden sich allerdings erst stellen, wenn die Notwendigkeit der geplanten 110-kV-Leitung zweifelsfrei belegt werden kann.

³ Durch die Umstellung von Einfach-Leiterseilen auf Zweier-Bündel-Leiterseile kann die Übertragungsleistung, also der zulässige Stromtransport, fast verdoppelt werden. Allerdings müssen hierfür gegebenenfalls die Masten verstärkt werden.

⁴ § 43h EnWG; eine neue 110-kV-Leitung ist dann zu verkabeln, wenn dies maximal 2,75-mal so teuer wie eine Freileitungslösung ist.

Literatur

- [1] Fuchs, T.: Erhebung zum Ausbaupotenzial der erneuerbaren Energien im Bereich der bestehenden 110-kV-Leitung Oberndorf – Otterbach und der geplanten 110-kV-Leitung Oberndorf – Bischheim sowie benachbarter Gebiete. VBG Kirchheimbolanden, August 2015.
- [2] BNetzA: Genehmigung des Szenari Rahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bonn, 19. Dezember 2014, www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.
- [3] Jarass, A.; Jarass, L.: Integration von erneuerbarem Strom. Stromüberschüsse und Stromdefizite, mit Netzentwicklungsplan 2025. MV-Verlag, Münster, Mai 2016, www.jarass.com/home/de/steuern/buecher-und-umfangreiche-gutachten.
- [4] Vennegeerts, H.; Schröders, C.; Holthausen, M.; Quadflieg, D.; Moser, A.: Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004 – 2011. Frankfurt am Main, April 2013, www.fgh.rwth-aachen.de/verein/publikat/veroeff/FGH_IAEW_Eingangsdaten_Zuverlaessigkeitsberechnung_2013.pdf.
- [5] Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz: Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz, Endbericht. Mainz, 22. Januar 2014, https://mwkel.rlp.de/fileadmin/mwkel/Abteilung_6/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf.
- [6] Jarass, L.; Obermair, G. M.: Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, August 2012, www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzbau-erfordert-die-energiewende.



Prof. Dr. Lorenz Jarass, Hochschule Rhein Main, Wiesbaden

>> mail@jarass.com

>> www.jarass.com