

Berlin, 23. März 2026

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**

Invalidenstraße 91
10115 Berlin

www.vku.de

Leitfaden

Leitfaden für die Zusammenarbeit der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade

Fragen und Antworten zur Umsetzung der Systemver-
antwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs.
1c EnWG sowie der VDE-AR-N 4140 (2025)

Version: 6.0

Inhalt

1	Vorbemerkung.....	4
2	Gegenstand des Leitfadens	5
3	Das Kaskadenprinzip.....	7
3.1	Begriff und Inhalt der Kaskade.....	7
3.2	Rechtliche Grundlagen der Kaskade	7
3.3	Die Rollen der NB in der Kaskade	13
3.4	Das Prinzip der Kaskadierung.....	17
3.5	Europäische Vorgaben	21
3.6	Mögliche Ursachen und Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade	23
3.7	Beendigung der Notfallmaßnahmen	32
3.8	Haftungsausschluss.....	33
4	Informationsaustausch	36
4.1	Information der NB untereinander	36
4.2	Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme	40
4.3	Prozessbeschreibung für die Umsetzung von Notfallmaßnahmen	40
4.4	Vertragliche Vereinbarung.....	41
4.5	Externe Kommunikation	42
5	Anpassung der Stromerzeugung.....	45
5.1	Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK.....	45
5.2	Einhaltung des netztechnisch erforderlichen Minimums.....	45
5.3	Reihenfolge der Anpassungsmaßnahmen	46

6	Lastanpassung	53
6.1	Abzuschaltende Kunden	53
6.2	Beispiel rollierendes Verfahren	55
7	Sensitivitätsanalyse	58
7.1	Sensitivitätsanalyse im Rahmen der Anpassung der Stromerzeugung	59
7.2	Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten	61
7.3	Erweiterte Sensitivität	63
Anhang 1: Rechtliche Hinweise zur Haftung der NB untereinander.....		65
Anhang 2: Mustervereinbarung		67

1 Vorbemerkung

Gemäß §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind sowohl Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch Verteilnetzbetreiber (VNB) verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in ihrem Verantwortungsbereich zu beseitigen. Nachgelagerte Stromverteilnetzbetreiber müssen dabei die vom ÜNB und den jeweils vorgelagerten VNB in diesem Zusammenhang ergriffenen Maßnahmen durch eigene Maßnahmen unterstützen. In dem speziellen Fall des § 13 Abs. 2 EnWG (i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG) sind die Netzbetreiber (NB) berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromerzeugungen, Stromtransite und Strombezüge in ihren Regelzonen und Netzgebieten den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen, sofern sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in den jeweiligen Netzebenen durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt.

Es ist wichtig – auch zur Vermeidung von Haftungsrisiken –, dass sich die NB auf Situationen i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG vorbereiten und mit den vor- und nachgelagerten NB zusammenarbeiten. Bis auf wenige grobe Vorgaben lässt der Gesetzgeber die nähere Ausgestaltung der Zusammenarbeit allerdings weitestgehend offen. So enthält § 11 Abs. 1 Satz 4 EnWG die Vorgabe, dass die NB kooperieren und sich bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach §§ 12 bis 16a EnWG unterstützen. Näheres dazu, etwa in welcher Reihenfolge welche Maßnahmen vorzunehmen sind, wen die damit verbundenen Eingriffe in die Erzeugungs- und Laststruktur zu welchem Zeitpunkt in welcher Rangfolge treffen etc. ist im Gesetz nicht konkret geregelt und wird der Ausgestaltung durch die Unternehmen überlassen.

Konkretisierende Vorgaben zur technischen Umsetzung der gesetzlichen Regelungen im Wege einer „Handlungskaskade“ enthält die Anwendungsregel des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zur "Kaskadierung von Maßnahmen für die Sicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen" (VDE-AR-N 4140). Die Anwendungsregel beschreibt dabei die Einhaltung und Abwicklung der Kaskade in organisatorischer wie informatischer Hinsicht und ist erstmals am 1. Februar 2017 in Kraft getretenen. Eine aktualisierte Fassung (VDE-AR-N 4140 (2025)) trat am 1. Mai 2025 in Kraft (korrigiert am 1. August 2025). Die neuen Prozesse sind ab dem 3. Februar 2026 anzuwenden. Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG wird durch die Anwendung der VDE-AR-N 4140 (2025) die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet.

Der vorliegende Leitfaden von BDEW und VKU für die Zusammenarbeit von vor- und nachgelagerten Stromnetzbetreibern im Rahmen der Kaskade bietet den betroffenen Unternehmen weitere Orientierung und damit zusätzliche Rechtssicherheit bei der Umsetzung der gesetzlichen und regulatorischen Regelungen sowie der Anwendungsregel des VDE. Die zunehmend dezentralere und volatilere Erzeugungsstruktur in Deutschland stellt alle NB vor die

Herausforderung, die System- und Netzsicherheit weiter zu gewährleisten. Umso wichtiger ist es, dass es zu einer reibungslosen Zusammenarbeit aller beteiligten NB im Notfall kommt, auch vor dem Hintergrund einer ansonsten ggf. gegebenen Haftung.

2 Gegenstand des Leitfadens

Mit den Regelungen zur Systemverantwortung in den §§ 13 und 14 EnWG hat der Gesetzgeber Rahmenbedingungen geschaffen, die es den NB ermöglichen, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Maßnahmen zu ergreifen, die der Störung oder Gefährdung der Versorgungssysteme entgegenwirken und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten.

Gegenstand des Leitfadens sind Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG zur Anpassung sämtlicher Stromerzeugungen, Stromtransite und Strombezüge an die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Energieversorgungsnetze, also solche Maßnahmen, die im Notfall durchzuführen sind, wenn netz- oder marktbezogene Maßnahmen (z.B. der Einsatz von Regellenergie oder die Durchführung einer Redispatch-Maßnahme) ausgeschöpft sind. Um die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und VNB einschließlich der Betreiber weiterer nachgelagerter Verteilnetze zu gewährleisten, gilt es einerseits die gesetzlichen Vorgaben näher zu beschreiben und andererseits in der VDE-AR-N 4140 (2025) nicht beschriebene Sachverhalte zu erläutern. Durch eine technisch wie rechtlich konkret beschriebene Aufgabenverteilung an die jeweils vor- und nachgelagerten NB und die gegenseitige Unterstützung sollen etwaige Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssysteme frühzeitig erkannt und diesen entgegengewirkt werden.

Ziel der in diesem Leitfaden enthaltenen Handlungsempfehlungen ist vor allem die Erläuterung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens, um die operative Handlungsfähigkeit bei der Vornahme von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch Abstimmung der NB, insbesondere in zeitkritischen Situationen, zu vereinfachen. Zu diesem Zweck werden die Verantwortlichkeiten sowie die einschlägigen kaufmännischen und rechtlichen Regeln erläutert.

Dem Leitfaden liegen die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung geltenden rechtlichen Vorgaben zugrunde. Deren Änderung kann eine Anpassung und ggf. eine Fortschreibung des Leitfadens erfordern¹.

¹ Siehe zu den vorherigen Versionen und Anpassungen: <https://www.bdew.de/service/standardvertraege/vertrag-systemverantwortung/>.

Die Anpassungen in der vorliegenden Version 6.0 beruhen auf den Aktualisierungen in der VDE-AR-N 4140 (2025), der Veröffentlichung der „BDEW-Prozessbeschreibung für die Umsetzung von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Kaskade)“ sowie aufgrund einzelner Änderungen des Rechtsrahmens.

3 Das Kaskadenprinzip

3.1 Begriff und Inhalt der Kaskade

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, werden vom jeweiligen NB Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im eigenen Netz durchgeführt bzw. in nachgelagerten Netzen veranlasst. Die in § 13 Abs. 2 EnWG an den ÜNB adressierten Aufgaben gelten gemäß § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG in gleicher Weise auch für die VNB. Es ist somit Aufgabe eines jeden NB, erforderlichenfalls mit Unterstützung seiner vor- und nachgelagerten NB, sofern vorhanden, die Gefährdungs- bzw. Störungslage zu beheben.

Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt dabei im Rahmen einer Kaskade über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt. Dabei muss jeder in die Kaskade einbezogener NB durch eigenverantwortliches Handeln innerhalb seiner Eigentums- und Verfügungsgrenzen bzw. seines Zuständigkeitsbereichs tätig werden. Der vorgelagerte, kaskadierende NB ist im Netz des anweisenden NB somit nur mittelbar tätig. Entscheidend zur erfolgreichen Umsetzung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen ist damit die Zusammenarbeit und das Verhältnis der NB zueinander, mithin das Verhältnis des ÜNB zu einem direkt nachgelagerten VNB sowie das Verhältnis eines vorgelagerten VNB zu einem direkt nachgelagerten VNB und jeweils umgekehrt. Die Vorteile des Handelns im Rahmen einer Kaskade liegen in der gemeinsamen technischen Lösung auftretender Störungen, Schaffung von Synergien, der Bündelung und Aggregation von Informationen, der Beschreitung „kürzerer“ Kommunikationswege, der effizienten Nutzung bereits vorhandener und ständig gepflegter Kommunikationsstrukturen, der Kenntnis der jeweiligen Ansprechpartner, dem Agieren der „zwischengelagerten“ NB als Multiplikator in Bezug auf die erforderlichen Anpassungsmaßnahmen sowie dem Erreichen kürzerer Reaktionszeiten.

Die Wahrnehmung der Verantwortung für die System- bzw. Netzsicherheit gilt aber natürlich auch für solche NB, die keine nachgelagerten NB haben. Mithin hängt die Aufgabenerfüllung nicht allein von der Kaskade und der Zusammenarbeit der NB untereinander ab, die aber auch in diesen Fällen durch einen entsprechenden Informationsaustausch zur besseren Bewältigung der Gefährdungs- bzw. Störungssituation beitragen kann.

3.2 Rechtliche Grundlagen der Kaskade

3.2.1 Welche Maßnahmen umfasst § 13 Abs. 2 EnWG?

Gemäß § 13 Abs. 2 Satz 1 EnWG sind die ÜNB im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromerzeugung, Stromtransite und Strombezüge in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen

Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen, sofern sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone, ggf. auf allen Netzebenen – in Zusammenarbeit mit den VNB gemäß § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG – durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt.

Eine „Gefährdung“ der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone liegt nach § 13 Abs. 4 EnWG vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu befürchten sind oder zu befürchten ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Der Fall der „Störung“ der Sicherheit und Zuverlässigkeit ist von der Definition in § 13 Abs. 4 EnWG zwar nicht unmittelbar umfasst, lässt sich jedoch daraus ableiten. Eine Störung liegt demnach vor, sobald sich eine der in § 13 Abs. 4 EnWG genannten Gefahren verwirklicht hat.

Die „Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems“, die Systemsicherheit meint die Fähigkeit des Stromversorgungssystems – bestehend aus Erzeugung, Netz und Verbraucher –, erzeugte Elektrizität aufzunehmen, weiterzuleiten und auszuspeisen. Die Systemsicherheit ist gewährleistet, wenn weder die Systembilanz noch die Netzsicherheit gefährdet oder gestört sind. Dabei erfordert eine ausgeglichene Systembilanz, zu jedem Zeitpunkt die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Netzsicherheit ist gewährleistet, wenn im Netz die zulässigen technischen Parameter sowie das (n-1)-Kriterium² für die Energieversorgung eingehalten werden. Auch bei einem Ausfall von Netzbetriebsmitteln und Stromerzeugungseinheiten dürfen keine Gefährdungen, Überlastungen und unzulässigen Spannungsabweichungen bzw. Überspannungen auftreten, die eine Gefahr für die Energieversorgungseinrichtungen des NB (z.B. Überlastung von elektrischen Betriebsmitteln, Defekte an einer Transformatoren- oder Umspannstation) hervorrufen könnten.

§ 13 Abs. 2 EnWG ist adressiert an die ÜNB, stellt aber über den Verweis in § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG die Grundlage für Letztmaßnahmen aller NB dar, hinter denen vertragliche Verpflichtungen bis zur Beseitigung der Störung oder Gefährdung zurücktreten. § 13 Abs. 2 EnWG billigt den NB einen Beurteilungsspielraum im Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen zu. Bezüglich der Auswahl der Maßnahmen muss sich der NB wiederum an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG, insbesondere der Sicherheit der Energieversorgung orientieren. Der Beurteilungsspielraum des NB orientiert sich dabei an den Grundsätzen der

² Definiert in Art. 3 Abs. 2 Nr. 14 System Operation Guideline (SOGL).

Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit³ und ist neben den technischen Vorgaben der VDE-AR-N 4140 (2025) durch das Ziel eines geringstmöglichen Eingriffes begrenzt.

Eine Leistungsreduktion „sämtlicher Stromerzeugungen“ i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG kann unter anderem auch Anlagen umfassen, die aufgrund folgender Punkte Bestandteil der Mindesterzeugung sind:

- in der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) ausgewiesene Regelleistung (+PRL, -PRL, +SRL, -SRL, +MRL, -MRL), soweit diese nicht auf andere Kraftwerke durch den Kraftwerksbetreiber verschoben werden können,
- in der KWEP ausgewiesene Besicherungsleistung (+BES, -BES), soweit diese nicht auf andere Kraftwerke durch den Kraftwerksbetreiber verschoben werden können,
- Einspeisungen von wärme- oder prozessgeführten Anlagen,
- Einspeisungen aufgrund von technischen Restriktionen (z.B. Tagebau, Eigenbedarfsversorgung: es darf auch auf in Erneuerbare-Energien- oder hocheffizienten KWK-Anlagen selbst erzeugte und nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste Elektrizität zurückgegriffen werden, sofern die Gefährdung der Störung nicht anders gelöst werden kann, vgl. Art. 13 Abs. 6c der europäische Binnenmarktverordnung Strom (BMVO), etc.).

Eine Leistungserhöhung „sämtlicher Stromerzeugungen“ i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG kann unter anderem auch Anlagen betreffen, die Regel- oder Besicherungsleistung vorhalten:

- in der KWEP ausgewiesene Regelleistung (+PRL, -PRL, +SRL, -SRL, +MRL, -MRL), soweit diese nicht auf andere Kraftwerke durch den Kraftwerksbetreiber verschoben werden können,
- in der KWEP ausgewiesene Besicherungsleistung (+BES, -BES), soweit diese nicht auf andere Kraftwerke durch den Kraftwerksbetreiber verschoben werden können.

Alternativ können auch Lastabschaltungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen werden.

3.2.2 Gelten die Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG auch für VNB?

§ 13 Abs. 2 EnWG gilt gemäß § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG für die VNB im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind.

³ Siehe unten, unter Punkt 3.2.5.

3.2.3 Aus welcher gesetzlichen Vorschrift ergibt sich die Verpflichtung nachgelagerter NB zur Unterstützung vorgelagerter NB?

Parallel zu der Verpflichtung aus § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG sind alle VNB gemäß § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB oder Maßnahmen eines nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG verantwortlichen VNB, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten VNB durch eigene Maßnahmen zu unterstützen, soweit diese erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden. Dabei gelten §§ 12 und 13 EnWG entsprechend. Mit dieser Regelung ist die Kaskade im Gesetz verankert.

Die Zusammenarbeitspflicht der NB untereinander wurde durch die seit 1. Oktober 2021 geltende Neuregelung des § 11 Abs. 1 Satz 4 EnWG noch verstärkt. Hiernach kooperieren und unterstützen sich die NB bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach §§ 12 bis 16a EnWG.

3.2.4 Wie unterscheidet sich die Zusammenarbeit innerhalb der Kaskade von der Netzbetreiberkoordinierung im Rahmen des Redispatch 2.0?

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat eine Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ([BK6-20-060](#)) erlassen, die wichtige Rahmenregelungen enthält⁴.

Das sogenannte Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK) für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und die Kaskade für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG stehen als jeweils eigenständige Formen der Netzbetreiberzusammenarbeit nebeneinander.

Im Unterschied zum Kaskadenprinzip geht es bei dem NKK nicht um eine Top-Down-Weitergabe einer Anforderung, sondern um eine Koordinierung über die Spannungsebenen hinweg (Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung). Dabei beschränkt sich der Anwendungsbereich des NKK auf die Behebung von Netzenspässen durch die Vornahme von Redispatch-Maßnahmen.

Ziel des NKK ist es, für alle NB in Deutschland einheitliche, praxisnahe und verbindliche Regelungen vorzugeben. Kernelement ist ein koordinierter Abstimmungsprozess der NB durch den Austausch von Informationen.

⁴ Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Version 6.0 dieses Leitfadens hat die BNetzA den Entwurf einer Festlegung zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 (BK6-23-241) zur [Konsultation](#) gestellt. Ziel ist es unter anderem, die Kommunikationsprozesse insgesamt zu vereinfachen, die Prozesse und Formate für die massengeschäftstaugliche Kommunikation zum Datenaustausch, zum Abruf und zur Netzbetreiberkoordination weiterzuentwickeln und flexibler zu gestalten. Bei Erlass dieser Festlegung wird die Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung ([BK6-20-060](#)) voraussichtlich außer Kraft treten.

Für eine Umsetzung in die Praxis und eine reibungslose Koordination sind jedoch zusätzliche, detailliert formulierte Prozesse unabdingbar. Der BDEW hat daher [Detailprozessbeschreibungen](#) erarbeitet, die das NKK und den dafür durch die Festlegung BK6-20-060 vorgesehenen regulatorischen Rahmen sinnvoll ergänzen. Sie dienen den NB als konkrete Grundlage zur Umsetzung des notwendigen Datenaustauschs für das NKK und ermöglichen somit die Engpassbeseitigung gemäß den Vorgaben des Redispatch 2.0.

Das NKK umfasst die notwendigen Abstimmungen mit allen beteiligten NB im Vorfeld einer Maßnahme, während deren Durchführung sowie im Nachgang hinsichtlich der „Folgenabwicklung“ (bilanzieller und finanzieller Ausgleich).

Die Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG beschränkt sich hingegen auf die Durchführung von Notmaßnahmen⁵, die von „Hand zu Hand“ durchgereicht werden. Insoweit sind hieran auch andere Anforderungen an das Funktionieren der Kaskade zu stellen.

3.2.5 Was bedeutet Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit?

Der Gesetzgeber lässt den NB bei der Entscheidung, was richtig und was falsch ist, welche Maßnahmen also in welchem Umfang wem gegenüber zu ergreifen sind, um die Gefahr- bzw. Störungssituation i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG schnellstmöglich und effizient zu beseitigen, weitestgehend auf sich gestellt. Neben den netztechnischen Restriktionen, denen jeder NB unterliegt, muss er seine Entscheidung danach ausrichten, dass er die Rechte seiner Anschlusskunden in geringstmöglichem Ausmaß beeinträchtigt. Letzteres kann er dadurch gewährleisten, indem seine Maßnahmen diskriminierungsfrei und mit Blick auf die Beeinträchtigung von Erzeugungs- wie von Lastkunden verhältnismäßig sind.

Wenngleich diese Begrifflichkeiten maßgebend für die Bewertung der Regelungsmaßnahmen der NB sind, finden auch sie im Gesetz, insbesondere im EnWG keine nähere Erläuterung. Jedoch entstammen sie allgemein anerkannten und in der Rechtspraxis verankerten energiewirtschaftlichen Grundsätzen.

Diskriminierungsfrei handelt der NB nach allgemeinem Rechtsverständnis, wenn er alle an sein Netz angeschlossenen, jeweils miteinander vergleichbaren Erzeugungsanlagen und Lastkunden gleichbehandelt. Dies kann im Rahmen des Lastmanagements beispielsweise im Wege rollierender Lastabschaltungen erfolgen⁶. Eine unterschiedliche Behandlung kann wiederum durch sachliche Gründe, d.h. im Fall der Systemsicherheit regelmäßig unter anderem auch aufgrund technischer Restriktionen gerechtfertigt sein.

⁵ Siehe Punkt 3.2.1.

⁶ Siehe dazu näher unten, unter Punkt 6.2.

Hat der NB einzelne Kunden oder auch Kundengruppen diskriminierungsfrei ausgewählt, muss die vorgenommene Maßnahme in der weiteren Betrachtung auch verhältnismäßig sein, das heißt gemessen an deren Zweck – die Beseitigung der Gefahr oder Störung – geeignet, erforderlich und angemessen. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ist eine Ausprägung des im Grundgesetz verankerten Rechtsstaatsprinzips und spielt bei der Auslegung von gesetzgeberischen Vorgaben stets eine Rolle. Dessen Gedanken auf die Verantwortung der NB für die Systemsicherheit übertragen, bedeutet, die Maßnahme muss eindeutig dem Zweck des § 13 Abs. 2 EnWG dienen, es darf kein milderes Mittel gleicher Eignung zur Verfügung stehen und die Nachteile, die mit der Maßnahme verbunden sind, dürfen nicht außer Verhältnis zu den Vorteilen stehen, die sie bewirkt.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, sollten die NB bereits im Vorfeld solcher Maßnahmen Kriterien entwickeln, die sie ihrem Handeln nach § 13 Abs. 2 EnWG zugrunde legen. Sollte eine Gefahrensituation eintreten, die solche Maßnahmen auslöst, ist der NB gemäß § 13 Abs. 7 Satz 1 EnWG im Nachhinein verpflichtet, die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu informieren. *"Unmittelbar Betroffene"* in diesem Sinne sind laut Gesetzesbegründung die *"unmittelbaren Adressaten dieser Anpassungen und Maßnahmen"*⁷. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe zu belegen. An dieser Stelle sollte der NB auch nachweisen können, sich bereits vorher Gedanken gemacht und darauf seine Entscheidung bzgl. der konkreten Maßnahmen gestützt zu haben. Ein erster Anhaltspunkt dafür, dass der NB sein Handeln an allgemein anerkannten Kriterien ausgerichtet hat, könnte beispielsweise die Anwendung sowohl der VDE-AR-N 4140 (2025) als auch dieses branchenweit anerkannten und angewendeten BDEW/VKU-Leitfadens und die Umsetzung der darin gemachten Vorschläge sein. Der BDEW/VKU-Leitfaden ist zwar an sich nicht rechtlich bindend und seine Anwendung führt auch nicht zu der gesetzlichen Vermutung gemäß § 49 EnWG, dass der Stand der Technik eingehalten wurde⁸. Gleichwohl vermag er jedoch die gängige Praxis und die in der Branche gemeinsam diskutierten und zusammengestellten Grundsätze abzubilden. Die Beachtung der Inhalte eines solchen Leitfadens könnte aber bei der nachträglich zu stellenden Frage nach einer möglichen Haftung des NB eine Rolle spielen⁹. Auch der Abschluss einer Vereinbarung, entsprechend dem Muster in Anhang 2¹⁰ kann darauf hindeuten, dass sich die NB untereinander bereits im Vorfeld auf wesentliche Aspekte ihrer Zusammenarbeit verständigt haben, wie

⁷ Brat-Drs. 613/04, Seite 103.

⁸ So bei der VDE-AR-N 4140 (2025), siehe oben, unter Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

⁹ Siehe dazu unten, unter Punkt 3.8.1.

¹⁰ Siehe dort sowie unten, unter Punkt 4.3.

beispielsweise auf das konkrete Vorgehen bei Anpassungsmaßnahmen oder auf die zu nutzenden Kommunikationswege, und damit die im Verkehr erforderliche Sorgfalt haben walten lassen.

3.2.6 Können Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG auch dann ergriffen werden, wenn noch nicht sämtliche markt- und/oder netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG durchgeführt wurden?

§ 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen können auch dann ergriffen werden, wenn markt- und/oder netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die Störungs- bzw. Gefährdungslage nicht rechtzeitig beseitigen können. Das heißt, es können auch dann Fälle des § 13 Abs. 2 EnWG eintreten, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG theoretisch zwar noch denkbar und möglich wären, deren Durchführung jedoch keinen rechtzeitigen Beitrag mehr zur Problembeseitigung leisten kann.

Dies darf jedoch auf der anderen Seite nicht dazu veranlassen, „vorschnell“ Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zu ergreifen. Der „Übergang“ zu § 13 Abs. 2 EnWG ist immer situativ und einzelfallbezogen zu bewerten. Der anfordernde NB muss stets abwägen, inwieweit eine Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG noch geeignet oder bereits ungeeignet ist, die Gefährdungssituation bzw. Störung im Netz zu beseitigen. Allein der Umstand, dass eine Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG vertraglich vereinbart wurde, enthält kein Indiz oder eine Gewichtung dafür, wie geeignet eine solche Maßnahme im konkreten Einzelfall ist, weswegen stets die entsprechende Eignung geprüft werden muss. Wenn die konkrete Gefährdungslage es schließlich erfordert, kann der NB die eigentlich geplante Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG operativ überspringen. Das gilt sowohl für § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahmen im eigenen als auch im nachgelagerten Netz des angeforderten, ggf. bereits eine § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahme anweisenden NB.

Der Gesetzgeber geht davon aus, dass es künftig aufgrund des ab dem 1. Oktober 2021 planwertbasierten Redispatch gegenüber nahezu allen Erzeugungsanlagen allerdings weniger zu Gefährdungssituationen i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG aufgrund eines Netzengpasses kommt, die den Anwendungsbereich des § 13 Abs. 2 EnWG eröffnen.

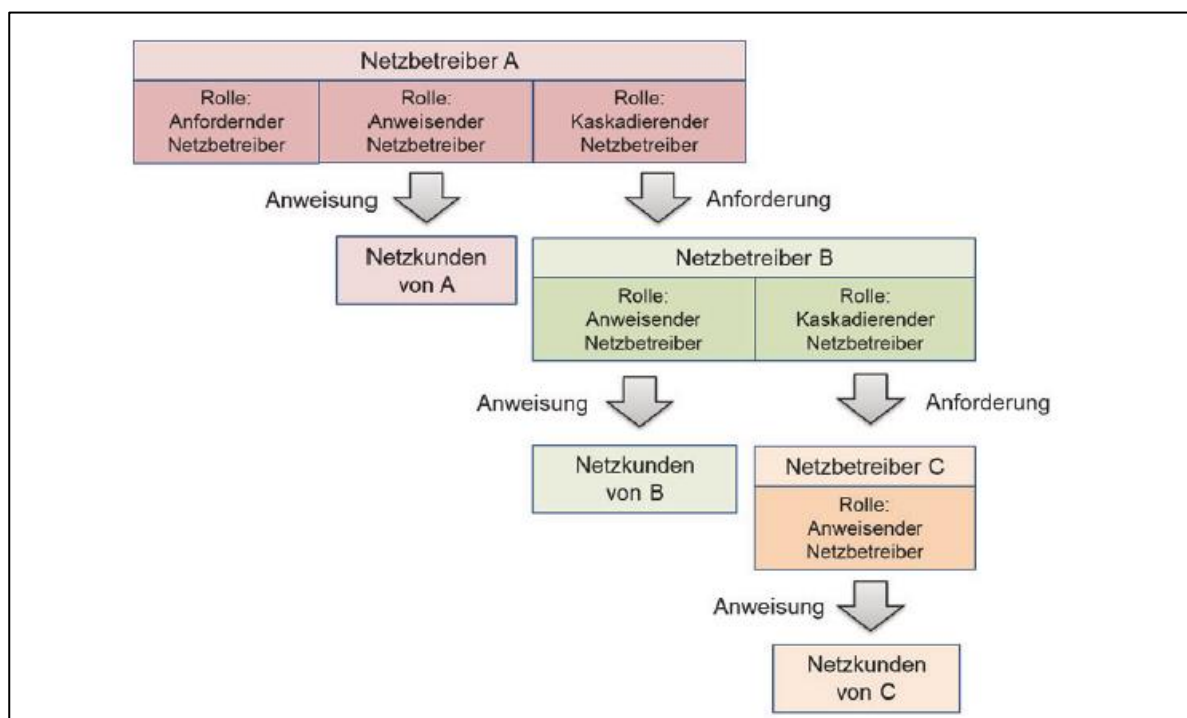
3.3 Die Rollen der NB in der Kaskade

Grundsätzlich ist jeder NB gesetzlich dazu verpflichtet, seine Aufgabe im Rahmen der Systemverantwortung zu erfüllen. Diese Aufgabenerfüllung erfolgt in eigener Verantwortung wie folgt.

In der Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG ist

- **anfordernder NB** derjenige NB, in dessen Netz die Ursache für die Gefährdung oder Störung des Energieversorgungssystems i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG liegt,
- **kaskadierender NB** – auf erster Stufe der Kaskade – zunächst der anfordernde NB, anschließend auch jeder nachgelagerte NB, der, wenn neben oder auch statt eigenen Maßnahmen im eigenen Netz weitere Maßnahmen notwendig sind, den Anpassungsbedarf für die an seinem Netz angeschlossenen Netzkunden und an den Übergabestellen zu den ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB ermittelt und eine daraus resultierende Anforderung zur Umsetzung an die jeweils direkt nachgelagerten NB innerhalb der Kaskade weitergibt,
- **anweisender NB** jeder NB, der eigene Maßnahmen oder vom vorgelagerten, kaskadierenden NB angeforderte Maßnahmen eigenständig bei Netzkunden, die direkt an seinem Netz angeschlossen sind, umsetzt.

Die VDE-AR-N 4140 (2025) enthält die folgende Rollenübersicht am Beispiel für drei NB. Anschließend werden dort die Aufgaben der NB in ihren jeweiligen Rollen beschrieben und in Ablaufdiagrammen dargestellt. Ein NB kann dabei auch mehrere Rollen gleichzeitig wahrnehmen.



Die Verantwortung des **anfordernden vorgelagerten NB** erstreckt sich dabei zunächst auf

- die Ermittlung des operativ erforderlichen Anpassungsbedarfs im eigenen Netz und im Netz der ihm in der Kaskade nachgelagerten NB.

Die Verantwortung des **vorgelagerten NB** umfasst

als anfordernder NB

- die Umsetzung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen im eigenen Netz (als anweisender NB) und wenn diese Maßnahmen nicht genügen
- die Ermittlung der resultierenden Anpassungen in den nachgelagerten Netzen und
- die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB (als kaskadierender NB);

als in der Kaskade dem anfordernden NB nachgelagerter NB

- die Umsetzung der an ihn gerichteten Anforderung des anfordernden vorgelagerten NB in seinem eigenen Netz (als anweisender NB) und
- die Ermittlung der resultierenden Anpassungen in den nachgelagerten Netzen und
- die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB (als kaskadierender NB).

Die Verantwortung des **nachgelagerten NB** bezieht sich auf

- die Umsetzung der an ihn gerichteten Anforderung des kaskadierenden vorgelagerten NB in seinem eigenen Netz (als anweisender NB) und
- ggf. die Weitergabe von Anforderungen an die ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten NB, sofern vorhanden (dies wiederum als kaskadierender NB).

Das bedeutet, der anweisende nachgelagerte NB unterstützt den jeweils kaskadierenden vorgelagerten NB – und damit letztlich den anfordernden NB – bei der Erfüllung dessen gesetzlicher Verpflichtung im Rahmen der Systemverantwortung durch eigenverantwortliche Entscheidungen. Der Entscheidungsspielraum des anweisenden NB beschränkt sich hierbei allerdings auf das „Wie“ der Umsetzung, auf die Wahl der in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen gegenüber den angeschlossenen Kunden und ggf. auf die Wahl der geeigneten, seinem Netz wiederum nachgelagerten NB. Dass der jeweils nachgelagerte NB tätig werden muss, das „Ob“ bezüglich eigener Maßnahmen, ergibt sich aus seiner gesetzlichen Verpflichtung.

3.3.1 Sind auch Betreiber geschlossener Verteilernetze Bestandteil der Kaskade?

Auch Betreiber geschlossener Verteilernetze sind Bestandteil der Kaskade. Die Verpflichtungen eines Betreibers eines geschlossenen Verteilernetzes sind identisch mit denen eines Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung.

Ein Energieversorgungsnetz, mit dem Energie zum Zwecke der Ermöglichung der Versorgung von Kunden in einem geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder einem Gebiet verteilt wird, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden, gilt als geschlossenes

Verteilernetz i.S.d. § 110 Abs. 2 EnWG, wenn die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Anschlussnutzer dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind oder mit dem Netz in erster Linie Energie an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt wird. Dabei dürfen keine Letztverbraucher, die Energie für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, über das Netz versorgt werden oder nur eine geringe Zahl von solchen Letztverbrauchern, wenn diese ein Beschäftigungsverhältnis oder eine vergleichbare Beziehung zum Eigentümer oder Betreiber des Netzes unterhalten.

Gemäß § 110 Abs. 1 EnWG finden auf die Betreiber solcher Netze auch die §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG Anwendung, so dass sie – in der Regel – auch die Rolle eines nachgelagerten anweisenden NB im Rahmen der Kaskade einnehmen. Dies gilt auch dann, wenn in dem geschlossenen Verteilernetz neben dem Betreiber keine weiteren Letztverbraucher angeschlossen sind.

3.3.2 Besteht die Möglichkeit, die Pflicht zur Umsetzung einer angeforderten Maßnahme im Wege einer Dienstleistung erfüllen zu lassen?

Grundsätzlich trägt jeder NB die Verantwortung für sein Netz, d.h. auch jeder VNB muss etwaige Gefahren für sein Netz überwachen, bei Eintritt einer Gefahr notwendige Maßnahmen gegenüber Stromerzeugung, Stromtransiten und Strombezüge ergreifen und dabei die gesetzlichen und behördlichen Vorgaben einhalten. Ebenso ist jeder NB verantwortlich für die Umsetzung einer angeforderten Maßnahme im Rahmen der Kaskade. Diese Verpflichtung kann der per Gesetz verantwortliche NB nicht auf andere NB oder dienstleistende Dritte übertragen, nur die Erfüllung dieser Pflicht.

Zur Erfüllung der aus den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG erwachsenden Pflicht kann sich ein NB jedoch eines Dienstleisters bedienen, für dessen Auswahl er wiederum die Verantwortung trägt. Dieser muss nicht zwingend der vor- oder nachgelagerte NB, aber in jedem Fall fachlich zur Erfüllung der Aufgaben der Systemverantwortung geeignet sein.

Je nach Angebot können sich solche Dienstleistungen auf die Zurverfügungstellung der technisch notwendigen Geräte beziehen, auf die Einbindung in die Leitwarte bzw. in das Lastmanagement benachbarter oder vorgelagerter NB oder auch auf die vollumfängliche Umsetzung von Anforderungen des vorgelagerten NB für das eigene Netz. In diesem Fall muss die Einbindung eines Dienstleisters und die Kommunikation in der operativen und informatorischen Kaskade mit dem vor- und ggf. nachgelagerten NB abgestimmt und klar definiert werden. Alle Rahmenbedingungen für die Kommunikation müssen auch bei Verwendung eines Dienstleisters eingehalten werden. Möglich ist auch die vollständige Integration eines nachgelagerten Netzes in das Konzept des vorgelagerten NB. In diesem Fall halten der vorgelagerte und einer

oder mehrere nachgelagerte NB ein gemeinsames Konzept vor. Darin sind unter anderem ebenso die Kommunikationswege zwischen vorgelagertem, nachgelagertem und dienstleistendem NB zu beschreiben.

Zwingend ratsam ist in jedem Fall der Abschluss eines entsprechenden Dienstleistungsvertrages, der die Aufgabe des Dienstleisters und dessen Befugnisse klar bezeichnet und abgrenzt. Dabei muss die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, insbesondere auch in der Auswahl der zur Verfügung stehenden Maßnahmen gewährleistet sein. Auch wenn die Aufgabe, beispielsweise die Abschaltung von Lastkunden, einem Dritten übertragen wird, muss die Auswahl der abzuschaltenden Netzkunden diskriminierungsfrei und verhältnismäßig sein.

Das gilt auch für die Betreiber geschlossener Verteilernetze.

3.4 Das Prinzip der Kaskadierung

Die operative Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen durch die nachgelagerten kaskadierenden bzw. anweisenden NB muss schnell und koordiniert erfolgen. Dies ist insbesondere in betrieblichen Ausnahmesituationen zu gewährleisten.

Bei der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen sind zu jedem Zeitpunkt Wechselwirkungen und gegenseitige Beeinflussung zwischen vor- und nachgelagerten Netzen zu berücksichtigen. Zur Abwendung von Systemgefährdungen sind daher Abstimmungen zwischen den beteiligten NB notwendig.

Eine Übersicht über das allgemeine Prinzip der Kaskadierung der NB wird nachfolgend in Abbildung 2 dargestellt.

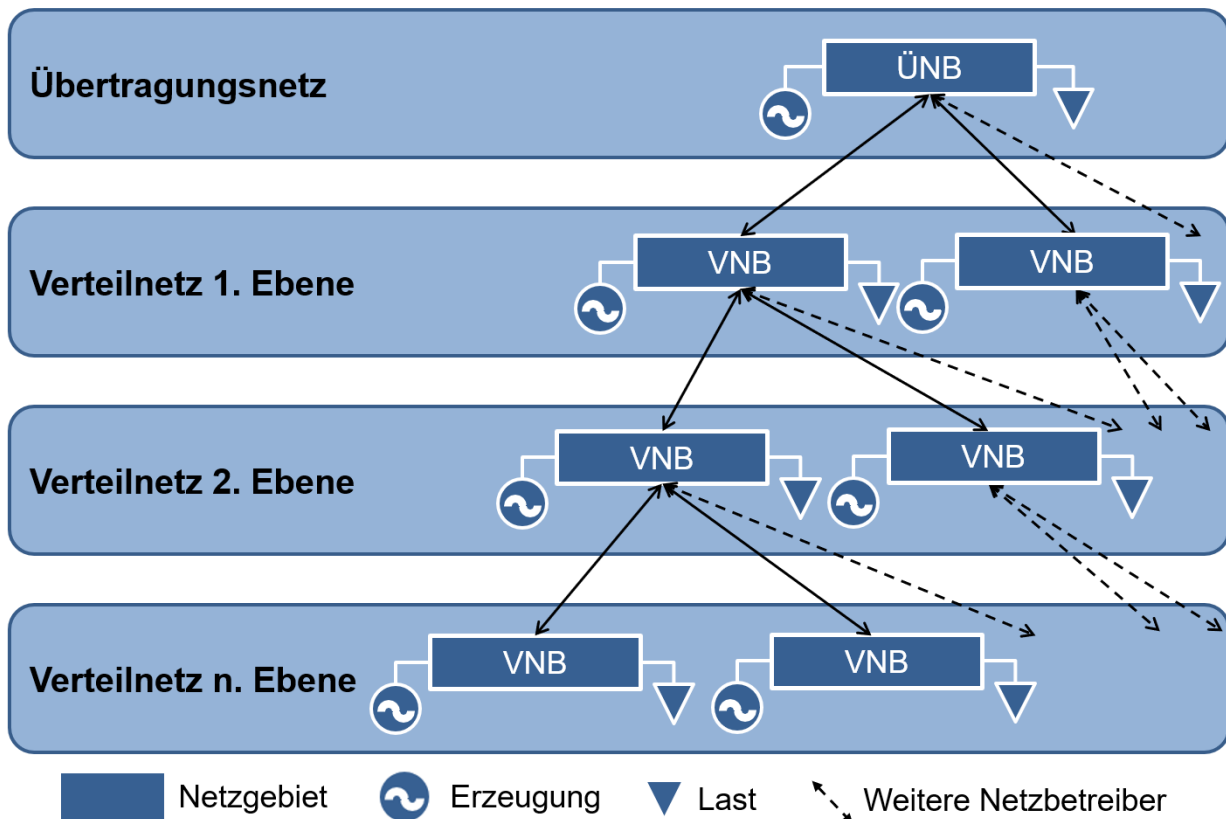


Abbildung 2: Allgemeines Prinzip der Kaskadierung

Sofern ein NB Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems bereits im Vorfeld erkennt und es zeitlich möglich ist, stimmt er sich mit den betroffenen nachgelagerten NB über mögliche präventive und operative Maßnahmen ab. Dies können u.a. sein:

- Schaltzustandsänderungen in den Netzen,
- Aussetzen geplanter Schaltmaßnahmen z. B. zur Durchführung von Netzbetriebsmittelrevisionen etc.,
- Einschalten von ausgeschalteten Netzbetriebsmitteln bzw. Netzanlagen in den betroffenen Netzen.

Unabhängig davon, in welcher Spannungs- oder Netzebene NB, Letztverbraucher oder Stromerzeuger an das jeweilige Netz angeschlossen sind, können sich netzseitige Erzeugungen und/oder Lasten auf die Systemsicherheit in der Regelzone, in welche sie technisch eingebunden sind, auswirken.

Um die angeforderten erforderlichen Anpassungsmaßnahmen des anfordernden vorgelagerten NB vorzubereiten und schließlich durchführen zu können, sind im Vorfeld Daten bzw. Informationen zwischen den in der Kaskade verbundenen NB auszutauschen. Dabei erfolgt der Austausch im Rahmen der **informativischen Kaskade**¹¹.

Im Fall notwendiger operativer Anpassungsmaßnahmen in nachgelagerten Netzen ermittelt zunächst der anfordernde und jeweils kaskadierende NB den erforderlichen Anpassungsbedarf für alle ihm direkt in der Kaskade nachgelagerten NB, die ausgehend von der jeweiligen Leistung im Netz einen wirksamen Beitrag zur Gefahrenbeseitigung leisten können¹². Anschließend wird dieser an die jeweils direkt nachgelagerten NB innerhalb der **operativen Kaskade** weitergegeben¹³.

Dieser Prozess wird – unter Beachtung der Geeignetheit der Maßnahmen in der jeweils nachgelagerten Netzebene aus Sicht des anfordernden NB – über die Kaskade über alle Netzebenen fortgeführt, erforderlichenfalls bis zur untersten letzten Ebene. Gleichzeitig hat mit der Weitergabe der Anforderungen die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen, die Ausführung in den jeweiligen Netzen zu erfolgen.

Sowohl innerhalb der operativen Kaskade als auch innerhalb der informativischen Kaskade erfolgen die Weitergabe der Daten bzw. Informationen sowie die Anforderung von Anpassungsmaßnahmen auf Veranlassung des anfordernden NB. Die NB haben sich zum Zwecke der vollständigen Umsetzung der Kaskade zu unterstützen.

Die Abläufe sowie die Informations- und Handlungsbeziehungen zwischen den direkt verbundenen NB werden in der VDE-AR-N 4140 (2025) näher beschrieben und können überdies bilateral vereinbart werden¹⁴. Die Umsetzung gegenüber Letztverbrauchern und Erzeugern ist Sache des jeweiligen Anschluss-NB, der diesen gegenüber entsprechende Maßnahmen ausführt.

3.4.1 Wonach bemisst sich die Anforderung des anfordernden bzw. kaskadierenden NB?

Im Fall einer nach § 13 Abs. 2 EnWG notwendigen Anpassungsmaßnahme ermittelt zunächst der anfordernde NB die operativ notwendige Leistung für sein sowie für alle ihm direkt in der Kaskade nachgelagerten Netze. Nach bzw. mit der Umsetzung eigener Maßnahmen im

¹¹ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6, Seite 26 ff.

¹² Siehe dazu, wonach sich die Anforderung bemisst, nachfolgend unter Punkt 3.4.1. Ob ein Erfüllungshemmnis vorliegt, ist an dieser Stelle noch nicht zu berücksichtigen, da es dem anfordernden NB zu diesem Zeitpunkt in der Regel noch nicht bekannt sein dürfte. Von Bedeutung ist hier eher die Sensitivität bezogen auf die Wirkung der angeforderten Maßnahme; siehe zur Mindestsensitivität VDE-AR-N 4140 (2025) Anhang B sowie hier unter Punkt 0.

¹³ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 5, Seite 19 ff, hier sind die konkreten Abläufe zwischen den NB innerhalb der operativen Kaskade geregelt.

¹⁴ Siehe dazu auch die Mustervereinbarung unter Anhang 2.

eigenen Netz hat mit der Weitergabe der Anforderungen die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen in den jeweiligen nachgelagerten Netzen zu erfolgen.

Liegt eine Störung der Systembilanz vor, ermittelt der ÜNB gemäß VDE-AR-N 4140 (2025) die insgesamt notwendige Leistungsanpassung in der Regelzone gemäß der im Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber dargestellten Systematik¹⁵. Diese notwendige Leistungsanpassung ergibt sich aus der verbleibenden Bilanzabweichung des Regelblocks, die zunächst auf die ÜNB aufgeteilt wird. Innerhalb der Regelzonen wird die Leistungsanpassung gemäß Last- bzw. Erzeugungs-Aufteilungsschlüssel auf den ÜNB und die direkt nachgelagerten NB bedarfsgerecht aufgeteilt. Die direkt angeschlossenen NB werden in diesem Fall angewiesen, Maßnahmen in Höhe des jeweils umzusetzenden Anteils als Wirkleistungswert durchzuführen.

Liegt eine Störung der Netzsicherheit vor, kommuniziert der anfordernde NB an den oder die betroffenen kaskadierenden bzw. anweisenden NB in Bezug auf die notwendigen Maßnahmen einen Wirkleistungswert und benennt die betroffene Übergabestelle bzw. die betroffenen Übergabestellen¹⁶. Hervorzuheben ist, dass es für die Kaskade nicht beispielsweise auf die Erzeugungsleistung der einzelnen Anlagen beim anweisenden NB ankommt, sondern nur auf die Leistung bzw. Wirkung an der Übergabestelle zum vorgelagerten, anfordernden NB.

3.4.2 Wo liegen die Grenzen des Verantwortungsbereichs der in der Kaskade handelnden NB?

Zur Durchführung der angeforderten Maßnahmen innerhalb der Kaskade ist im jeweiligen Netzgebiet nach den gesetzlichen Vorgaben der jeweilige angeforderte nachgelagerte NB verpflichtet (§§ 11 Abs. 1, 14 Abs. 1, 19 Abs. 1 EnWG), wodurch dieser zum anweisenden bzw. kaskadierenden NB wird. Dabei kann der betroffene NB jeweils nur in seinem Verantwortungsbereich direkt angeschlossene Verbraucher oder Erzeuger anpassen oder wiederum für den nachgelagerten VNB aggregierte Anpassungsmaßnahmen vorgeben. Der anweisende bzw. kaskadierende NB ist dafür verantwortlich, dass er die Vorgaben zur Anpassung von Verbrauch bzw. Erzeugung des anfordernden bzw. kaskadierenden NB einhält. Dabei ist es unerheblich, ob sich der nachgelagerte NB im Bezug oder Lieferung befindet. Es muss immer vom aktuellen Arbeitspunkt aus betrachtet, der angeforderte Beitrag erbracht werden.

Das bedeutet auch, dass das unmittelbare Aktionsfeld und der Verantwortungsbereich des kaskadierenden NB an der Grenze zum anweisenden NB endet. Der anweisende NB hat die Anforderungen wiederum innerhalb seiner Eigentums- und Verfügungsgrenzen in eigener

¹⁵ VDE-AR-N 4140 (2025), Seite 14 Nr. 4.3.2.

¹⁶ Siehe auch VDE-AR-N 4140 (2025), Seite 15 Nr. 4.3.3.

Verantwortung umzusetzen. Der anfordernde und der jeweils kaskadierende NB ist somit im Netz des anweisenden NB nur mittelbar tätig. Ausnahmsweise kann der kaskadierende NB im nachgelagerten Netz des anweisenden NB auch selbst Regelungen vornehmen, wenn zwischen beiden NB entsprechende Verträge zur Erbringung von Netzdienstleistungen geschlossen wurden, nach denen der kaskadierende NB die Ausführung bestimmter Aufgaben für den anweisenden NB dienstleistend übernimmt¹⁷. Aber auch in diesem Fall sind die Regelungen auf Anweisung des anweisenden NB begründet und damit mittelbar durch ihn erfolgt.

3.5 Europäische Vorgaben

3.5.1 Welche aktuellen europäischen Vorgaben gibt es?

Nachfolgend werden einschlägige Verordnungen der Europäischen Kommission zur Festlegung von Netzkodizes aufgeführt.

Network Code Electricity Emergency and Restoration - NC ER

Am 18. Dezember 2017 ist die „Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ (Network Code Electricity Emergency and Restoration (NC ER¹⁸) in Kraft getreten, der die Sicherstellung der Sicherheit und der Kontinuität der Stromversorgung in ganz Europa zum Gegenstand hat und Regeln für den Betrieb des Stromübertragungssystems festlegt¹⁹. Das Hauptziel ist es, das System in den Normalzustand zurückzubringen. Der NC ER wurde am 28. November 2017 im Amtsblatt der EU veröffentlicht.

Network Code on Demand Connection

Die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Network Code on Demand Connection, NC DCC²⁰) enthält harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von Verbrauchsanlagen und Verteilernetze. Im Fokus ist der grenzüberschreitende Stromhandel. Adressiert werden z.B. das Lastmanagement, lastseitige Anpassungen und Demand Side Response. Der NC DCC ist am 7. September 2016 in Kraft getreten und wurde durch den

¹⁷ Siehe zur Möglichkeit der Beauftragung einer Dienstleistung Punkt 3.3.2.

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=EN>.

¹⁹ Bereits am 1. April 2014 wurde ENTSO-E von der Europäischen Kommission damit beauftragt, eine entsprechende „Betriebsvorschrift für Elektrizität“ gemäß Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu erarbeiten. Die nationalen technischen Regelwerke werden in erster Linie auf Ebene der Übertragungs- und Transportnetze damit durch eine weitere Kategorie technischer Regelwerke ergänzt: durch Netzkodizes nach Art. 8 VI VO 714/2009/EC und Art. 8 VI VO 715/2009/EC.

²⁰ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>.

VDE/FNN in ein nationales Regelwerk überführt²¹. NB und Hersteller mussten die Vorgaben bis zum 17. August 2019 umsetzen.

Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators

Die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators, RfG²²) ist am 17. Mai 2016 in Kraft getreten. Die Bestimmungen des RfG enthalten detaillierte Vorschriften für den Anschluss von neuen Stromerzeugungsanlagen an nationale Stromnetze. Der RfG war durch VDE/FNN bis zum 17. Mai 2018 in ein nationales Regelwerk umzusetzen. Die VDE-Anwendungsregeln Erzeugungsanlagen an der Niederspannung, TAR Mittelspannung, TAR Hochspannung und TAR Höchstspannung wurden entsprechend angepasst, erfolgreich notifiziert und am 19. Oktober 2018 in das VDE Vorschriftenwerk aufgenommen. Die Technische Anschlussregel Niederspannung (VDE-AR-N 4100) wurde am 8. März 2019 veröffentlicht²³.

Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules

Die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules, HVDC²⁴) ist am 28. September 2016 in Kraft getreten. Die Bestimmungen enthalten detaillierte Regeln für die Verbindung von vor allem neuen Hochspannungs-Gleichstromsystemen für nationale Stromnetze.

Guideline on System Operation

Die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Guideline on System Operation, SO GL²⁵) trat am 14. September 2017 in Kraft. Die Bestimmungen der SO GL schaffen einen Rahmen für die Aufrechterhaltung des sicheren europaweiten Betriebs der Übertragungsnetze. Geregelt werden ein gemeinsames Netzmodell und gemeinsame Standards und Vorgaben für ein koordiniertes Vorgehen bei besonderen Belastungssituationen.

²¹ <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/europaeische-network-codes/dcc>.

²² <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>.

²³ <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/europaeische-network-codes/rfg>.

²⁴ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>.

²⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>.

3.5.2 In welchem Verhältnis stehen diese europäischen Vorgaben zu den nationalen gesetzlichen Vorgaben? Durch wen sind diese zu berücksichtigen?

Grundsätzlich betreffen die Netzkodizes primär den grenzüberschreitenden Betrieb der europäischen Übertragungsnetze, können jedoch auch Anforderungen für die Anlagenkonfiguration bei Erzeugungsanlagen oder Letztverbrauchern bzw. für unterlagerte Netzebenen enthalten.

Netzkodizes werden durch das sog. Komitologieverfahren²⁶ zu verbindlichen Regelwerken für die NB und Netznutzer. Damit können sie „sonstige Rechtsvorschriften“ i.S.d. § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG sein. Im Falle eines Widerspruchs von Regelwerken i.S.d. § 49 Abs. 2 EnWG gegen die Netzkodizes gelten die Netzkodizes als europäische Regelungen vorrangig.

Den NC ER hat die Europäische Kommission beispielsweise als europäische Verordnung erlassen. Damit stellt dieser in allen Mitgliedsstaaten eine zwingende gesetzliche Regelung dar. Die Mitgliedsstaaten dürfen sodann mit eigenem Recht (d.h. durch Gesetze oder technische Regelwerke) hiervon nur abweichen, wenn dies in den europäischen Vorschriften vorgesehen ist.

Sollten neue europäische Vorgaben bzw. darauf basierende Anpassungen des EnWG²⁷ einen entsprechenden Anlass geben, wird der Leitfaden entsprechend angepasst werden.

3.6 Mögliche Ursachen und Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

Die operative Kaskade zur Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 und 1c EnWG kommt dann zur Anwendung, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist und wenn zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung bereits alle rechtzeitig möglichen und geeigneten netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1, § 13a und § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 und 1c EnWG ausgeschöpft sind. Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems können verschiedene Ursachen haben, auf die mit individuellen Lösungsansätzen

²⁶ Auf Basis VO Nr. 182/2011 vom 16. Februar 2011. Formal gehen selbst derartige abgeleitete Rechtsvorschriften der Europäischen Union den nationalen deutschen Gesetzen, hier z.B. § 49 EnWG, vor.

²⁷ Bisher wurden solche europäischen Anforderungen an die nationalen Stromnetze über die Anforderungen in § 12 EnWG umgesetzt. § 12 EnWG konkretisiert die besonderen Pflichten und Informationsrechte der ÜNB im Verbundsystem. Die Regelung dient der Umsetzung der besonderen Anforderungen an ÜNB nach den europarechtlichen Vorgaben der Stromrichtlinie (Art. 43 StromRL). Umgesetzt wurde und wird dies vor allem im Transmission Code (VDN, TransmissionCode 2007, der durch die VDE-AR-N 4140 (2025) abgelöst wurde) und die für den internationalen Verbund relevanten Regeln der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) und der ENTSO-E (Network Codes der European Network of Transmission System Operators for Electricity).

reagiert werden muss. Die Abgrenzung der wichtigsten Anwendungsfälle wird in Abbildung 3 aufgezeigt.

Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

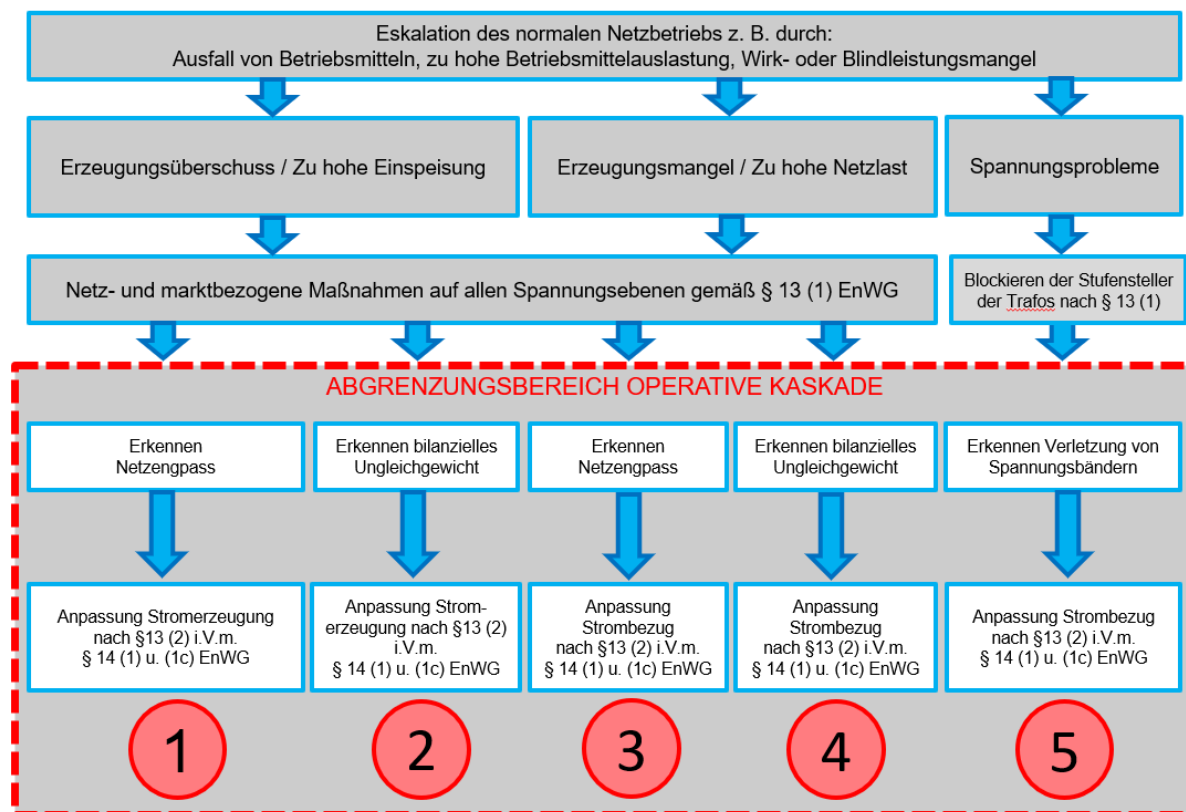


Abbildung 3: Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade

Insgesamt ergeben sich damit im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich fünf Szenarien für den Einsatz der operativen Kaskade. Dabei grenzen sich die Fälle 2 und 4 von den Fällen 1, 3 und 5 insofern ab, als dass die Fälle 2 und 4 nur vom jeweiligen ÜNB angefordert werden (ausgeglichene Systembilanz). Die Fälle 1, 3 und 5 können sowohl vom ÜNB als auch vom VNB angefordert werden (Netzicherheit).

Die fünf Szenarien lauten demnach:

1. Lokaler Netzengpass durch Erzeugungsüberschuss / zu geringe Netzlast
2. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsüberschuss
3. Lokaler Netzengpass durch Erzeugungsmangel / zu hohe Netzlasten
4. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel
5. Lokales Spannungsproblem (Anpassung von Stromerzeugung und Strombezügen)

Die konkrete Handlungsabfolge besteht aus mehreren Schritten, die in der VDE-AR-N 4140 (2025) in zwei Flussdiagrammen dargestellt werden²⁸.

Dieser Leitfaden beschäftigt sich in Kapitel 5 noch eingehender mit Fragestellungen, die im Zusammenhang mit Fällen zu hoher Erzeugung (Erzeugungsreduzierung) und in Kapitel 6 mit Fragestellungen, die im Zusammenhang mit Fällen zu hoher Last (Lastreduzierung) auftreten.

3.6.1 Wann kann ein sog. Erfüllungshemmnis vorliegen?

Laut VDE-AR-N 4140 (2025) liegt ein Erfüllungshemmnis bei einer technisch bedingten, zum angeforderten Zeitpunkt zeitweisen Unmöglichkeit der Umsetzung einer angeforderten Maßnahme durch den NB vor²⁹. Weiter heißt es, dass es dem ausführenden NB bei Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses ausnahmsweise nicht möglich ist, eine oder mehrere an ihn gestellte Anforderungen mit eigenen Mitteln oder nach Einbeziehen der nächsten unterlagerten NB umzusetzen³⁰. Ein Erfüllungshemmnis liegt also etwa dann vor, wenn ein unerwartet eintretendes Ereignis zur eigenen Handlungsunfähigkeit führt (wie z.B. ein Brand in der Leitstelle) oder auch, wenn beispielsweise bei einem statischen Aufteilungsschlüssel mehr Leistungsabsenkung angefordert wird, als zum Zeitpunkt der Anforderung einspeist wird.

Ein Erfüllungshemmnis liegt jedoch nicht bereits dann vor, wenn beispielsweise einzelne angewiesene Kunden einer Anforderung nicht nachkommen, wenn stattdessen weitere Kunden geregelt bzw. angepasst werden könnten. Und auch wenn alternativ keine anderen Regelungen möglich wären, wäre in diesem Beispielsfall die zwangsweise Trennung auch solcher Kunden vom Netz vorzunehmen. Dies gilt ausnahmslos für alle Kunden. Es kommt für das Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses allein auf eine technische Unmöglichkeit an, die nicht im Regelfall auftreten darf, sondern nur in wenigen Ausnahmefällen, etwa bei Ausfall der Leitwarte. Ein Erfüllungshemmnis ist dem anfordernden NB unverzüglich mitzuteilen³¹.

Weitergehende Erwägungen, die keine technische Unmöglichkeit in diesem Sinne begründen (z.B. Auswirkungen auf die eigene Netzsicherheit, geringe oder gar kontraproduktive Wirkung zur Behebung der Gefährdungssituation) können allerdings bei der Beurteilung der technischen Wirkung bei der Auswahl der Kunden (etwa in Überlagerungsfällen³² oder im Rahmen der Sensitivitätsanalyse³³) sowie im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung eine Rolle spielen³⁴. So stellen auch etwaige von einem Kunden geltend gemachte Besonderheiten kein

²⁸ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), insb. Kapitel 5, Seite 19 ff.

²⁹ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Seite 8.

³⁰ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.6, Seite 18f.

³¹ Siehe dazu unten, unter Punkt 3.6.2.

³² Siehe dazu unten, unter Punkt 3.6.3.

³³ Siehe dazu unten, unter Punkt 0.

³⁴ Siehe dazu oben, unter Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

Erfüllungshemmnis dar, können aber bei der Auswahl der Kunden gleichwohl von Bedeutung sein³⁵.

NB sind darüber hinaus auch verpflichtet, alle notwendigen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um von vornherein Erfüllungshemmnisse bei der Ausführung einer Kaskade zu vermeiden, diese also nicht eintreten zu lassen. Auch dies fällt unter die aus den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG resultierenden Pflichten eines jeden NB.

3.6.2 Wie ist mit sog. Erfüllungshemmnissen umzugehen?

Erfüllungshemmnisse entbinden den NB nicht von seiner generellen Verpflichtung aus § 14 Abs. 1c EnWG, den anfordernden bzw. kaskadierenden NB durch weitere eigene Maßnahmen zu unterstützen. Sollte die Erfüllung der konkret angeforderten Anpassung einer Anlage technisch nicht oder nur teilweise möglich sein, so ist der kaskadierende NB hierüber unverzüglich vom anweisenden NB zu informieren, damit entsprechende alternative Maßnahmen unter Berücksichtigung der konkreten technischen Möglichkeiten ergriffen werden können.

Gemäß VDE-AR-N 4140 (2025) ist der Grund für ein solches Erfüllungshemmnis zu dokumentieren³⁶. In der Nachricht an den kaskadierenden NB sollte daher das Erfüllungshemmnis detailliert dargelegt werden, wobei die angeforderte Maßnahme konkret zu benennen wäre, ebenso wie der Grund und die Art der Verhinderung, der Umfang der Verhinderung sowie die Dauer der Verhinderung.

Sofern ein anweisender NB den Anforderungen wegen des Erfüllungshemmnisses nicht oder nur teilweise nachkommen kann, gleicht der kaskadierende NB das entstandene Defizit selbst bzw. durch Maßnahmen in Zusammenarbeit mit seinen – sofern vorhanden – übrigen nachgelagerten NB oder Netznutzern aus, soweit alternative Maßnahmen möglich sind.

Die VDE-AR-N 4140 (2025) enthält zum Umgang mit Erfüllungshemmnissen weitere konkretisierende Vorgaben. So soll der betroffene NB zunächst eigenständig Maßnahmen definieren, um die Wirkung des Erfüllungshemmnisses zu kompensieren. Erst wenn diese zu mehr als 20 % (bezogen auf die Anforderung des kaskadierenden NB) erfolglos sind, ist der kaskadierende NB unverzüglich – durch Meldung des Erfüllungshemmnisses – in Kenntnis zu setzen. In diesem Fall erfolgt sodann eine Anpassung der Maßnahmen bzw. der Anforderungen durch den kaskadierenden NB³⁷.

Obwohl das EnWG einen solchen Schwellenwert nicht kennt, kann dieser als Wesentlichkeitsschwelle herangezogen werden, um die Abläufe innerhalb der in einer Gefährdungssituation

³⁵ Siehe dazu unten, unter Punkt 6.1.

³⁶ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.6, Seite 18f.

³⁷ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.6, Seite 19.

ausgerufenen Kaskade nicht schon bei geringeren Störungen zu behindern. Angesichts des vorrangigen Ziels, die Gefährdung bzw. Störung schnellstmöglich und möglichst effizient zu beheben, erscheint dies jedenfalls ein verhältnismäßiges Mittel.

3.6.3 Wann liegt ein sog. Überlagerungsfall vor?

Nach § 13 EnWG sind die ÜNB und nach § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend auch die VNB für die Netz- und Systemsicherheit ihres Netzes verantwortlich. Damit ist jeder NB verpflichtet, in einer entsprechenden Netzsituation geeignete und notwendige Maßnahmen zu Sicherung bzw. Wiederherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen. Es ist dabei nicht ausgeschlossen und in der Praxis bereits eingetreten, dass sich verschiedene Anforderungen unterschiedlicher NB überschneiden oder gar vollständig überlagern bzw. widersprechen.

Eine Überlagerung von Maßnahmen unterschiedlicher Netzebenen und/oder unterschiedlicher NB kann auftreten, wenn zeitlich und regional überlappend Anforderungen von NB aufgrund von verschiedenen Gefährdungen oder Störungen der Netz- oder Systemsicherheit vorliegen. Diese können aus Problemen in der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsebene herrühren.

Folgende – nicht vollständige – Beispiele verdeutlichen das Auftreten solcher Überlagerungsfälle:

- (1) Überlagerung durch automatisch wirkende Leistungseingriffe: Automatisch wirkende Leistungseingriffe wie die Unterfrequenzlastabschaltung (UFLA) und die automatische Leistungsanpassung infolge Spannungsabweichung können individuelle Leistungsanpassungen durch den NB beeinflussen.
- (2) Überlagerung durch gegengerichtete Anforderungen: Der Anschluss-NB könnte zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit eine Windkraftanlage zu einer Reduzierung der Einspeiseleistung und ein Direktvermarkter zu einer Erhöhung der Einspeiseleistung zur Erzielung von gewünschten Markteffekten auffordern.
- (3) Überlagerung mit ggf. vollständigen Entschädigungsausfall für die Anlagenbetreiber: Ein ÜNB könnte eine Windkraftanlage nach § 13 Abs. 2 EnWG zu einer Einspeisereduzierung zum Ausgleich einer Systembilanzstörung mittelbar in der Kaskade über den Anschluss-VNB auffordern, die keine finanzielle Entschädigung des Anlagenbetreibers begründet, da keine Redispatch-Maßnahme vorliegt. Zuvor, gleichzeitig oder unmittelbar danach könnte aber auch der Anschluss-VNB diese Windkraftanlage zu einer Einspeisereduzierung nach § 13a EnWG auffordern, für dessen Umsetzung der Anlagenbetreiber eine Entschädigung nach § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG fordern kann. Die NB verwenden in diesem Fall auch unterschiedliche Ansätze bei der Auswahl der Erzeugungsanlagen. So werden die Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG nicht wie beim

Redispatch nach den ihnen zugeordneten Mindestfaktoren (§ 13 Abs. 1a bis c EnWG) abgeregelt.

- (4) Überlagerung durch Umsetzung einer vom anfordernden bzw. kaskadierenden NB angeforderten Maßnahme durch den anweisenden NB, die aber wiederum bspw. zu einem neuen lokalen Netzengpass im nachgelagerten Netz führen würde und dadurch eigene Maßnahmen der nachgelagerten NB erfordert.

Die aufgeführten Überlagerungsfälle können auch in Kombination auftreten.

In der Regel sind solche Überlagerungsfälle für den anweisenden NB nur schwer vorhersehbar, weswegen auch eine ggf. vorherige Information an den kaskadierenden NB nicht immer möglich ist. Eine frühzeitige Vorabinformation seitens des kaskadierenden NB ggü. dem anweisenden NB über drohende Maßnahmen stellt zunächst nur eine rechtlich unverbindliche Prognose dar. Die später eintretenden Grundlagen für eine dann angeforderte Maßnahme können sich im Vergleich zur Prognose noch verändern (z.B. Wind dreht, Sonneneinstrahlung wird durch Wolken behindert, Marktereignisse treten unerwartet ein). Ob möglicherweise ein Überlagerungsfall vorliegt, lässt sich erst im Zeitpunkt der konkreten Aufforderung des Anschluss-NB zur Durchführung der Maßnahme feststellen, da erst dann der Grund derselben fehlerfrei bestimmt werden kann.

3.6.4 Wie sind Überlagerungsfälle rechtlich einzuordnen?

Konkrete gesetzliche Regelungen, wie in diesen Überlagerungsfällen generell vorzugehen ist, finden sich weder im EnWG noch im EEG oder KWKG. Eine gesetzliche Entscheidung für den Vorrang beispielsweise marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vor Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG hat der Gesetzgeber für Überlagerungsfälle nicht getroffen. Demzufolge greifen in der Praxis Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in vermarktete Produkte wie Regelleistungen ein und können diese zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit ins Leere laufen lassen.

Während der NB alternativlos Notfallmaßnahmen ergreifen muss, bieten die netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG dem NB eine Chance, rechtzeitig Maßnahmen ergreifen zu können, um Notfallmaßnahmen zu verhindern. Der NB, der nach § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahmen nutzen möchte, hat ggf. auch Möglichkeiten vergleichbar wirksame Maßnahmen außerhalb des Netzgebietes zu nutzen, während der andere NB zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit darauf angewiesen ist, Notfallmaßnahmen zu ergreifen. Das Regelungsbedürfnis des NB zu Notfall-Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ist somit höher als das Regelungsbedürfnis eines NB zu marktbezogenen Maßnahmen.

Wenn spezielle Regelungen die Überlagerungsfälle nicht klären, kann eine Lösung dieser Fälle aus den generellen Regelungen abgeleitet werden. Energieversorgungsunternehmen, zu

denen nach § 3 Nr. 39 EnWG neben den Stromhändlern auch die NB zählen, sind nach § 2 Abs. 1 EnWG zu einer Energieversorgung nach § 1 EnWG verpflichtet. Nach § 1 Abs. 1 EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas anzustreben, die zunehmend auf erneuerbare Energien beruht. Nach § 2 Abs. 2 EnWG bleiben die Regelungsmöglichkeiten nach §§ 13, 14 EnWG auch im Rahmen des EEG und KWK-G unberührt. Damit kommt der Verantwortung der NB zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit eine besondere Bedeutung zu. Interessen der Anlagenbetreiber als auch der Händler treten im Kollisionsfall zu Erfordernissen der NB nach §§ 13, 14 EnWG zurück. Dies ist nachvollziehbar und sinnvoll, weil im Zweifel auch kein Anlagenbetreiber oder Händler im Netz agieren kann, wenn dieses vom NB nicht gesichert werden konnte und deshalb in einen Blackout gerät.

3.6.5 Wie ist mit solchen Überlagerungsfällen umzugehen?

Angesichts der gesetzlichen Wertung der Maßnahmen, die im Zuge der §§ 13, 14 EnWG getroffen werden³⁸, empfehlen BDEW und VKU folgende Einordnung: die Eingriffsmaßnahmen der Anschluss-NB gehen denen der Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarktern vor. Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG genießen unter Berücksichtigung des Sinn und Zwecks der Maßnahmen überdies einen systembedingten Vorrang gegenüber Vorsorgemaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG.

Bei einander ausschließenden gegensätzlichen Maßnahmen mehrerer NB können die lokalen Notfallmaßnahmen vorgehen, so beispielsweise, wenn ein ÜNB eine Erhöhung der Erzeugung eines Kraftwerks im nachgelagerten Netz aus Gründen der Systemsicherheit nach § 13 Abs. 1 EnWG fordert, während der Anschluss-NB das Kraftwerk aus Netzsicherheitsgründen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG zum Abschalten anweist. Der Anschluss-NB ist nach den gesetzlichen Vorgaben auf die Durchführung bestimmter Maßnahmen gegenüber bestimmter Anlagen angewiesen. Bei vorbeugenden Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG könnten hingegen noch eher alternative Maßnahmen gegenüber anderen Anlagen möglich sein. Zur Vermeidung einer Überlagerung marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber Anlagen im nachgelagerten Netz empfiehlt es sich daher, dass der anfordernde bzw. kaskadierende NB, also beispielsweise der ÜNB, den betroffenen nachgelagerten NB, beispielsweise den anweisenden Anschluss-NB, über die bevorstehende Maßnahme informiert, damit dieser bei Bedarf, also bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG, sein Veto dagegen erklären und eigene Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergreifen kann.

³⁸ Siehe auch unter Punkt 3.6.43.2.

Auch laut VDE-AR-N 4140 (2025) hat bei der Umsetzung von Anforderungen vorgelagerter NB und der kaskadierten Weitergabe an nachgelagerte NB die Netzsicherheit im eigenen Netz grundsätzlich Vorrang (siehe auch VDE-NAR 4141-1 und VDE-N-AR 4141-2)³⁹. Angeforderte Maßnahmen von vorgelagerten NB, die zum Verlust der Netzsicherheit führen würden, können als Erfüllungshemmnis mit entsprechender Begründung zurückgewiesen werden⁴⁰.

Wenn mehrere NB jeweils die von ihnen gewünschte Maßnahme anfordern können und in bestimmten Situationen auch anfordern müssen⁴¹, könnte die Umsetzung der Maßnahmen nach dem sog „Windhundprinzip“ erfolgen. Das bedeutet, dass diejenige Anforderung zuerst erfüllt wird, die zeitlich zuerst ausgesprochen wurde. Wird sie vom anfordernden NB als beendet erklärt, kann der nächste NB eine andere Anforderung stellen. Führt eine Anforderung noch nicht zur vollständigen Regelung einer Anlage, könnte mit einer weiteren Anforderung eine vollständige Umsetzung erreicht werden.

3.6.6 Kann ein Überlagerungsfall auch ein Erfüllungshemmnis sein?

Würde die Umsetzung zu einer Verschärfung der Gefährdungssituation führen, könnte hierin womöglich auch ein, wenn auch nicht auf einer technisch bedingten Unmöglichkeit basierendes Erfüllungshemmnis gesehen werden.

Ein Überlagerungsfall kann ein Erfüllungshemmnis i.S.d. VDE-AR-N 4140 (2025) darstellen, wenn dadurch die Umsetzung einer Anforderung technisch unmöglich ist⁴². Wenn z.B. ein NB einen Anlagenbetreiber bereits zur Erzeugungsreduzierung auf null veranlasst hatte, kann dieser Anlagenbetreiber seine Anlage nicht für den nächsten NB, auf dessen Netzengpass die Anlage auch wirkt, nochmals in der Erzeugung reduzieren. In diesem Fall ist der kaskadierende und durch diesen ggf. der anfordernde NB darüber zu informieren, dass seine Anforderung (zumindest zeitweise) nicht erfüllt werden kann⁴³.

Würde die Umsetzung einer vom anfordernden bzw. Kaskadierenden NB angeforderten Maßnahme durch den anweisenden NB zu einem neuen lokalen Netzengpass im nachgelagerten Netz führen, stellt dies zwar kein Erfüllungshemmnis i.S.d. der VDE-AR-N 4140 (2025) dar, da die Umsetzung der angeforderten Maßnahme in diesem Fall technisch noch möglich ist. Da sie aber zu einer neuen Gefährdungs- bzw. Störungssituation führen könnte, hat der kaskadierende NB eigenständig zu prüfen, ob er die Maßnahme durch andere Maßnahmen mit ähnlicher Wirkung im eigenen Netz oder wiederum durch alternative Maßnahmen in einem ihm

³⁹ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 5.3, Seite 26.

⁴⁰ Siehe unter Punkt 3.2 und 5.1.

⁴¹ Siehe Beispiel (3) unter Punkt 3.6.3.

⁴² Siehe zu den Voraussetzungen für das Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses oben, unter Punkt 3.6.1.

⁴³ Siehe dazu oben, unter Punkt 3.6.2.

nachgelagerten Netz ausgleichen kann. Erst, wenn er bei sich und/oder seinen unterlagerten NB keine Möglichkeit mehr sieht, einen wirksamen Beitrag zur Entlastung der Situation zu leisten, ist der anfordernde NB darüber zu informieren. Dieser kann sodann überprüfen, ob er zur Erreichung seines Ziels auf andere Adressaten ausweichen kann. Kann er es, wird er im gemeinsamen Interesse zur Netz- und Systemsicherheit in allen Netzen alternative Anforderungen an andere Adressaten nutzen. Da der anfordernde NB das Netz des anweisenden nachgelagerten NB nicht in all seinen Eigenschaften kennt, kann er nicht beurteilen, ob bzw. in welchem Maße die Durchführung der angeforderten Maßnahme im nachgelagerten Netz kritisch ist. Nur der anweisende NB kann entscheiden, ob ein Überlagerungsfall eintritt und er hierüber informieren muss.

Würde die Umsetzung der Anforderung des anfordernden vorgelagerten NB oder des kaskadierenden nachgelagerten NB evident zu einer Verschärfung der Gefährdungssituation im nachgelagerten Netz führen, könnte hierin womöglich ein technisch bedingter (durch die Netzgefährdung) Normenkonflikt für den NB entstehen. Er ist zum einen verpflichtet, die technisch mögliche Umsetzung der Anforderung des vorgelagerten NB zu bewirken. Zum anderen ist er aber auch selbst nach §§ 13, 14 EnWG verpflichtet, eine Netz- oder Systemgefährdung in dem von ihm betriebenen Netz sicher zu vermeiden. Kann er beide Ziele nicht gleichzeitig erreichen, sondern nur das eine bei Aufgabe des anderen Ziels, besteht eine rechtliche Ausnahmesituation für den betroffenen NB. Daneben kann auch eine technische Ausnahmesituation auftreten, und zwar in dem Fall, dass die angeforderte Maßnahme bei ihrer Umsetzung dazu führt, dass das für die Maßnahme erforderliche Netz des anweisenden NB zusammenbricht und die Maßnahme damit nicht die gewünschte entlastende Wirkung erzielt. In solchen Situationen hat der betroffene NB in der Kaskade den vorgelagerten NB die besondere Gefährdungssituation mitzuteilen und ihm damit zu ermöglichen, eine andere Anforderung zu stellen. Bleibt es bei der Anforderung, muss der im Zielkonflikt befindliche NB eigenverantwortlich darüber entscheiden, ob er die Anforderung erfüllt. Er trägt die Verantwortung für seine Entscheidung und kommuniziert sie an seinen vorgelagerten NB, der sie, soweit möglich, in der Kaskade an den anfordernden NB weitergibt. Ob die Ablehnung einer angeforderten Maßnahme in der Situation eines solchen technisch bedingten Normenkonflikts rechtmäßig oder zumindest ohne Verschulden erfolgte, wäre im jeweiligen Einzelfall zu prüfen.

3.6.7 In welchem Fall tritt die Unterfrequenzlastabschaltung (UFLA) ein?

Die UFLA fällt als ultimo ratio Maßnahme zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebes ebenfalls unter den Anwendungsbereich des § 13 Abs. 2 EnWG. Sie stellt eine automatisiert ablaufende Letztmaßnahme zur Behebung von Störungen in Form von Systembilanzproblemen dar, die auch unabhängig von der Kaskade dann wirksam wird, wenn die Abweichung in der Systembilanz zu entsprechenden Frequenzabweichungen führt.

Nähere Vorgaben hierzu enthält die VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen“, die die hieran zu stellenden erweiterten technischen Anforderungen unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation beschreibt⁴⁴.

3.7 Beendigung der Notfallmaßnahmen

Die konkrete Maßnahme zur Beseitigung der Gefährdungs- bzw. Störungslage endet mit der Aufhebung der Anforderung durch den anfordernden NB, wenn in dessen Netz die Gefährdung bzw. Störung behoben werden konnte⁴⁵. Diese erfolgt entlang der Kaskade und hat das Ziel der Wiederherstellung des Normalbetriebs in allen Netzen. Der Gesamtprozess der Kaskade im weiteren Sinne ist damit erst abgeschlossen, wenn sämtliche Maßnahmen auch tatsächlich zurückgenommen worden sind. Die Mechanismen zur gegenseitigen Unterstützung, insbesondere der informatorischen Kaskade, greifen somit ggf. auch noch dann, wenn der Zustand des Netzes des anfordernden NB bereits wieder in den Normalzustand gebracht wurde.

Genauso wie im Gesamtprozess einer Notfallmaßnahme mehrere Anforderungen aufeinander folgen können, kann es erforderlich sein, die Aufhebung in mehreren Schritten durchzuführen. Dies erfolgt ausgehend vom anfordernden NB mit entsprechenden Anforderungen an deren Ende dann die Mitteilung über die Aufhebung steht.

Die Zusammenarbeit bezieht sich beispielsweise auch auf den Austausch notwendiger Informationen im Zuge der Abwicklung administrativer Folgepflichten zwischen den beteiligten NB, die nicht mehr der technischen Umsetzung der Kaskade zur Behebung der Gefährdungssituation dienen. Im Weiteren bestehen diverse Meldepflichten an die BNetzA, die ggf. einen weiteren Austausch der beteiligten NB erfordern. Auch die Information der betroffenen Kunden kann nach der Aufhebung der Maßnahme einen Informationsaustausch innerhalb der Kaskade bedingen.

3.7.1 Wann ist die Maßnahme beim letzten NB und damit die Kaskade beendet?

Der anfordernde NB prüft kontinuierlich, ob die Aufrechterhaltung von Maßnahmen weiter erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beheben. Bei Nicht-Vorliegen der Erforderlichkeit nimmt der anfordernde NB die Anforderung zurück. Alle betroffenen nachgelagerten anweisenden NB werden entsprechend entlang der Kaskade informiert. Denkbar ist auch eine schrittweise

⁴⁴ Siehe: VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen“ - <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/fnn-automatische-letztmassnahmen-e-vde-ar-n-4142>. Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 trat am 1. April 2020 in Kraft und ersetzt den FNN Hinweis zur automatischen Frequenzentlastung (AFE).

⁴⁵ Siehe dazu auch VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.4, Seite 16.

Aufhebung der Maßnahmen⁴⁶. Beendet ist die Kaskade schließlich, wenn die Erzeugungsleistung bzw. die Last, angefangen im Netz des in der Kaskade zuletzt angeforderten anweisenden NB bis hin zum Netz des anfordernden NB, nicht mehr aufgrund einer Anweisung des jeweiligen NB eingeschränkt ist.

3.7.2 Wie ist vorzugehen, wenn ein NB aufgrund eines Erfüllungshemmnisses nicht zur Aufhebung der angeforderten Maßnahme innerhalb der dafür vorgegebenen Zeit beitragen kann? Wird dadurch die § 13 Abs. 2 EnWG Situation und mit dieser der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 5 EnWG verlängert?

Denkbar ist neben dem Eintritt eines Erfüllungshemmnisses bei der Durchführung einer Maßnahme auch die Möglichkeit, dass der anweisende NB die angeforderte Maßnahme zunächst durchführen kann, dann aber bei der Aufhebung der Maßnahme ein Erfüllungshemmnis vorliegt.

Grundsätzlich gelten auch hier dieselben Ausführungen wie in dem Fall, dass die Erfüllung einer angeforderten Anpassungsmaßnahme nicht oder nur teilweise möglich ist⁴⁷.

Steht der Aufhebung der angeforderten Maßnahme ein Erfüllungshemmnis entgegen, kann die Maßnahme also tatsächlich nicht aufgehoben werden, ist auch die Kaskade noch nicht beendet. Zwar ist in einem solchen Fall die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, also das den § 13 Abs. 2 EnWG auslösende Ereignis behoben. Dementsprechend erfolgt die Aufhebung seitens des anfordernden NB. Da aber mit dem Eintritt eines solchen Erfüllungshemmnisses die Kaskade noch nicht endgültig beendet worden ist, hält die durch § 13 Abs. 2 EnWG bedingte Situation bei dem NB, in dessen Netz die Aufhebung auf ein Erfüllungshemmnis stößt, noch an. Das führt dann für den betroffenen NB auch zu der Rechtsfolge des § 13 Abs. 5 EnWG, wonach die Haftung ausgeschlossen ist, solange eine Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG erforderlich ist und ergriffen wird⁴⁸.

3.8 Haftungsausschluss

Gegenstand vieler Fragestellungen bei der Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen der §§ 13 und 14 EnWG und im Speziellen auch bei der Umsetzung einer Anforderung des vorgelagerten NB ist die Wahl der richtigen Mittel und damit letzten Endes die Frage der Haftung bei fehlerhaftem Handeln.

⁴⁶ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.4, Seite 16.

⁴⁷ Siehe oben, unter Punkt 3.6.2.

⁴⁸ Siehe dazu nachfolgend, unter Punkt 3.8.

Rechtliche Hinweise zur Haftung zwischen NB sind in Anhang 1 zu finden.

3.8.1 Was bedeutet der Haftungsausschluss nach § 13 Abs. 5 EnWG?

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so ist der ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG ebenso wie der nachgelagerte NB gemäß § 14 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromerzeugungen, Stromtransite und Strombezüge in seiner Regelzone anzupassen oder diese Anpassung – etwa durch unterstützende Maßnahmen nachgelagerter NB – zu verlangen. Liegt also ein Fall des § 13 Abs. 2 EnWG vor, was in der Beurteilungsverantwortung des anfordernden NB liegt, müssen er sowie die ihm nachgelagerten kaskadierenden bzw. anweisende NB die Gefährdungs- bzw. Störungssituation schnellstmöglich beseitigen, wozu sie mit anderen Worten sämtliche Maßnahmen gegenüber jedem Kunden ergreifen können und müssen.

§ 13 Abs. 2 EnWG stellt damit die Grundlage für durchgreifende Eilmaßnahmen jeglicher Art gegenüber jedem Kunden (Anschlussnehmer, Anlagenbetreiber, Händler etc.) dar. Dabei wird dem NB durch den Gesetzgeber im Rahmen der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit⁴⁹ ein Beurteilungsspielraum in Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen zugebilligt.

Diese weitreichende rechtliche Verpflichtung und Berechtigung der NB ruft bei diesen aber auch Fragen in Bezug auf die Folgen hervor, sollte die ergriffene Maßnahme zu Schäden bei den betroffenen Kunden führen. Um etwaigen Bedenken zu begegnen und um die Handlungsfähigkeit und -bereitschaft der NB nicht zu beeinträchtigen, hat der Gesetzgeber in § 13 Abs. 5 EnWG einen Haftungsausschluss geregelt.

Da gemäß § 13 Abs. 5 Satz 1 EnWG im Falle einer Anpassung nach § 13 Abs. 2 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle in den jeweiligen Netzen hiervon betroffenen Leistungs- und Gegenleistungspflichten ruhen, können mangels Pflichtverletzung insbesondere keine Schadensersatzansprüche abgeleitet werden. Dies gilt für alle von der Anpassung betroffenen Leistungs- und Gegenleistungspflichten in den betroffenen gesetzlichen und vertraglichen Rechtsverhältnissen (z.B. Netzanschluss-, Netznutzungs-, Liefer- und Einspeiseverhältnisse). Ausgenommen ist hiervon gemäß § 13 Abs. 5 Satz 2 EnWG nur die Bilanzkreisabrechnung, die demnach auch in Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG durch den ÜNB grundsätzlich durchgeführt werden muss.

Bei Schadensersatzansprüchen außerhalb der Leistungspflichten, die also trotz ruhender Leistungspflichten entstehen, ist der Ersatz des Vermögensschadens ausgeschlossen, vgl. § 13

⁴⁹ Siehe dazu bereits oben, unter Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

Abs. 5 Satz 3 EnWG. Damit entfallen in diesen Fällen auch etwaige gesetzliche Entschädigungsansprüche. Die vertraglichen Verpflichtungen treten jedoch bis zur Beseitigung der Störung oder Gefährdung nur insoweit zurück, als sie nicht gerade die Umsetzung der Maßnahmen nach §§ 13, 14 EnWG selbst betreffen.

Gemäß § 13 Abs. 5 Satz 4 EnWG bleibt § 11 Abs. 3 EnWG im Übrigen unberührt⁵⁰. Demnach richtet sich im Niederspannungsbereich die Haftung im Falle von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Netzanschluss-/ Anschlussnutzungsverhältnis niederspannungsseitig nach § 18 NAV, bei Netznutzungsverhältnissen nach § 25a StromNZV i.V.m. § 18 NAV, ansonsten nach den vertraglich bestehenden Haftungsregelungen in den jeweils betroffenen energierechtlichen Verträgen.

Von Bedeutung für den Haftungsausschluss ist, dass die Voraussetzungen für ein Handeln nach § 13 Abs. 2 EnWG aus ex-ante Sicht des NB (also zum Zeitpunkt der Entscheidung) vorliegen, also Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 ggf. i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG nicht mehr genügen, die Gefahrensituation zu beheben, und der NB seine Sorgfaltspflichten bei der Prüfung der Voraussetzungen nicht verletzt hat.

Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gilt § 13 EnWG und damit der grundsätzliche Haftungsausschluss für VNB entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Sofern die VNB nach § 14 Abs. 1c EnWG im Rahmen der Unterstützung für vorgelagerte NB tätig sind, gilt der vorstehend beschriebene Haftungsausschluss ebenfalls.

Grundsätzlich besteht damit sowohl für den kaskadierenden als auch für den jeweils nachgelagerten anweisenden NB in Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG kein Haftungsrisiko, vorausgesetzt, dass sie „die richtigen Entscheidungen“ treffen, das Verhalten des jeweiligen NB mithin verhältnismäßig und diskriminierungsfrei ist.

3.8.2 Gelten im Zusammenhang mit der Haftung Besonderheiten bei EEG- und KWK-Anlagen?

Im Falle einer Herabregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG gibt es generell keinen gesetzlichen Entschädigungsanspruch bzw. – anders als in den Fällen des Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG – keinen gesetzlichen Anspruch auf einen bilanziellen oder finanziellen Ausgleich. Es gelten insoweit auch keine Besonderheiten für EEG- und KWK-Anlagen.

⁵⁰ Von der in § 11 Abs. 3 EnWG angelegten Möglichkeit, die Haftung vollständig auszuschließen hat der Verordnungsgeber bislang keinen Gebrauch gemacht. Mithin bleibt die Haftung für Personen- und Sachschäden bei der Umsetzung von Maßnahmen bestehen. Sie ist aber im Umfang entsprechend begrenzt.

4 Informationsaustausch

Im Rahmen der Vorbereitung bzw. der Durchführung von kaskadierenden Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ist über alle Netzebenen hinweg die Einhaltung standardisierter Verfahrenswesen sicherzustellen. Grundlegende Empfehlungen und Regelsetzungen zur Kommunikation innerhalb der Kaskade enthält die VDE-AR-N 4140 (2025)⁵¹, die nachfolgend in einigen Punkten erläutert werden⁵².

4.1 Information der NB untereinander

Zentrale Bedeutung kommt zunächst der Kommunikation der beteiligten NB untereinander zu. Im Sinne eines koordinierten Vorgehens ist es beispielsweise notwendig, dass die miteinander verbundenen NB ihre Kontaktdaten untereinander austauschen und die in der VDE-AR-N 4140 (2025) vorgegebenen standardisierten Vorgänge einhalten. Soweit nach Auffassung der beteiligten NB erforderlich, können der Kontaktdatenaustausch sowie das Einhalten ebendieser standardisierten Vorgänge auch vertraglich vereinbart werden.

4.1.1 Auf welcher Datengrundlage erfolgt die Erstellung des Aufteilungsschlüssels?

Der Aufteilungsschlüssel Erzeugung basiert laut VDE-AR-N 4140 (2025) auf den installierten Erzeugungskapazitäten (Nettonennleistungen) in einer Regelzone⁵³. Als Datengrundlage dient danach das Marktstammdatenregister (MaStR)⁵⁴. Hierbei werden alle durch den NB fernsteuerbaren Stromerzeugungseinheiten berücksichtigt, welche zum 31. Dezember des Vorjahres den Status „Durch den Netzbetreiber geprüft“ aufweisen.

Der ÜNB bestimmt sodann anhand der Netzbetreiberhierarchie den Aufteilungsschlüssel Erzeugung für alle NB in seiner Regelzone.

⁵¹ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6 Seite 26 ff.

⁵² In Abgrenzung zu den Prozessen des Redispatch 2.0, in denen es unter anderem auch um einen planwertbasierten Informationsaustausch und die Bereitstellung von Daten geht, handelt es sich bei der hier beschriebenen informatorischen Kaskade um einen eigenständigen Prozess zu den nach § 13 Abs. 2 EnWG durchzuführenden Maßnahmen. Die informatorische Kaskade beschreibt einen bereits bestehenden und angewendeten Prozess, der sich inhaltlich nicht durch das Redispatch 2.0 und die dazu beschriebenen Prozesse ändert.

⁵³ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6.1.2.3 Seite 28.

⁵⁴ Zu beachten sind auch die Vorgaben der SO GL (siehe oben, unter Punkt 3.5.1). Auch die ENTSO-E „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) beschreibt notwendige Datenaustausche für ein europäisches Netzmodell und Meldepflichten, die sowohl Daten von großen Erzeugungsanlagen und Lasten als auch Daten aus Hochspannungsverteilernetzen umfassen. Soweit aufgrund dieser oder weiterer Vorgaben Daten bereits untereinander ausgetauscht werden, können die NB in Gefährdungssituationen nach § 13 Abs. 2 EnWG auch darauf zurückgreifen.

4.1.2 Sind weitere Datenmeldungen zwischen den NB erforderlich?

Die VDE-AR-N 4140 (2025) arbeitet auf Grundlage des MaStR. Das MaStR erfordert keinen Datenaustausch in der informatorischen Kaskade der NB.

Jedoch kann darüber hinaus eine Meldung zu weiteren Anlagen, so beispielsweise zu Notstromaggregaten, opportun sein. Die Meldung von Notstromaggregaten, die zur Lastführung zur Verfügung stehen, kann jährlich erfolgen. Diese Meldung sollte auch Kunden-Notstromaggregate beinhalten, die durch vertragliche Regelungen in das Lastmanagement des NB integriert sind⁵⁵. Da das „Wie“ der Maßnahmen jedoch immer dem anweisenden NB obliegt, sind solche Meldungen nicht zwingend erforderlich.

Verfügen NB über weitere Anlagen, die Einfluss auf die Erzeugungsleistung oder die Netzlast nehmen können, so z.B. im Bereich der Wasserversorgung über die Leistung von Pumpenanlagen, sollten diese Anlagen in die jährliche Meldung integriert werden. So können Pumpstationen in der Wasserversorgung in Abhängigkeit ihrer Fahrweise möglicherweise für die Lastführung in beide Richtungen in Anspruch genommen werden, wenn dies nicht bereits im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG erfolgt ist.

Es empfiehlt sich jedenfalls, den Austausch weiterreichender Informationen und Daten, die über die bereits vorliegenden Stammdaten hinausreichen, bilateral abzustimmen.

4.1.3 Welche Funktion erfüllt das von der BNetzA geführte Marktstammdatenregister?

Mit dem MaStR als zentraler Datenplattform für die Energiewirtschaft sollten bis zu dessen Einführung zum 31. Januar 2019 vorhandene Datenmeldeportale, wie u.a. das PV-Meldeportal und das EEG-Anlagenregister ersetzt und alle zentralen Stammdaten in einem Register erfasst und zusammengeführt werden. Das Register wird durch die BNetzA als online-basierte Datenbank betrieben und soll die Transparenz des gesamten Energiemarktes erhöhen.

Das MaStR erfasst dabei alle wesentlichen Marktakteure. Registrierungspflichtig sind alle NB (auch Betreiber geschlossener Verteilernetze), Messstellenbetreiber, Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche im Strom- und Gasbereich sowie nahezu alle Betreiber von Erzeugungsanlagen – erneuerbar und konventionell, Neuanlagen und Bestandsanlagen, Strom und Gas –, Speicherbetreiber sowie bestimmte Verbrauchseinrichtungen (Großverbraucher an Hochspannungs- bzw. Fernleitungsnetzen). Damit einher gehen Meldepflichten für nahezu sämtliche

⁵⁵ Zu achten ist jedoch auch hier darauf, dass der NB stets darüber informiert sein sollte, inwieweit der Kunde in der konkreten Situation ggf. bereits auf ein solches Aggregat zugegriffen hat und dieses damit u.U. nicht mehr bzw. nicht mehr im vollen Umfang zur Verfügung steht; siehe auch unten, unter Punkt 6.1.1.

Marktteilnehmer. Verstöße gegen die Meldepflichten können u.a. mit dem möglichen Verlust der EEG-Förderung oder des KWK-Zuschlags sanktioniert werden.

Vor dem Hintergrund des in den vergangenen Jahren erfolgten Zuwachses vor allem an Stromerzeugungsanlagen ist es Ziel des MaStR, die Datengrundlage für die Energiewirtschaft umfassend zu verbessern. Mit dem Register wurde ein Instrument etabliert, das sämtliche wesentlichen Akteure der Bereiche Strom und Gas erfasst und damit dem Energiemarkt als Ganzes dient⁵⁶.

Die Nutzung des MaStR ist kostenlos für jedermann möglich. Die Verwendung der in dem MaStR gemeldeten Daten ist auch nach der VDE-AR-N 4140 (2025) vorgesehen⁵⁷.

4.1.4 Welche Möglichkeiten der Vorabinformation im Vorfeld der Ankündigung einer Maßnahme gibt es?

Der, sofern zeitlich möglich, vorab erfolgenden Information, noch vor der konkreten Ankündigung einer Maßnahme und damit noch vor der Einleitung der operativen Kaskade gemäß VDE-AR-N 4140 (2025), kommt insbesondere in Anbetracht der zeitlichen Vorgaben große Bedeutung zu⁵⁸.

Gemäß VDE-AR-N 4140 (2025) sollten Vorbereitung und Umsetzung stets so schnell wie möglich zum angeforderten Zeitpunkt erfolgen. Als Obergrenze für die Kaskadenstufenzeit werden demnach grundsätzlich 12 Minuten für jeden einzelnen in der Kaskade beteiligten anweisenden bzw. kaskadierenden NB vorgegeben, wobei die Vorbereitungszeit sowie die Zeit zur Weitergabe der Anweisung an den nachgelagerten NB nicht länger als 6 Minuten betragen darf. Insgesamt sollen die ersten drei Stufen einer Kaskade innerhalb einer Kaskadenzeit von maximal 18 Minuten umgesetzt werden.

Hinreichende Vorabinformationen seitens des anfordernden und des kaskadierenden NB können den anweisenden NB dabei unterstützen, diese Vorgaben für das Handeln in der Kaskade einzuhalten. Die Informationsbereitstellung sollte daher, sofern die Gefährdungssituation hinreichend vorhersehbar ist, bereits vor Beginn der Kaskade erfolgen, damit sich alle nachgelagerten NB des betroffenen Netzbereichs von vornherein auf mögliche Maßnahmen einstellen können. Ziel einer Vorabinformation über vorhersehbare Maßnahmen zur Netzstabilisierung ist es, alle betroffenen NB in die Lage zu versetzen, bei tatsächlicher Auslösung der Kaskade rechtzeitig handlungsfähig zu sein. Soweit sich aus den Prognosen des anfordernden NB bzgl. der Gefährdungssituation und des Maßnahmenumfangs weiterer Bedarf für Maßnahmen in

⁵⁶ Weitere Informationen können auch auf der Webseite der BNetzA (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/start.html>) abgerufen werden.

⁵⁷ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6.1.2.3 Seite 28.

⁵⁸ Siehe dazu im Detail VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 4.5 Seite 17 f.

den nachgelagerten Netzen abzeichnet, empfiehlt es sich im Interesse aller NB an einer schnellstmöglichen Behebung der Störung bzw. Gefahr, die davon betroffenen NB so zeitnah wie möglich (wenn möglich) hierüber zu informieren.

Lässt der anfordernde NB entsprechende Informationen rechtzeitig den nachgelagerten NB zukommen, könnten sich diese auf eine etwaige Engpasssituation entsprechend frühzeitig einstellen. Es ginge damit nicht darum, neue Prozesse zu schaffen, sondern vorhandene Prozesse zu nutzen und auf einfachem Wege auszuweiten. Jedoch ist hierbei zu beachten, dass solche Daten allenfalls bilateral zwischen den beteiligten NB weitergegeben würden und rein informativer Art sind. Eine Umsetzung entsprechender Maßnahme muss nicht zwangsläufig erfolgen. Der konkrete Weg einer solchen Vorabinformation könnte auch vertraglich zwischen den NB vereinbart werden⁵⁹.

Auch im Fall der Lastreduzierung wären ausreichende Vorabinformationen im Vorfeld konkreter Anforderungen von Nutzen. So kann etwa für die Entscheidung, nach welchem Verfahren ein NB Lastkunden abschaltet bzw. für die Auswahl von Abschaltgruppen⁶⁰ auch der Aufteilungsschlüssel der ÜNB von Bedeutung sein. Der kaskadierende ÜNB ermittelt anhand eines Aufteilungsschlüssels den jeweils notwendigen Wirkleistungswert einer Lastreduzierung (oder Erzeugungsreduzierung) in den Netzgebieten der direkt an den ÜNB angeschlossenen Netzkunden und NB. Um alle Möglichkeiten zur Beeinflussung der Netzlast über alle Netzebenen auszuschöpfen könnte es ebenfalls hilfreich sein, die nachgelagerten NB hierüber unverbindlich vorab zu informieren. Ausgehend von den Prognosen durch die ÜNB erhielten alle nachgelagerten NB auf der Basis des aktuellen Aufteilungsschlüssels annähernd realistische Werte über die abzuschaltende Netzlast in ihren Netzgebieten. Die nachgelagerten NB könnten diese Information als Anhaltspunkt nutzen, um ihre Maßnahmen zur Lastbeeinflussung im Rahmen der Vorsorge entsprechend vorzubereiten.

Da eine Vorabinformation jedoch nicht in jedem Fall garantiert werden kann⁶¹, müssen sich alle NB auch ohne eine solche soweit technisch und organisatorisch vorbereiten, damit im Falle einer Kaskade auch ohne diese die Umsetzungszeiten eingehalten werden können.

⁵⁹ Siehe Punkt 4.3.

⁶⁰ Siehe dazu unten, unter Punkt 6.1.1.

⁶¹ Auch in der VDE-AR-N 4140 (2025) ist dies nicht vorgesehen; gleichwohl empfiehlt sie sich aus den angeführten Erwägungen.

4.2 Standardformulare für die Anforderung / Aufhebung der Maßnahme

Die Kommunikation erfolgt nach Maßgabe der VDE-AR-N 4140 (2025)⁶². Wichtig ist die jeweilige Abstimmung der miteinander verbundenen NB hierüber. Die VDE-AR-N 4140 (2025) enthält hierfür die folgenden drei Standard-Formulare:

- Ankündigung,
- Anforderung (ggf. mehrere nacheinander),
- Aufhebung.

4.3 Prozessbeschreibung für die Umsetzung von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Für die Durchführung von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 bzw. § 14 Abs. 1 EnWG in der Kaskade ist eine Kommunikation zwischen dem jeweils vor- und nachgelagerten NB erforderlich.

In der BDEW-Prozessbeschreibung für die Umsetzung von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG“ werden Kommunikationsschritte zwischen NB beschrieben⁶³. Dieses Lösungsmodell ist jedoch nur für bestimmte NB verpflichtend; auf unteren Ebenen kann mit alternativen Mitteln kommuniziert werden. Im Wesentlichen dient die Prozessbeschreibung als Begleitdokument für die XML-Formate. Der eigentliche Kommunikationsprozess für alle NB ist in der VDE-AR-N 4140 (2025)⁶⁴ beschrieben.

Der anfordernder NB startet dabei und erstellt als kaskadierender NB eine Ankündigung einer Notfallmaßnahme. Mit einer Anforderung bzw. für die Beendigung mit einer Aufhebung werden die erforderlichen Notfallmaßnahmen kommuniziert. Anpassungen an laufende Notfallmaßnahmen werden ebenfalls über die Anforderung mitgeteilt. Die Beendigung erfolgt nach Beseitigung der Gefährdung bzw. Störung der Systemsicherheit.

Nachgelagerte NB binden bei Bedarf weitere nachgelagerte NB ein. Die Kommunikation findet dabei jeweils bilateral zwischen genau zwei NB (vorgelagerter und nachgelagerter NB) und über einen Datenweg statt, den beide zuvor miteinander vereinbart haben.

Auf jede Nachricht in den Kommunikationsprozessen muss der Empfänger eine Empfangsbestätigung (Acknowledgement - ACK) an den Absender zurücksenden, die Auskunft zum

⁶² Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6 Seite 26 ff.

⁶³ BDEW-Prozessbeschreibung vom 1. August 2025, Version 1.1: https://www.bdew.de/media/documents/RD_2.0_AWH_Prozessbeschreibung_f%C3%BCr_die_Umsetzung_von_Notfallma%C3%9Fnahmen_nach_13_bs675Np.pdf.

⁶⁴ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Kapitel 6 Seite 26 ff und dort Anhang D.

Empfangszeitpunkt und Korrektheit der Syntax (Annahme/Ablehnung) gibt. Wenn eine Empfangsbestätigung (ACK) nicht ankommt, ist eine manuelle Klärung anzustoßen.

Die Notfallmaßnahmen werden - im Gegensatz zu Redispatch-Maßnahmen - ohne Netzbetreiberkoordination durchgeführt. Außerdem ist kein Data Provider vorgesehen.

4.4 Vertragliche Vereinbarung

Die Verpflichtung zur Behebung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergibt sich unmittelbar aus dem Gesetz (§§ 13 Abs. 2 i.V.m. 14 Abs. 1 EnWG), ebenso wie die Verpflichtung, dabei zusammenzuarbeiten (§ 11 Abs. 1 Satz 4 EnWG) und zwar im Rahmen einer Kaskade (§ 14 Abs. 1c EnWG). So gesehen bedarf es keiner vertraglichen Regelung, um diese Verpflichtung untereinander zusätzlich zu vereinbaren. Der Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung ist daher im Gesetz auch nicht zwingend vorgesehen, jedoch aus den folgenden Gründen zu empfehlen.

Eine vertragliche Vereinbarung kann die erforderliche Zusammenarbeit der NB innerhalb der Kaskade vereinfachen, indem Fragen des Ablaufs und der Umsetzung angeforderter Maßnahmen, ggf. unter Berücksichtigung von Besonderheiten bei den beteiligten NB geregelt werden. Damit wird gleichzeitig dokumentiert, dass die beteiligten NB das nach Branchenansicht Erforderliche getan haben, um den im Verkehr erforderlichen Sorgfaltspflichten nachzukommen. Insoweit empfiehlt sich der Abschluss eines Vertrages, der Regelungen zu folgenden Punkten beinhalten sollte:

- Kommunikationswege,
- Darlegung von Erfüllungshemmnissen (über die operative Meldung hinaus),
- Haftung,
- Entschädigung,
- Datenaustausch und Mitteilung des Aufteilungsschlüssels,
- Dokumentation,
- Umgang mit Rechtsanpassungen,
- Übergangsregelungen,
- Kontaktdaten,
- Anlagen (Formblätter für Ankündigung, Anforderung und Aufhebung von Anforderungen nach Maßgabe der VDE-AR-N 4140 (2025)⁶⁵).

⁶⁵ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Anhang C.

Ein Muster für eine solche vertragliche Vereinbarung enthält der diesem Leitfaden beigelegte Anhang 2.

4.5 Externe Kommunikation

Die Kommunikation an externe Dritte, insbesondere an Bundesbehörden wie die BNetzA oder auch Katastrophenschutzbehörden, erfolgt durch jeden von der Maßnahme betroffenen NB unverzüglich unter Berücksichtigung der Veröffentlichungspflichten. Externe Dritte in diesem Sinne sind auch die von den durchgeführten Anpassungsmaßnahmen unmittelbar betroffenen Netzkunden. Unter Umständen – nur mittelbar – betroffene Kunden des Netzkunden fallen nicht hierunter. Der anfordernde bzw. kaskadierende NB stellt den nachgelagerten NB baldmöglichst die zur externen Kommunikation notwendigen Informationen zur Verfügung.

4.5.1 Welche Informations- bzw. Meldepflichten gelten ggü. der Regulierungsbehörde?

Gemäß § 13 Abs. 7 Satz 1 und § 14 Abs. 1 EnWG sind die NB verpflichtet, die Regulierungsbehörde über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen nach § 13 EnWG zu informieren. Diese Informationspflicht umfasst unter anderem auch Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG. Im Falle der Anforderung derartiger Maßnahmen sind von allen beteiligten NB die Informationen darüber der BNetzA zu übermitteln. Eine Meldung an die Landesregulierungsbehörden ist nicht notwendig.

Auf ihrer Internetseite hat die BNetzA weitere Vorgaben zu den erforderlichen Daten im Zusammenhang mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG veröffentlicht⁶⁶. Die erforderlichen Daten können im Fall von Bezugsreduzierungen mit entsprechenden Erhebungsbögen gemeldet werden, die die Möglichkeit einer differenzierteren Datenmeldung und damit auch der realitätsnäheren Abbildung solcher Maßnahmen bieten, die die NB im Rahmen ihrer System- bzw. Netzverantwortung durchführen müssen.

4.5.2 Wie erfolgt die Information der betroffenen Netzkunden?

Gemäß § 13 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG hat der NB bei einer erforderlichen Anpassung von Stromerzeugungen und Strombezügen insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler – soweit möglich – vorab zu informieren. Dies umfasst auch die Vorabinformation von Einspeisern, sofern dies zeitlich möglich ist.

⁶⁶ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzenpassmanagement/Meldeverfahren/start.html>.

§ 13 Abs. 7 EnWG sieht darüber hinaus unter anderem auch die Verpflichtung vor, im Nachhinein die hiervon unmittelbar Betroffenen unverzüglich über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu informieren. *"Unmittelbar Betroffene"* in diesem Sinne sind laut Gesetzesbegründung die *"unmittelbaren Adressaten dieser Anpassungen und Maßnahmen"*⁶⁷. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe auch zu belegen.

4.5.3 Wie erfolgt die Information der Netzkunden im Fall der Lastabschaltung?

Soweit zeitlich möglich, sollten die von einer Lastabschaltung voraussichtlich betroffenen Netzkunden sowie die Öffentlichkeit, also die Einwohner des betroffenen Netzgebietes, aber auch die öffentlichen Stellen bzw. zuständigen Behörden frühzeitig über bevorstehende Lastabschaltungen informiert werden.

Dies ergibt sich mittelbar auch aus § 13 Abs. 2 Satz 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG. Danach sind bei einer erforderlichen Anpassung von Stromerzeugungen und Strombezügen zwar in erster Linie die betroffenen NB und Stromhändler, soweit möglich, vorab zu informieren. Ergibt sich darüber hinaus aber auch die weitergehende Möglichkeit, dass jeder NB Einspeiser und Lastabnehmer innerhalb seines Verantwortungsbereichs informiert, empfiehlt sich unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit auch hiervon Gebrauch zu machen.

Mit den für die Gefahrenabwehr zuständigen Behörden kann die Art und Weise der Information der Netzkunden auch im Vorfeld abgestimmt werden. Dabei gilt es insbesondere, ggf. vorhandene behördliche Notfall- bzw. Krisenpläne zu berücksichtigen und die eigene Informationsbereitstellung daran zu orientieren.

Kündigen sich Engpässe im Netz bzw. eine Mangelsituation bei der Strombereitstellung und damit eine Systembilanzstörung mit ausreichender Vorlaufzeit an, kann die Information der Netzkunden grundsätzlich stufenweise erfolgen, indem erst allgemein über möglicherweise eintretende Abschaltungen informiert wird, sofern sich diese abzeichnen, darauf folgend die maximal zu erwartende Abschaltzeit konkretisiert und in einer letzten Stufe der genaue Abschaltzeitpunkt, die Dauer und die Gebiete bzw. Gruppen benannt werden:

Stufe 1:

Möglichst frühzeitige allgemeine Information zu möglichen Abschaltungen mit Darstellung der Vorgehensweise, Vorwarnzeiten und Bekanntmachungswegen in Abstimmung mit den zuständigen Behörden (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

⁶⁷ Brat-Drs. 613/04, Seite 103.

Stufe 2:

Möglichst mit ein bis zwei Tagen Vorlaufzeit Information über maximal zu erwartende Abschaltungen (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

Stufe 3:

Am Vortag konkrete Information über Abschaltzeitpunkt, Abschaltdauer und Abschaltgebiete (Information über regionale Presse, Rundfunk, Fernsehen, Hotline, Internet).

Bei kürzeren Vorlaufzeiten müssen ggf. die Stufen 1 und 2 übersprungen werden. Wenn eine Lastreduzierung ohne Vorankündigung sofort umgesetzt werden muss, müssen Lastabschaltungen ohne vorherige Information der Netzkunden durchgeführt werden.

Die Information der Kunden sollte in der Regel immer nur erfolgen, wenn eine Anpassungsmaßnahme konkret bevorsteht bzw. vorhersehbar ist. Inwieweit dies zu welchem Zeitpunkt möglich ist, ist abhängig von der jeweiligen Gefährdungssituation zu beurteilen. In der Regel folgt die konkrete Kenntnis hierüber auch dem Informationsfluss in der Kaskade, denn regelmäßig liegen erst nach der erfolgten Ankündigung bzw. Anforderungen von Lastabschaltungen hinreichende Informationen vor, die an die Kunden weitergegeben werden können und dann auch sollten. Für eine vorbeugende Information der Kunden, dass es theoretisch zu Anpassungsmaßnahmen kommen kann, besteht aber keine gesetzliche Verpflichtung, weswegen dies, auch zur Vermeidung unnötiger Verunsicherungen bei den Kunden, nicht als sinnvoll erachtet wird.

5 Anpassung der Stromerzeugung

5.1 Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK

Gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 müssen NB – vorbehaltlich des § 13 EnWG – den gesamten Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2021 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen. Außerdem sind die NB nach § 3 Abs. 2 Satz 1 KWKG verpflichtet, in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugten KWK-Strom vorrangig abzunehmen.

§ 13 EnWG erlaubt damit zwar eine Ausnahme von dem im EEG 2021 und dem KWKG statuierten Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK. Liegen die Voraussetzungen des § 13 EnWG vor, dürfen die NB auch diese Anlagen abregeln. Gleichwohl ist im Rahmen der Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG der gesetzlich verankerte Einspeisevorrang für EEG- und KWK-Anlagen in der Abschaltreihenfolge zu beachten.

Der Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK ergibt sich darüber hinaus auch aus den europäischen Vorgaben des Art. 13 Abs. 6 lit. a und b BMVO.

5.2 Einhaltung des netztechnisch erforderlichen Minimums

Soweit die Einhaltung der in § 13 Abs. 1 und 2 EnWG genannten Verpflichtungen die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann gemäß § 13 Abs. 3 EnWG ausnahmsweise von ihnen abgewichen werden. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, soweit die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen sind und keine technisch gleich wirksame andere Maßnahme verfügbar ist (netztechnisch erforderliches Minimum). Gemäß § 13 Abs. 3 Satz 3 EnWG sind bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems auf Grundlage der von den Betreibern der Gasversorgungsnetze – nach § 12 Abs. 4 Satz 1 EnWG – bereitzustellenden Informationen angemessen zu berücksichtigen.

Grundsätzlich bedarf die Sicherstellung der Energieversorgung einer Stromversorgung aus Erzeugungsanlagen, die – unabhängig insbesondere von Wind und Sonneneinstrahlung – kontinuierlich Strom produzieren können. Das bedeutet, dass in der Gesamtheit des Netzes die ausschließliche Regelung dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen und die größtmögliche Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengas physikalisch nicht immer möglich sind. Das heißt, die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kann nicht zu einer vollständigen Abregelung von sog. must-run-units führen. Im Rahmen ihrer Entscheidung, ob die Netzüberlastung allein

durch die Regelung von Anlagen der konventionellen Stromerzeugung behoben wird, um die vorrangige Abnahme des Stroms aus Erneuerbaren Energien, KWK und Grubengas zu gewährleisten, oder ob bzw. ab welchem Zeitpunkt EEG- und KWK-Anlagen einer Maßnahme zu unterziehen sind, steht den NB auf der Grundlage des Gebots der Versorgungssicherheit des § 1 EnWG ein Beurteilungsspielraum zu. Bei der Einschätzung der Situation müssen die NB berücksichtigen, dass dargebotsunabhängige Grundlastkraftwerke, soweit sie das aktuell zur Daseinsvorsorge notwendige Maß an Stromerzeugung sichern, dabei nur auf das technisch zum Betrieb der Anlage notwendige Maß reduziert werden können.

Die privilegierte Behandlung von must-run-units gemäß § 13 Abs. 3 EnWG ist nach Vorgabe der ÜNB sicherzustellen.

5.3 Reihenfolge der Anpassungsmaßnahmen

Wichtig ist es für jeden NB, sich bereits vor Eintreten einer entsprechenden Netzengpasssituation ein Bild darüber zu machen, wie viele Anlagen welcher Erzeugungsart sich an welchem Verknüpfungspunkt am Netz befinden. Hat sich der NB einen Überblick hierüber verschafft, gilt es, diese Anlagen mit entsprechenden Kriterien zu bewerten und eine Rangfolge für deren Leistungsanpassung unter Berücksichtigung der Sensitivität⁶⁸ für den jeweiligen Gefährdungs- oder Störfall im Vornherein festzulegen⁶⁹. Dies wäre auch ein Beleg dafür, dass der NB bei der Wahl der anzupassenden Erzeugungsanlagen nicht willkürlich, sondern unter Zugrundelegung eines zuvor erstellten Einspeiserankings vielmehr diskriminierungsfrei und verhältnismäßig gehandelt hat.

5.3.1 Was bedeutet Einspeiseranking?

Das Einspeiseranking beschreibt die durch die NB zu berücksichtigende Reihenfolge, in der die Erzeugungsanlagen, etwa in Abhängigkeit von den jeweiligen Erzeugungstechnologien und ggf. den jeweils eingesetzten Energieträgern angepasst werden sollen.

5.3.2 Welche europäischen Vorgaben sind zu berücksichtigen?

Zu beachten sind bei der Festlegung einer Reihenfolge der Anpassungsmaßnahmen bzw. eines Einspeiserankings die Maßgaben des Art. 13 Abs. 6 der europäischen Binnenmarktverordnung Strom (BMVO). Die darin enthaltenen Vorgaben gelten unmittelbar in den

⁶⁸ Siehe dazu auch unter Punkt 0.

⁶⁹ Eine Besonderheit gilt gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 und 3 sowie der Abs. 1a bis 1c EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 und 3 EEG 2021 sowie § 3 Abs. 1 und 2 KWKG im Rahmen des Redispatch nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und § 13a EnWG: handelt es sich bei der zu regelnden Anlage um eine EEG- oder KWK-Anlage, sind Redispatch-Maßnahmen diesen gegenüber auch hier in der Regel nachrangig vorzunehmen. Eine genauere Reihenfolge richtet sich hier jedoch nach den sogenannten Mindestfaktoren.

Mitgliedstaaten der EU. Es bedarf einerseits keiner weiteren Umsetzung durch den nationalen Gesetzgeber. Andererseits dürfen die geltenden Gesetze und Verordnungen einer EU-Verordnung nicht widersprechen.

Hinsichtlich der Vorgaben des Art. 13 Abs. 6 BMVO lässt sich feststellen, dass KWK-Anlagen bei nicht marktbasierendem abwärts gerichtetem Redispatch unter bestimmten Voraussetzungen vor EE-Anlagen herabgeregelt werden müssen. „Redispatch“ in diesem Sinne meint gemäß Art. 2 Nr. 26 BMVO im Übrigen *„eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen“*.

Art. 13 Abs. 6 lit. a BMVO gibt vor, dass bei Stromerzeugungseinrichtungen, *„in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, [...] abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden“* – also eine Herabregelung nur dann erfolgen – darf,

- *„wenn es keine Alternative gibt“* – eine Alternative wäre neben der Herabregelung konventioneller Erzeugungsanlagen auch die Herabregelung einer KWK-Anlage
- *„oder wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen“* – das könnte im Fall von KWK-Anlagen zutreffen, wenn die Ersatzwärmeversorgung kostenintensiv wäre
- *„oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden.“* – was für die Aufrechterhaltung eines netztechnisch erforderlichen Minimums durch konventionelle Erzeugungsanlagen oder aber auch durch KWK-Anlagen spricht.

Sieht man von den Ausnahmen ab (*„erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“* oder *„Netzsicherheit erheblich gefährdet“*), legt der Wortlaut des Art. 13 Abs. 6 lit. a BMVO nahe, dass EE-Anlagen auch gegenüber KWK-Anlagen einen Vorrang genießen sollen.

Verstärkt wird diese Annahme durch Art. 13 Abs. 6 lit. b BMVO. Darin wird deutlich, dass der Vorrang der EE-Anlagen nicht nur gegenüber konventionell geführten KWK-Anlagen bzw. dem Anteil des Kondensationsstroms gelten soll. Danach darf bei *„hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung [...] abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es*

- *abgesehen von abwärts gerichtetem Redispatch bei Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden“* – EE-Anlagen kommen also als Alternative zur Herabregelung einer hocheffizienten KWK-Anlage nicht in Betracht,
- *„keine Alternative gibt“* – eine Alternative wäre hier damit nur die Herabregelung konventioneller Erzeugungsanlagen
- *„oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen“* – hier dann also nur infolge einer Herabregelung konventioneller Erzeugungsanlagen

- „oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden“ – wie oben, das spricht für die Aufrechterhaltung eines netztechnisch erforderlichen Minimums durch konventionelle Erzeugungsanlagen.

Zusammengefasst ergibt sich hieraus, dass EE-Anlagen gegenüber KWK-Anlagen einen Einspeisevorrang genießen und dass damit KWK-Anlagen im Zuge des – „nicht marktbasieren“ – Redispatch vor EE-Anlagen herabzuregeln sind, es sei denn, dies führt zu unverhältnismäßig hohen Kosten oder würde die Netzsicherheit erheblich gefährden.

Dementsprechend gilt nunmehr auch nach dem im Frühjahr 2020 entsprechend angepassten § 3 Abs. 2 KWKG der Einspeisevorrang für KWK-Strom aus KWK-Anlagen nur noch nachrangig zu dem Vorrang von Strom aus EEG-Anlagen.

Art. 13 Abs. 6 lit. c BMVO enthält darüber hinaus eine weitere Privilegierung für selbst erzeugte und nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz, also ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Energie aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen. Diese Energie darf nicht Gegenstand von „abwärts gerichtetem Redispatch“ sein, es sei denn, es gibt keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen.

5.3.3 An welchen gesetzlichen Vorgaben kann sich ein grobes Einspeiseranking orientieren?

Der Gesetzgeber sieht im EEG sowie KWKG einen Vorrang für die Einspeisung und Abnahme von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen und aus hocheffizienten KWK-Anlagen vor⁷⁰. Hinzu treten die Vorgaben des Art. 13 Abs. 6 BMVO⁷¹.

Grundsätzlich kann sich damit in Anlehnung an die vorrangigen Abnahmeverpflichtungen für die Fälle des § 13 Abs. 2 EnWG ein grobes Einspeiseranking, wie es in nachfolgender Tabelle 1 dargestellt ist, ergeben.

Unter Gruppe 1 fallen die Erzeugungsanlagen, die im Falle eines notwendigen Eingriffs in die Erzeugungsleistung vorrangig abgeregelt werden. Darunter fallen alle Erzeugungsanlagen, die über keinen Anspruch auf vorrangige Abnahme verfügen.

Unter Gruppe 2 fallen KWK- und unter Gruppe 3 alle EEG-Anlagen, die über einen vorrangigen Abnahmeanspruch gemäß EEG oder KWKG verfügen, ausgenommen Anlagen mit einer installierten Nennleistung von höchstens 100 kW.

⁷⁰ Siehe oben, unter Punkt 5.1.

⁷¹ Siehe oben, unter Punkt 5.3.

Unter Gruppe 4 fallen Anlagen mit einer installierten Nennleistung von höchstens 100 kW. Diese Anlagen können in Anlehnung an die für das Redispatch geltende Regelung des § 13 Abs. 1 Satz 3 EnWG nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen abgeregelt werden.

Tabelle 1: Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien

Erzeugungsanlage	Gruppierung
Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	Gruppe 1
Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
Spitzenstromerzeugungsanlagen	
Konvention. Kraftwerke (ohne KWK) und nicht hocheffiziente KWK-Anlagen	
Hocheffiziente KWK-Anlagen	Gruppe 2
Hocheffiziente BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
Hocheffiziente IKW - Prozesswärme ⁷²	
Wasser ohne Schwallbildung	Gruppe 3
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Biomasse mit KWK	
Photovoltaik (über 100 kWp)	
Wasser mit Schwallbildung	
Anlagen mit höchstens 100 kW	Gruppe 4

5.3.4 Nach welchen Kriterien kann ein verfeinertes Einspeiseranking vorgenommen werden?

Außer dem groben, sich an den gesetzlichen Vorgaben zum generellen Abnahmevorrang orientierenden, Einspeiseranking ist eine weitere Verfeinerung der verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb der vier Gruppen unter Berücksichtigung allgemeiner

⁷² Erzeugungsanlagen mit nachgelagerten / Industrieprozessen mit BAFA-Zulassung (bzw. Antrag) gemäß KWKG.

energiewirtschaftlicher Grundsätze möglich. Ein solches Vorgehen ist insbesondere dann sinnvoll, wenn folgende Fälle vorliegen:

- Bei einem lokalen Netzengpass haben mehrere Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe eine annähernd gleiche Sensitivität auf den Engpass.
- Bei einer Systembilanzstörung infolge eines Einspeiseüberschusses sind zahlreiche regelbare Erzeugungsanlagen der gleichen Gruppe vorhanden.

In diesen beiden Fällen machen der Gesetzgeber oder die Regulierungsbehörde im Fall des § 13 Abs. 2 EnWG keine weiteren Vorgaben für die Rangfolge der verschiedenen Erzeugungsanlagen innerhalb einer Gruppe. Um dennoch strukturiert vorzugehen und nicht willkürlich in den Anlagenbetrieb eingreifen zu müssen, empfiehlt sich gleichwohl die Einbeziehung weiterer Kriterien für die Bewertung der verschiedenen Stromerzeugungen.

Kriterien nach denen ein verfeinertes Einspeiseranking erfolgen kann sind z. B.:

- Versorgungssicherheit
- Versorgungszuverlässigkeit
- Kosteneffizienz des Maßnahmeneinsatzes
- Verpflichtungen zur Bereitstellung von Prozess- und Fernwärme
- Verbraucherefreundlichkeit
- Umweltverträglichkeit

Eine solche Vorgehensweise entspricht auch den allgemeinen energierechtlichen Grundsätzen des § 1 EnWG.

Ein weiteres Kriterium für ein verfeinertes Einspeiseranking könnte ein anteiliger Einsatz Erneuerbarer Energien i.S.d. § 3 Nr. 21 EEG 2021, vor allem in Müllverbrennungsanlagen bzw. Anlagen zur thermischen Abfallentsorgung sein.

Nach Bildung von Kriterien für jede Erzeugungsanlage entsprechend diesen Bewertungskriterien kann die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen und die Bildung von Anlagengruppen noch wie folgt verfeinert werden. Treffen dabei mehrere Kriterien auf eine Erzeugungsanlage zu, wäre der jeweils geringere Rang anzunehmen. In dem in Tabelle 2 dargestellten Beispiel⁷³ für ein mögliches Einspeiseranking wurden die Anlagen in fünf Gruppen eingeteilt.

⁷³ Zu beachten ist bei diesem Beispielsfall, dass regionale Besonderheiten zu jeweils abweichenden Rankings einzelner NB führen können. So kann es neben technischen und energiewirtschaftlichen Erwägungen auch kommunalrechtliche Gründe geben, die es zu beachten gilt. Einen konkreten, für alle Netzbetreiber gleichermaßen geltenden, einheitlichen Vorschlag für ein verfeinertes Einspeiseranking gibt es daher nicht.

Tabelle 2: Verfeinertes Einspeiseranking von Erzeugungstechnologien

Rang	Erzeugungsanlage	Gruppierung
1	Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	Gruppe 1
2	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
3	Spitzenstromerzeugungsanlagen	
4	Konvention. Kraftwerke (ohne KWK) und nicht hocheffiziente KWK-Anlagen	
5	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK) mit anteiligem EE-Strom i.S.d. EEG	Gruppe 2
6	Hocheffiziente KWK-Anlagen	Gruppe 3
7	Hocheffiziente BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
8	Hocheffiziente IKW - Prozesswärme	
9	Wasser ohne Schwallbildung	Gruppe 4
10	Windenergie	
11	Geothermie	
12	Bio-/Deponiegas	
13	Biomasse ohne KWK	
14	Biomasse mit KWK	
15	Photovoltaik (über 100 kWp)	
16	Wasser mit Schwallbildung	
17	Anlagen mit höchstens 100 kW	Gruppe 5

Das Gesetz enthält keine konkreten Vorgaben für die Reihenfolge der Anlagen innerhalb der gebildeten Gruppen. Vor diesem Hintergrund stellt die Reihenfolge in Tabelle 2 eine Empfehlung unter Berücksichtigung der im Folgenden aufgezeigten Anhaltspunkte dar.

Tendenziell ist zu erkennen, dass Erzeugungsanlagen in Verbindung mit Folgeprozessen, wie z. B. der Bereitstellung von Fern- oder Prozesswärme, infolge des mit der Stromerzeugung einhergehenden Mehrwertes sowie den bei einer etwaigen Leistungsreduzierung auftretenden weitreichenden Folgen und Kosten besondere Berücksichtigung innerhalb ihrer Gruppe finden. Wenn die betreffenden Erzeugungsanlagen nur mit großen Zeitverzögerungen auf eine

Aufforderung zur Leistungsreduzierung reagieren können (Sicherheit, Abfahrgeschwindigkeit), wirkt sich auch das auf die (hochrangige) Einordnung aus.

Schnell reagierende Anlagen ohne Einfluss auf Verbundprozesse (z. B. Windenergieanlagen) werden hingegen relativ niederrangig eingeordnet.

Für EEG-Anlagen mit vergleichsweise sehr hohen Vergütungssätzen ergeben sich mittlere Ränge.

Anlagen, die zu einem bestimmten Anteil Erneuerbare Energien i.S.d. EEG 2021 einsetzen, sind nachrangig zu Anlagen aus Gruppe 1 abzuregeln, sofern eine anteilige Abregelung technisch möglich ist und der Anlagenbetreiber gegenüber dem NB den Einsatz nachweisen kann.

Erzeugungsanlagen ohne gesetzlichen Anspruch nehmen hauptsächlich aufgrund ihrer gesetzlich fehlenden Nachrangigkeit gegenüber anderen Anlagen die niedrigsten Ränge ein.

Einen weiteren Aspekt kann die Berücksichtigung von KWK-Anlagen mit einer gekoppelten Wärmeversorgung für die Bevölkerung darstellen. Bei der Leistungsanpassung von KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung sind auch die Gefährdung der Versorgungssicherheit und das Schadenspotential der angeschlossenen Wärmekunden angemessen zu berücksichtigen.

Orientierung bei der Bildung von Anlagengruppen bzw. einer Reihenfolge innerhalb solcher Gruppen können schließlich auch §§ 13 Abs. 1 Satz 2 und 13 Abs. 1a EnWG bieten. Hiernach sind bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs, etwa im Zuge des Redispatch, von mehreren geeigneten Maßnahmen die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Im Rahmen dieser Auswahlentscheidung sind die Verpflichtungen nach § 11 Abs. 1 und 3 EEG (Abnahme, Übertragung und Verteilung) einzuhalten, indem für Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen kalkulatorische Kosten anzusetzen sind, die anhand eines für alle Erneuerbaren-Energien-Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel ein Vielfaches an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor). Den Mindestfaktor bestimmt die BNetzA in einer Festlegung.

6 Lastanpassung

Ebenso wie bei der Anpassung der Stromerzeugung kann der NB in Fällen der Lastreduzierung die Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit seiner Entscheidung dadurch untermauern, dass er die Lastkunden bereits im Vorfeld in bestimmte Kundengruppen oder sein Netzgebiet in bestimmte Teilgebiete unterteilt, diese mit Kriterien bewertet und daraus bestimmte Abschaltgruppen bildet, deren Größe ebenso wie die Länge zuvor errechneter Abschaltintervalle variabel und von Netz zu Netz unterschiedlich sein können.

6.1 Abzuschaltende Kunden

Wichtig ist, dass die NB im Fall des § 13 Abs. 2 EnWG im Rahmen des Lastmanagements dazu berechtigt und verpflichtet sind, – neben sämtlicher Stromerzeugung und Stromtransite – „sämtliche Strombezüge“ anzupassen oder die Anpassung zu verlangen. § 13 Abs. 2 EnWG sieht somit keinerlei Ausnahme für eine bestimmte Gruppe von Stromabnehmern vor. Es kommen damit grundsätzlich alle Abnehmer für eine solche Maßnahme in Betracht. Einschränkungen können sich allenfalls nach den rechtlichen Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit ergeben⁷⁴.

6.1.1 Nach welchen Kriterien kann eine sachgerechte Einteilung von Kundengruppen erfolgen?

Bei der Ausgestaltung ihres Lastmanagements steht den NB ein Beurteilungsspielraum im Hinblick auf Art und Reichweite der zu ergreifenden Maßnahmen sowie in Hinblick auf die abzuschaltenden bzw. anzupassenden Netz- bzw. Lastkunden zu, wobei sie sich an den Zielvorgaben des § 1 Abs. 1 EnWG orientieren können (sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität). Begrenzt ist der Beurteilungsspielraum auch hier durch das Verbot der Diskriminierung und den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz. Die Wahl der Maßnahmen und der davon betroffenen Lastkunden muss daher sachgerecht sein.

Liegen sachliche Gründe vor, die eine Besonderheit bestimmter Kundengruppen rechtfertigen, etwa weil eine Kundenanlage ein erhöhtes Gefahrpotential aufweist, das sich bei einer Abschaltung realisieren könnte, kann dies im Lastmanagement berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden kann aber auch der Umstand, dass bestimmte Kundengruppen, gerade weil sie ein gewisses Gefahrpotential aufweisen, bereits von sich aus Vorkehrungen treffen oder sogar treffen müssen, um der Gefahr eines Stromausfalls bzw. einer Abregelung vorzubeugen und insofern eine netzunabhängige Ersatzversorgung aufgebaut haben. Die Ersatzversorgung

⁷⁴ Siehe oben, unter Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

und die Folgen deren Inanspruchnahme können im jeweiligen Einzelfall jedoch aufgrund verschiedener tatsächlicher Gegebenheiten, aber auch aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben unterschiedlich zu bewerten sein, weswegen eine Betrachtung der jeweiligen spezifischen Besonderheiten im Vorfeld zu empfehlen ist.

Ein weiterer Aspekt in der Einteilung von Kundengruppen kann z.B. auch sein, inwieweit bei der Abschaltung von Teilnetzen (beispielsweise von Mittelspannungsabgängen oder HS/MS-Transformatoren) nicht nur Last-, sondern gleichzeitig auch Erzeugungskunden betroffen wären, denen womöglich sogar eine netzstützende Funktion zukommt. Das Gesetz enthält keine konkreten Vorgaben dazu, ob die Gefährdung oder Störung eher durch eine Lastreduzierung oder eine Erzeugungserhöhung bzw. in einem solchen Fall durch die Beibehaltung der Erzeugungsleistung beseitigt werden soll.

In die Erwägungen einzubeziehen sind auch ordnungspolitische Vorgaben, beispielsweise behördliche Havariepläne – soweit vorhanden –, die möglicherweise Regeln für eine kurzfristige und lückenlose Gefahrenbeseitigung enthalten. In diesem Zusammenhang ist es auch ratsam, sich mit der zuständigen Katastrophenschutzbehörde bzw. der Feuerwehr und/oder Polizei auszutauschen.

Letztendlich sind es aber vor allem netztechnische Überlegungen, die ausschlaggebend sind und im Ergebnis dem Ziel dienen müssen, die Situation so schnell wie möglich zu bereinigen. Auch dies ist im Rahmen des Beurteilungsspielraums des NB zu beachten.

Wichtig ist eine entsprechende Vorbereitung und Planung, welche Maßnahmen wem gegenüber zuerst ergriffen werden sollten und wie sich dies mit objektiven Kriterien mit Blick auf die Wirksamkeit der Maßnahme und unter den Gesichtspunkten der Diskriminierungsfreiheit und Verhältnismäßigkeit begründen lässt. Es empfiehlt sich dabei auch, dies in entsprechenden Anweisungen, Handbüchern etc. unternehmensintern zu dokumentieren und die betroffenen Mitarbeiter hierüber zu informieren, ggf. auch zu schulen. Voraussetzung dafür ist die Bewertung und Einteilung der Einspeise- wie auch der Lastkunden anhand nachvollziehbarer Kriterien in bestimmte Kundengruppen. Hierzu kann ein Informationsaustausch mit den größeren Kunden auch im Vorhinein sinnvoll sein. Entscheidend ist, dass der NB nachweisen kann, sich auf den Eintritt einer etwaigen Gefahrensituation vorbereitet gemacht zu haben. Eine entsprechende Vorplanung wäre ein Indiz dafür, dass eine Abschaltung bei Eintritt einer Gefährdung im Sinne des § 13 Abs. 2 EnWG nicht willkürlich und völlig unüberlegt erfolgte.

Anders als bei der Erzeugungsreduzierung kann es aber sein, dass dem NB nicht alle relevanten Daten aller Lastkunden bzw. möglicherweise zu berücksichtigende Besonderheiten bekannt sind. Hier kann es ggf. angezeigt sein, sich insbesondere bei größeren oder der Allgemeinheit dienenden Lastkunden beispielsweise über deren Möglichkeiten, sich in einem Notfall selbst mit Strom zu versorgen, zu erkundigen. Auch kann ein solcher Informationsaustausch im Nachhinein ein Indiz dafür sein, dass der NB eine Abschaltung nicht ohne

entsprechende Vorkenntnis und Vorbereitung vorgenommen hat. Sinnvoll erscheint es in diesem Zusammenhang auch, solche Kunden darauf hinzuweisen, dass sie den NB über etwaige Änderungen ihrer Bezugs- oder auch ihrer eigenen Notversorgungssituation unterrichten, damit dieser dies in seinen Erwägungen mit einbeziehen kann. Ebenso kann eine im Vorfeld ggf. vorgenommene Abstimmung mit den zuständigen Ordnungsbehörden als Nachweis für ein überlegtes Handeln des NB in der konkreten Krisensituation dienen. Entsprechende Vorplanungen oder Abstimmungen sollten daher dokumentiert werden.

6.1.2 Können technische Vereinbarungen mit Lastkunden abgeschlossen werden?

Soweit dies technisch sinnvoll und diskriminierungsfrei möglich ist, können beispielsweise mit industriellen Großkunden technische Sondervereinbarungen über die Beteiligung am Lastmanagement getroffen werden (z. B. hinsichtlich Abschaltdauer, Abschaltzeitpunkt und Abschaltleistung). In Analogie zu § 13 Abs. 6 EnWG würden z.B. Vereinbarungen als technisch sinnvoll gelten, bei denen Abschaltungen für eine Mindestlastgröße von 10 MW unverzüglich herbeigeführt werden können.

6.2 Beispiel rollierendes Verfahren

Um im Falle zu hoher Netzlasten infolge von Systembilanzstörungen bzw. Erzeugungsmangel die erforderliche Lastreduzierung möglichst diskriminierungsfrei zu gestalten, könnte beispielsweise eine rollierende Lastabschaltung im betroffenen Netzgebiet eine geeignete Methode sein.

Bei nur lokalen Engpässen sieht die VDE-AR-N 4140 (2025) allerdings kein rollierendes Verfahren vor. Hierbei müssen zunächst diejenigen Lasten abgeschaltet werden, die am stärksten auf den Engpass wirken. Gibt der vorgelagerte NB im Falle eines lokalen Netzengpasses eine Übergabestelle zum nachgelagerten NB für die Lastabschaltung vor, ist hier eine Sensitivitätsanalyse der abzuschaltenden Lasten – ähnlich der Vorgehensweise beim Redispatch 2.0 – durchzuführen, um den geforderten Entlastungsbetrag möglichst effektiv zu erreichen. Der Kunde bzw. die Kundengruppe mit der größten Wirkung auf den Engpass wäre dann eher zu schalten oder bei diesen wäre ein größerer Anteil abzusenken. Ggf. sind hierbei auch Aspekte der erweiterten Sensitivität zu prüfen.

Denkbar wäre jedoch, je Engpass nur eine Abschaltgruppe festzulegen und damit nur mit jedem erneut eintretenden Engpass und nicht innerhalb eines Engpasses zwischen den festgelegten Gruppen zu wechseln.

Wichtig ist in jedem Fall, auch bei der Bildung von Abschaltgruppen, im Vorhinein sachgerechte Kriterien zu bilden⁷⁵.

Die Realisierung eines Lastmanagements auf Basis rollierender Lastabschaltungen erfordert in der Regel:

- die Unterteilung des Netzgebietes eines NB in mehrere Abschaltgruppen,
- die Einrichtung von ausreichend vielen Abschaltgruppen, um eine stufenweise Lastreduzierung in ausreichend kleinen Schritten zu ermöglichen, wobei die einzelnen Abschaltgruppen ähnlich große Leistungswerte aufweisen sollten,
- die Fernsteuerbarkeit der Leistungsschalter, über die die einzelnen Abschaltgruppen ab- und wieder zugeschaltet werden,
- die Fähigkeit des NB, jederzeit (auch nachts und an Wochenenden) handlungsfähig zu sein.

Je nach Größe des Netzgebietes und abhängig von den technischen Gegebenheiten kann die Lastreduzierung entweder durch das rollierende Abschalten von Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren oder durch das rollierende Abschalten von Mittelspannungsabgängen in Umspannwerken erfolgen. Sofern die Ab- und Wiedereinschaltungen nicht automatisiert durch das Leitsystem erfolgen, müssen entsprechende Abschaltpläne oder -listen in den Netzleitstellen vorgehalten werden. Mit entsprechender Leitsystemunterstützung sind aber auch weitere Konzeptlösungen möglich.

Abhängig von der geforderten Höhe der Lastreduzierung werden bei der rollierenden Lastabschaltung entweder nur eine oder mehrere Abschaltgruppen gleichzeitig abgeschaltet. Werden bei hoher Lastreduzierung mehrere Abschaltgruppen gleichzeitig abgeschaltet, verringert sich die Zeit zwischen zwei Abschaltungen beim einzelnen Netzkunden.

Um auch bei kürzeren Lastreduzierungszeiträumen die Diskriminierungsfreiheit sicherzustellen, müssen die Lastabschaltungen in fortlaufender Reihenfolge der Abschaltgruppen erfolgen, d. h. nach einer Unterbrechung der Lastreduzierungsanforderung muss bei der nächsten Lastreduzierung mit der nächstfolgenden Abschaltgruppe begonnen werden. Die gleiche Abschaltgruppe darf erst dann erneut abgeschaltet werden, wenn alle anderen Abschaltgruppen bereits von einer Abschaltung betroffen waren. Über einen längeren Zeitraum hinweg sind dann alle Abschaltgruppen gleichermaßen von Abschaltungen betroffen.

Eine Option wäre auch die rollierende Abschaltung von Mittelspannungsabgängen oder HS/MS-Transformatoren. So kann etwa bei kleineren NB, deren Netz über Ortsnetzstationen

⁷⁵ Siehe oben, unter Punkt 6.1.1.

an das Mittelspannungsnetz oder über einzelne Mittelspannungsabgänge an das Umspannwerk eines vorgelagerten NB angeschlossen ist, aus operativen Gründen und wegen der geforderten Diskriminierungsfreiheit der Lastabschaltungen die Integration in das Lastmanagement eines dritten NB eine sinnvolle Lösung darstellen. Hierzu bedarf es jedoch der vorherigen Abstimmung zwischen vor- und nachgelagertem NB, vor allem über die vorgesehenen Schaltzeiten (vertragliche Vereinbarungen sind empfehlenswert).

Denkbar ist aber auch, dass die rollierende Abschaltung von Lastkunden aufgrund spezifischer technischer bzw. organisatorischer Gegebenheiten oder wegen der geringen Größe bzw. Struktur eines Netzgebietes nicht geeignet ist, ein effizientes Lastabschaltmanagement zu ermöglichen. Dies liegt letztlich wiederum in der Einschätzungsprärogative des jeweiligen NB und kann nur im Einzelfall bewertet werden.

Unabhängig von der ausgewählten Methode der Lastabschaltung ist durch den NB sicherzustellen, dass es beim Wechsel auf andere Abschaltgruppen nicht zu Leistungssprüngen kommt. Die insgesamt im Netzgebiet abgesenkte Leistungsmenge ist im Moment des Abschaltgruppenwechsels möglichst konstant zu halten. Dies ist realisierbar, indem in den Abschaltgruppen die Trafos bzw. MS-Abgänge einzeln nacheinander und nicht gleichzeitig geschaltet werden.

7 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient zur Ermittlung der Auswirkungen von Last-/Erzeugungsänderungen und Spannungsanpassungsmaßnahmen an einzelnen Netzelementen bzw. Netzknoten⁷⁶. Das Ergebnis dieser Analyse beinhaltet eine Sortierung nach Wirksamkeit der jeweiligen Anpassungsmaßnahmen auf die Netzelemente oder Netzknoten und dient somit der Auswahl der geeignetsten und effektivsten Maßnahmen für das jeweilige Szenario. Dabei empfiehlt sich, bei der Anwendung einen stationären Betriebszustand als Ausgangszustand zu betrachten. Dieses Vorgehen wird von vielen Estimationsverfahren angewendet. Das Festlegen von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten für den Eingriff in Erzeugungsanlagen erscheint dabei sinnvoll.

Bei der Wahl zwischen zwei gleichermaßen geeigneten Maßnahmen muss der NB diejenige auswählen, die geringere Auswirkungen auf den Betrieb der in Summe in Betracht kommenden Anlagen hat. Die Angabe der Wirksamkeit erfolgt mit der sogenannten Sensitivität der einzelnen Anlage auf das Engpasselement (z.B. Trafo oder Leitung). Die Sensitivität ist damit das Verhältnis einer Leistungsänderung an einem beliebigen Punkt bezogen auf ein bestimmtes Zweigelement. Der Stromteilerfaktor beschreibt dabei den Effekt bezogen auf den Verknüpfungspunkt. Anlagen sind entsprechend ihrer Sensitivität (Anlagen mit höherer Sensitivität vor Anlagen mit niedrigerer Sensitivität) in der Erzeugung zu reduzieren. Erst unterhalb der Mindestsensitivität kann ein Netzkunde von entsprechenden Maßnahmen ausgenommen werden.

Die Sensitivitätsanalyse hat vor jeder Anforderung einer Erzeugungsreduzierung oder Lastregelung bezogen auf einen Netzengpass zu erfolgen. Die Prüfung wird durch eine im Vorfeld einer Maßnahme durchgeführte Betrachtung vereinfacht. Insbesondere bei statischen Strahlen- oder Strangnetzen kann die Ermittlung der Sensitivität einmalig im Vorfeld bzw. bei größeren Änderungen des Netzzustandes erfolgen. Bei dynamischen, vor allem vermaschten Netzen mit sich ändernden Schaltzuständen und Netzzuständen ist eine IT-technische Unterstützung bei der Prüfung und Bestimmung der Sensitivität der Anlagen sinnvoll, wenn nicht faktisch sogar notwendig.

Beispiel:

Wenn der NB insgesamt 5 MW Einspeiseleistung reduzieren möchte/muss und auf den Netzengpass 2 Windparks (WP) mit je 10 MW Einspeiseleistung wirken, muss der NB zunächst die Wirksamkeit der Anlagen auf den Netzengpass berücksichtigen.

⁷⁶ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Anhang B.

Angenommen er würde den WP 1 um 10 MW reduzieren und die Entlastung auf den Engpass würde 5 MW bewirken, hätte der WP 1 eine Wirksamkeit (Sensitivität) von 0,5. Weiterhin wird angenommen, dass der WP 2 bei seiner Reduzierung um 10 MW am Netzengpass eine Entlastung von 4 MW bewirkt.

Der NB hätte also die Entscheidung zu treffen, ob er zur Bewirkung des Reduzierungsziels von 5 MW auf den Engpass den WP 2 um 10 MW reduziert, um eine Entlastung um 4 MW zu bewirken und zusätzlich den WP 1 um 2 MW reduziert, um das dann fehlende 1 MW Entlastung zu erzielen oder alternativ zur Sicherstellung der weiterhin größtmöglichen Einspeisung der in Betracht kommenden beiden WP zum Netzengpass nur den WP 1 um 10 MW reduziert und somit das Reduzierungsziel von 5 MW direkt erreicht. Unter Berücksichtigung der Sensitivität darf der NB sich nicht dafür entscheiden, die vermeidbare Reduzierung von 2 MW (am WP 1) anzufordern.

7.1 Sensitivitätsanalyse im Rahmen der Anpassung der Stromerzeugung

Bei der Anpassung der Stromerzeugung könnte mittels der Sensitivitätsanalyse die Reihenfolge der Anlagen innerhalb der jeweiligen Abschaltgruppen⁷⁷ gebildet werden, wobei diese sich je nach Gefährdungssituation (Ort, Art, Umfang etc.) auch jeweils verändern kann.

Der gesetzliche Vorrang für Strommengen aus Erneuerbaren Energien und KWK und die damit verbundene Abnahmeverpflichtung trifft jeden NB, unabhängig von der Spannungsebene und unabhängig davon, ob er der kaskadierende oder der anweisende NB ist. Mit der Anforderung von Erzeugungsreduzierungen nach § 13 Abs. 2 EnWG greift der NB in den Betrieb der betroffenen Anlage ein und steuert sie zur Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit. Als sog. Notfallmaßnahme darf der NB dieses gesetzliche Recht nur nutzen, wenn und soweit es notwendig ist, um das Ziel (den sicheren Netzbetrieb) zu erreichen.

7.1.1 Welche Einschränkungen gelten bei der auf Grundlage der Sensitivitätsanalyse folgenden Abschaltung?

Eingeschränkt wird der Sensitivitätsgrundsatz von den oben beschriebenen Prioritäten zur Erzeugungsreduzierung, die das grobe Einspeiseranking begründen⁷⁸. Das bedeutet, die Sensitivität wird jeweils nur innerhalb der gleichen Priorität berücksichtigt. Erst wenn alle Anlagen einer niedrigeren Priorität, die auf den Netzengpass wirken, vollständig reduziert wurden, darf

⁷⁷ Siehe oben, unter Punkt 5.3.3.

⁷⁸ Siehe oben, unter Punkt 5.3.3.

eine Erzeugungsreduzierung in einer höheren Priorität erfolgen, vorbehaltlich etwaiger gebildeter Mindestsensitivitäten⁷⁹.

7.1.2 Welche Bedeutung kommt der sog. negativen Sensitivität zu?

Je nach Lastflussrichtung kann eine Anforderung (z.B. zur Erzeugungsreduzierung) in Ausnahmefällen auch zur Verstärkung des Netzengpasses führen (negative Sensitivität). Dies kann etwa dann eintreten, wenn die zu regelnde Anlage in Lastflussrichtung hinter dem Netzengpass liegt und die angeforderte Erzeugungsreduzierung das Netzproblem ausweitert.

Wenn in solchen Sondersituationen nicht der Anschluss-NB, der sein Netz, die dort angeschlossenen Anlagen und die aktuell wirkenden Schaltungen und somit die Lastflussrichtungen kennt, sondern ein Dritter, beispielsweise ein Direktvermarkter ohne Kenntnis der negativen Sensitivität, Regelungen an einer solchen hinter dem Engpass liegenden Anlage vornimmt⁸⁰, sind Fälle einer engpassverstärkenden Wirkung bei einer Einspeisereduzierung aufgrund der negativen Sensitivität nicht sicher auszuschließen. Nimmt in diesem Beispiel der Direktvermarkter die Regelung ohne Kenntnis des Anschluss-NB vor, ist auch keine Gegensteuerung durch eine entsprechende Leistungserhöhung möglich.

Dieser Effekt könnte dadurch vermieden werden, wenn der betroffene Anschluss-NB über alle Leistungsregelungen in seinem Netz informiert wird und solche Regelungen eines Dritten idealerweise auch über den jeweiligen Anschluss-NB gemäß der Kaskade erfolgen.

⁷⁹ Siehe unter Punkt 7.25.3.3.

⁸⁰ Siehe zu solchen Überlagerungsfällen auch oben, unter Punkt 3.6.3.

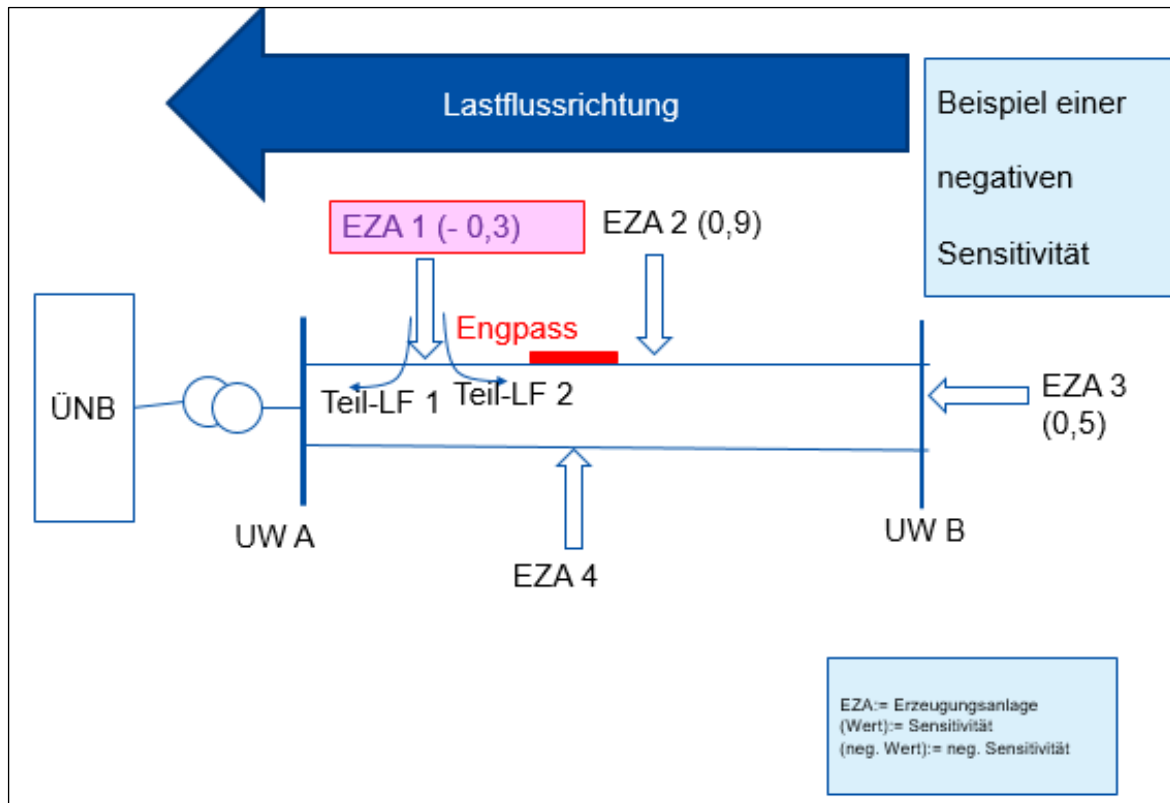


Abbildung 4: Vereinfachtes Beispiel zur Veranschaulichung der negativen Sensitivität, in dem die Erzeugungsanlage (EZA) – was in Einzelfällen vorkommt – nicht am Umspannwerk (UW), sondern an der Leitung angeschlossen ist.

7.2 Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten

In der VDE-AR-N 4140 (2025) wird aufgeführt, dass die Festlegung von Schwellenwerten für Mindestsensitivitäten für den Eingriff in Erzeugungsanlagen sinnvoll ist⁸¹.

Das Gesetz gibt keine ausdrückliche Mindestsensitivität vor, ab der es als zulässig gelten würde, gar keinen Eingriff in die Erzeugung einer Anlage vorzunehmen. Dies bedeutet aber nicht, dass Eingriffe auch bei geringsten Sensitivitäten gesetzlich gewollt oder gar geschuldet sind. Unter Berücksichtigung des § 1 EnWG hat die Energieversorgung u.a. verbraucherfreundlich, effizient und preisgünstig zu erfolgen. Das wäre sie nicht, wenn große Leistungen geregelt werden, aber nur kleinste Entlastungen eintreten können, obwohl andere Anlagen (z.B. in einer anderen Priorität) mit geringeren Eingriffen zu höheren Entlastungen führen. Dabei geht

⁸¹ Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Anhang B, Punkt B 2.

es nicht um die Sensitivätsbetrachtung an sich (die immer zu erfolgen hat), sondern nur um den Schwellenwert, ab dem eine Anlage in der Sensitivätsprüfung erstmalig Berücksichtigung findet.

Schwierig ist allerdings zu bestimmen, bei welcher Sensitivität die Grenze des Geschuldeten zum Unbilligen überschritten wird. Im Zivilrecht (insbesondere im Werkvertragsrecht) und in der Praxis üblich ist z.B. eine 10%-Grenze. Im Werkvertragsrecht begründet sie eine erhebliche Abweichung. Eine erhebliche Abweichung ist aber rechtlich nicht gleichzusetzen mit der Überschreitung einer Zumutbarkeitsschwelle. Die begründbare Mindestsensitivität könnte deshalb auch unterhalb der 10 % (also einer Sensitivität von 0,1) liegen.

Schließlich ist im Rahmen der Netz- und Systemsicherheit der Zweck der Regelung zu beachten. Eine Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit kann nur sichergestellt werden, wenn eine ausreichende Zahl von Anlagen vom NB regelbar ist. Eine hohe Mindestsensitivität ist zwar kundenfreundlich, aber nicht zwingend für die Stabilität des betroffenen oder gefährdeten Netzes. Da der NB sein Netz am besten kennt und unterschiedliche Netze auch unterschiedliche Werte zur Stabilität haben können, ist es nachvollziehbar und effizient, den exakten Wert für das einzelne zu prüfende Netz durch den jeweiligen NB festsetzen zu lassen. In der Praxis hat sich eine Mindestsensitivität von 0,05 bewährt.

Bei der Bestimmung der Mindestsensitivität könnte es sich um eine technische Mindestanforderung des NB nach § 19 EnWG handeln. Nach § 19 Abs. 1 EnWG hat der NB die technischen Mindestbedingungen an die Auslegung und den Betrieb von Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung, Verteilernetzen und Anlagen direkt angeschlossener Kunden festzulegen. So könnten die im Netz zur Regelung benötigten Anlagen zur Sicherstellung eines ausreichenden Potentials im Rahmen der Netz- und Systemsicherheit durch die Definition der Mindestsensitivität des NB bestimmt und damit eine technische Mindestanforderung begründet werden. Dann müsste der NB die Mindestsensitivität für das von ihm betriebene Netz im Internet nach den Vorgaben des § 19 EnWG entsprechend veröffentlichen.

Beispiel:

Der NB möchte 4 MW Erzeugungsreduzierung bewirken und fragt sich, ob er dazu zunächst Anlage 1 mit einer Einspeiseleistung von 2 MW vollständig absenken muss, obwohl sie nur eine Sensitivität von 0,05 besitzt und so nur eine Entlastung von 100 kW bewirkt oder ob er gleich Anlage 2 mit 8 MW Einspeiseleistung und einer Sensitivität von 0,9 (max. Wirksamkeit damit 7.200 kW) auffordern darf, um die Reduzierung von 4 MW zu erzielen (mit einer Reduzierung auf 60 % Einspeiseleistung und damit 4.800 kW).

Der NB ist in dieser Situation ohnehin auf die Reduzierung der Anlage 2 auf 60 % angewiesen, weil die Entlastung durch die Reduzierung der Anlage 1 nur einen sehr geringen Nutzen hat (100 kW).

Je nach der vom NB festgelegten Mindestsensitivität wäre Anlage 1 zu berücksichtigen und damit vollständig in der Erzeugung zu reduzieren oder aufgrund der zu geringen Sensitivität auszulassen. Hier wäre Anlage 1 zu berücksichtigen, wenn der NB zumindest eine Sensitivität von 0,05 fordert.

7.3 Erweiterte Sensitivität

In der VDE-AR-N 4140 (2025) wird aufgeführt, dass zur Identifizierung der abzuregelnden Leistung bei einem Netzengpass wegen zu hoher oder zu niedriger Netzlast nicht mit der einfachen Netzengpassentlastung abgeschlossen werden kann, sondern diese so lange weitergeführt wird, bis eine doppelte Entlastungswirkung bestimmt wurde⁸².

Die erweiterte Sensitivität ist jedoch nicht anwendbar in den Fällen, in denen gesetzlich eine zwingende Reihenfolge zur Abregelung vorgegeben ist, wie durch das grobe Einspeiseranking⁸³. Hier bestimmen in erster Linie die gesetzlich bedingten Abschaltgruppen und erst innerhalb dieser die Sensitivität der Anlage die Reihenfolge der Anpassungsmaßnahmen.

Die erweiterte Sensitivität wird vielmehr dort benötigt, wo ein Wechsel der von der Aufforderung betroffenen Netzkunden erfolgen kann und nach Ermessen des NB erfolgen soll. Diese Situation kann etwa dann eintreten, wenn der NB nach § 13 Abs. 2 EnWG Lasten steuern muss, gesetzlich oder behördlich keine Regelungsreihenfolge dafür bestimmt ist und der NB die technischen Gegebenheiten und die Kundeninteressen zu berücksichtigen hat. Zu den zu berücksichtigenden technischen Gegebenheiten zählen die Wirkungsweisen der Verbrauchs- und Notstromanlagen am Netz. In der Praxis hat sich gezeigt, dass diese mit Regelungszeiträumen von ca. 1,5 Stunden schadensfrei arbeiten können und bei längeren Regelungszeiten Gefahren und Schäden für Menschen und Maschinen eintreten können. Um den Grundsatz nach § 1 EnWG (verbraucherfreundlich, effizient und sicher) zu entsprechen, kommt ein Wechsel der von einer Anforderung betroffenen Kunden in Betracht. Dies setzt dann voraus, dass die alternative Gruppe der zu einer Maßnahme aufgeforderten Kunden den gleichen Entlastungsbeitrag leistet. Wenn man unterstellt, dass die erste Gruppe der aufgeforderten Kunden diejenigen waren, die die höchste Sensitivität zur Beseitigung des Regelungserfordernisses hatten, muss die alternativ aufgeforderte Kundengruppe die dann folgende höchste Sensitivität und damit die um das Doppelte erweiterte Sensitivität besitzen.

Beispiel:

⁸² Siehe VDE-AR-N 4140 (2025), Anhang B, Punkt B 3.

⁸³ Siehe oben, unter Punkt 5.3.3.

Am Engpass im UW A soll eine Last um 24 MW reduziert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, können die Anlagen A und B mit jeweils 10 MW und einer Sensitivität von 0,9 (zusammen 18 MW) sowie die Anlage C mit 10 MW und einer Sensitivität von 0,6 (6 MW) reduziert werden.

Alternativ können unter Einbeziehung der erweiterten Sensitivität auch die Anlagen D und E mit jeweils 20 MW und einer Sensitivität von 0,5 (20 MW) sowie die Anlagen F mit 10 MW und einer Sensitivität von 0,4 (4 MW) reduziert werden. In der Variante 1 hätte der NB 30 MW geregelt und in der Variante 2 schon 50 MW. In beiden Varianten wird das Reduzierungsziel von 24 MW erreicht.

Anhang 1: Rechtliche Hinweise zur Haftung der NB untereinander

Die nachfolgenden Ausführungen sind rein deklaratorischer Art und zielen allein darauf, die Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens wiederzugeben. Konkrete Haftungsfragen sind stets im Einzelfall zu beurteilen und lassen sich mit den nachfolgenden Hinweisen nicht abschließend beantworten.

Grundsätzlich gilt bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG auch im Verhältnis der NB untereinander, also auch im Rahmen der Kaskade, der Haftungsausschluss des § 13 Abs. 5 EnWG. Liegen die Voraussetzungen für die Kaskade allerdings nicht vor oder treten innerhalb der Kaskade durch einzelne NB verursachte Fehler auf, richtet sich die Haftung der NB untereinander nach den gesetzlichen Regelungen, soweit sie vertraglich nicht zulässigerweise etwas anderes vereinbaren. Abhängig von der jeweiligen Einspeise- und/oder Lastsituation wird es womöglich nicht in allen Fällen in der Praxis gelingen, eine Anweisung eins zu eins umzusetzen. Abweichungen in gewissem Umfang könnten insoweit in Kauf zu nehmen sein. Allerdings ist anzuraten, sich hierüber mit dem jeweils vorgelagerten, im Notfall anfordernden sowie kaskadierenden NB im Vorfeld auszutauschen, solche Besonderheiten zu dokumentieren und auch vertraglich abzubilden.

1 Haftung des kaskadierenden NB

Der anfordernde bzw. kaskadierende NB haftet gegenüber den nachgelagerten NB (auch mehrfach nachgelagerten NB) z. B. dann, wenn er Maßnahmen zur Unterstützung nach § 13 Abs. 2 EnWG (i.V.m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG) von den nachgelagerten NB verlangt, die Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG aber aus ex-ante Sicht (also zum Zeitpunkt der Entscheidung) nicht vorlagen und der anfordernde NB seine Sorgfaltspflichten bei der Prüfung der Voraussetzungen verletzt hat. Ein Verschulden kann bei mehrfach nachgelagerten NB auch den die Anforderung des vorgelagerten NB weitergebenden kaskadierenden NB im Rahmen der Unterstützung nach § 14 Abs. 1c EnWG treffen, soweit er die angeforderte Maßnahme eigenverantwortlich umsetzt und die Fehlerhaftigkeit der Anforderung des anfordernden bzw. kaskadierenden NB hätte erkennen können, oder wenn er selbst die angeforderte Maßnahme fehlerhaft umsetzt.

In Fällen der Haftung des anfordernden oder kaskadierenden NB können die nachgelagerten NB eine Freistellung von etwaigen berechtigten Ansprüchen der Marktteilnehmer (VNB, Stromhändler, Bilanzkreisverantwortliche, Betreiber von Erzeugungsanlagen, Letztverbraucher) verlangen.

2 Haftung des nachgelagerten ausführenden NB

Der nachgelagerte anweisende NB haftet gegenüber dem anfordernden bzw. kaskadierenden NB, wenn er einer den Vorgaben des § 13 Abs. 2 EnWG entsprechenden Aufforderung des anfordernden bzw. kaskadierenden NB schuldhaft nicht oder in fehlerhafter Weise nachkommt, etwa indem er zu viel oder zu wenig Leistung regelt.

3 Unterstützung durch anfordernden und kaskadierenden NB

Wird ein anweisender NB auf Schadensersatz in Anspruch genommen, empfiehlt sich folgendes Vorgehen: Der anweisende NB wird den anfordernden und kaskadierenden NB hierüber informieren. Der anfordernde und kaskadierende NB werden den in Anspruch genommenen NB auf dessen Wunsch im Rahmen seiner Möglichkeiten und Eigensorgfalt bei der Abwehr unberechtigter Ansprüche unterstützen. Der nachgelagerte NB, der anfordernde NB und der kaskadierende NB werden sich hierzu gegenseitig unverzüglich sämtliche erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen.

Der anfordernde und der kaskadierende NB haben im Falle eines Klageverfahrens gegen den nachgelagerten NB diesen nach bestem Können und Vermögen zu unterstützen. Hierzu kann der betroffene NB dem anfordernden und dem kaskadierenden NB ggf. den Streit verkünden.

4 Haftung bei vereinbarungsgerechter Umsetzung

Soweit ein nachgelagerter NB im Falle einer vertraglichen Absprache trotz vereinbarungsgerechter Umsetzung einer durch den anfordernden und den kaskadierenden NB zulässigerweise veranlassten Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG durch weiter nachgelagerte oder durch Dritte in Anspruch genommen wird, empfiehlt sich wie folgt vorzugehen: Der nachgelagerte NB darf sich über Ansprüche nicht ohne vorherige Zustimmung des anfordernden bzw. kaskadierenden NB vergleichen, den Anspruch anerkennen oder sich mit dem Anspruchsteller in ähnlicher Weise einigen. Die vorherige Zustimmung ist auch für das Einlegen von Rechtsmitteln erforderlich, soweit nicht das Verstreichen von Rechtsmittelfristen droht. In diesem Fall kann die Zustimmung nachträglich erteilt werden. Der nachgelagerte NB ist auch nicht berechtigt, ohne Zustimmung Versäumnisurteil gegen sich ergehen zu lassen. Andernfalls droht der Verlust der Rückgriffsmöglichkeiten des nachgelagerten NB gegen den anfordernden bzw. kaskadierenden NB nach den allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften.

Anhang 2: Mustervereinbarung

Der Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung ist im Gesetz nicht zwingend vorgesehen. Die Verpflichtung zur Behebung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergibt sich bereits unmittelbar aus den §§ 13 Abs. 2 i.V.m. 14 Abs. 1 EnWG und damit direkt aus dem Gesetz; ebenso die Verpflichtung, im Rahmen einer Kaskade zusammenzuarbeiten, § 14 Abs. 1c EnWG. Vor diesem Hintergrund bedarf es keiner „zusätzlichen“ vertraglichen Regelung, um diese Verpflichtung untereinander zu vereinbaren.

Eine vertragliche Vereinbarung ist jedoch sinnvoll, um die erforderliche Zusammenarbeit der NB bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zwischen vor- und nachgelagertem NB klar zu regeln, indem insbesondere Fragen des Ablaufs und der Umsetzung angeforderter Maßnahmen, ggf. unter Berücksichtigung von Besonderheiten bei den beteiligten NB geregelt werden. Darüber hinaus kann mit dem Abschluss einer Vereinbarung die Umsetzung der Anforderungen an die im Verkehr erforderliche Sorgfalt der betreffenden NB dokumentiert werden. So gesehen empfiehlt sich der Abschluss eines Vertrages zwischen den in der Kaskade miteinander verbundenen NB nach dem nachfolgenden Muster, das keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und lediglich Anregungen enthält und daher insbesondere vor dem Hintergrund der spezifischen Netzsituation ggf. weiterer Ergänzungen und individueller Anpassungen durch die Parteien bedarf. Der Mehrwert eines solchen Vertrages liegt dabei nicht nur darin, die gegenseitigen Ansprechpartner zu benennen und sich auf Kommunikationswege und -mittel zu verständigen, sondern auch dazu, Rechtsicherheit und ein gemeinsames Verständnis zu schaffen. Zudem schärft eine Vereinbarung das Bewusstsein bei allen NB für die Bedeutung der Kaskade bei der Behebung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems i.S.d. § 13 Abs. 2 EnWG.

Vereinbarung

nach BDEW/VKU-Muster

zwischen

Muster-VORGELAGERTER NETZBETREIBER GmbH
Muster Straße 1
12345 Musterstadt 1

- nachfolgend „vorgelagerter Netzbetreiber“ genannt -

und

Muster-NACHGELAGERTER NETZBETREIBER GmbH
Muster Straße 2
98765 Musterstadt 2

- nachfolgend „nachgelagerter Netzbetreiber“ genannt -

- nachfolgend gemeinsam auch „Vertragspartner“ genannt -

über die Zusammenarbeit bei der Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG

1. Präambel

Der Leitfaden des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und des Verbands Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) für die Zusammenarbeit der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade in der jeweils geltenden Fassung unterstützt die Vertragspartner bei der Vornahme von Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung nach den §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG und gibt in Ergänzung sowie als Kommentierung der erstmals 1. Februar 2017 und am 1. Mai 2025 in aktualisierter Fassung in Kraft getretenen Anwendungsregel des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zur "Kaskadierung von Maßnahmen für die Sicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen" (VDE-AR-N 4140 (2025)) rechtliche wie regulatorische Hinweise für die jeweils vor- und nachgelagerten Netzbetreiber zur Umsetzung der gesetzlich vorgesehenen Handlungskaskade.

Gegenstand der vorliegenden Vereinbarung sind in Anlehnung an die beiden genannten Dokumente spezifische Regelungen zwischen dem vorgelagerten Netzbetreiber und dem nachgelagerten Netzbetreiber zur Umsetzung der operativen und informatorischen Kaskade.

2. Unterstützung bei der Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben der §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG

Der vorgelagerte Netzbetreiber und der nachgelagerte Netzbetreiber verpflichten sich, sich bei einer Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit oder Systemstabilität gegenseitig zu unterstützen und sich dabei an den Grundsätzen des BDEW-/VKU-Leitfadens zu orientieren⁸⁴.

Der nachgelagerte Netzbetreiber wird die angeforderten Anpassungsmaßnahmen in seinem Netz eigenverantwortlich durchführen. Er kann sich geeigneter Dienstleister zur Durchführung der angeforderten Anpassungsmaßnahme bedienen. Im Falle von erforderlichen Lastreduzierungen entfällt die Pflicht zur Durchführung eines eigenen Lastmanagements, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber bei Wahrung der erforderlichen Diskriminierungsfreiheit der Lastabschaltungen in das Lastmanagement des vorgelagerten Netzbetreibers integriert ist.

Der nachgelagerte Netzbetreiber wird den vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich darüber informieren, wenn er eine Anpassungsmaßnahme nicht oder nur teilweise umsetzen kann.

⁸⁴ In dem Leitfaden beispielhaft aufgeführte Maßnahmen dienen dem jeweiligen Netzbetreiber als Orientierungshilfe. Soweit nichts Abweichendes vereinbart wird, entscheidet er eigenverantwortlich, ob er im konkreten Einzelfall die beispielhaft aufgeführte oder eine andere Maßnahme in eigener Verantwortung umsetzt.

Der vorgelagerte Netzbetreiber das entstandene Defizit selbst bzw. durch Maßnahmen in Zusammenarbeit mit seinen – sofern vorhanden – übrigen nachgelagerten Netzbetreibern oder Netznutzern ausgleichen, sofern ein ihm nachgelagerter Netzbetreiber oder Netznutzer den Anforderungen nicht oder nur teilweise nachkommt. Dies geschieht jedoch nur, soweit alternative Maßnahmen möglich sind, und entbindet den seiner Anpassungsanforderung nicht nachgekommenen nachgelagerten Netzbetreiber bzw. Netznutzer – sofern kein Erfüllungshemmnis vorliegt – nicht von seiner Verpflichtung, die Anweisung nach § 13 Abs. 2 EnWG umzusetzen, und den aus der Nichtumsetzung ggf. resultierenden Haftungsfolgen⁸⁵.

3. Kommunikationswege

Die Kommunikation im Rahmen der Kaskade zwischen dem vorgelagerten und dem nachgelagerten Netzbetreiber erfolgt gemäß Anlage 2 dieser Vereinbarung⁸⁶, wobei die Kommunikation innerhalb der Kaskade sowohl von oben nach unten (vorgelagerter Netzbetreiber informiert nachgelagerten Netzbetreiber) als auch von unten nach oben (nachgelagerter Netzbetreiber informiert vorgelagerten Netzbetreiber) vorzusehen ist.

Liegt beim anweisenden Netzbetreiber ein Erfüllungshemmnis vor, ist nach Ziffer 2 Absatz 3 zu verfahren.

Die Anlage 1 zu dieser Vereinbarung enthält die für die Kommunikation zur Verfügung stehenden Kontaktdaten der Vertragspartner. Über die Kontaktdaten ist eine jeweils rund um die Uhr besetzte Stelle – ggf. auch eines Dienstleisters – erreichbar.

4. Reaktionszeiten

Über die vereinbarten Kommunikationswege erfolgen die Ankündigung, die Anforderung, und die Aufhebung von Anpassungsmaßnahmen durch den vorgelagerten Netzbetreiber an den nachgelagerten Netzbetreiber⁸⁷.

Die Umsetzung einer angeforderten Anpassungsmaßnahme hat innerhalb der Umsetzungszeit bzw. zum auf der Anforderung angegebenen Zeitpunkt zu erfolgen⁸⁸. Die erfolgte Umsetzung

⁸⁵ Die in Anhang 1 zum Leitfaden beschriebenen Haftungsfolgen können auch vertraglich konkretisiert bzw. zum Ausdruck gebracht werden.

⁸⁶ Das Kommunikationsmittel ist zwischen den Vertragspartnern individuell festzulegen.

⁸⁷ Die Empfangsbestätigung durch den nachgelagerten Netzbetreiber ist optional und bei Bedarf individuell zu vereinbaren.

⁸⁸ Konkrete Zeiträume enthält die VDE-AR-N 4140 (2025).

der Maßnahme oder ggf. vorhandene Erfüllungshemmnisse teilt der nachgelagerte Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich über die vereinbarten Kommunikationswege mit.

Die gleichen Reaktionszeiten gelten bei der Aufhebung von Anpassungsmaßnahmen.

5. Darlegung von Erfüllungshemmnissen

Sollte die Erfüllung der durch den vorgelagerten Netzbetreiber angeforderten Anpassungsmaßnahmen nicht oder nur teilweise möglich sein, ist der vorgelagerte Netzbetreiber hierüber unverzüglich vom nachgelagerten Netzbetreiber auf dem in Anlage 2 dieser Vereinbarung vereinbarten Kommunikationsweg zu informieren, damit entsprechende alternative Maßnahmen unter Berücksichtigung der konkreten technischen Möglichkeiten ergriffen werden können. Nachfolgend sind die Erfüllungshemmnisse schriftlich unverzüglich detailliert darzulegen. Inhalte sind:

- Benennung der angeforderten Maßnahme
- Grund und Art der Verhinderung
- Umfang der Verhinderung
- Dauer der Verhinderung

6. Dokumentation

Die Anpassungsmaßnahmen sind schriftlich oder elektronisch geeignet zu dokumentieren.

Alle verschickten Dokumente sind zu archivieren.

7. Laufzeit der Vereinbarung

Diese Vereinbarung tritt am [...] in Kraft und wird auf unbestimmte Zeit geschlossen. Sie kann schriftlich mit einer Frist von sechs Monaten gekündigt werden⁸⁹.

Eine Kündigung dieser Vereinbarung aus wichtigem Grund bleibt davon unberührt. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere vor, wenn die entsprechende Vereinbarung des vorgelagerten Netzbetreibers mit dem ihm seinerseits vorgelagerten Netzbetreiber beendet wurde.

⁸⁹ Ein Zeitpunkt, zu dem die Kündigung wirksam wird, kann individuell vereinbart werden.

Die Verpflichtung zur Vorhaltung einer Kommunikationsstruktur im Rahmen der §§ 13 und 14 EnWG bleibt auch im Falle einer Kündigung bestehen.

Änderungskündigungen sind vorab rechtzeitig anzukündigen, um die Umsetzung in der Kaskade zu ermöglichen.

8. Salvatorische Klausel

Sollten einzelne Bestimmungen dieser Vereinbarung unwirksam oder undurchführbar sein oder werden oder sollte sich in dieser Vereinbarung eine Regelungslücke herausstellen, so wird die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen der Vereinbarung davon nicht berührt. Die unwirksame Bestimmung ist dann durch eine ihr im rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Ergebnis möglichst gleichkommende wirksame Regelung zu ersetzen. Zur Ausfüllung der Regelungslücke ist eine wirksame Regelung zu vereinbaren, die dem am nächsten kommt, was die Vertragspartner nach Sinn und Zweck dieser Vereinbarung vereinbart hätten, wenn ihnen die Lückenhaftigkeit dieser Vereinbarung bei deren Abschluss bewusst gewesen wäre.

9. Rechtsanpassung

Den Vertragspartnern ist bekannt, dass regelmäßig gesetzliche Regelungen des Energiewirtschaftsrechts auf nationaler und europäischer Ebene überarbeitet oder neu eingefügt werden. Die Vertragspartner werden, unabhängig davon, ob eine der dabei vorgenommenen Änderungen oder Ergänzungen bereits heute bekannt sind, Gespräche über eine dadurch ggf. erforderliche Anpassung dieser Vereinbarung aufnehmen.

10. Übergangsregelung⁹⁰

Diese Vereinbarung tritt an die Stelle der zwischen den Vertragsparteien am [...] geschlossenen Vereinbarung über die Anwendung des BDEW/VKU-Praxis-Leitfadens für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern.

⁹⁰ Die Übergangsregelung kann entfallen, wenn zwischen den Vertragsparteien bislang keine Vereinbarungen geschlossen wurden.

11. Anlagen⁹¹

Anlage 1: Formblatt: „Kontaktdaten“

Anlage 2: Formblatt „Vereinbarte Kommunikationswege“ [Art und Weise der Kommunikation: E-Mail, Telefon mit Sprachaufzeichnung, Kopplung der Netzleittechniksysteme, fernsteuerbare Anlagen mit GSM Empfänger, Verwendung XML-Format]

Anlage 3: Formblatt „Ankündigung zur Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 4: Formblatt „Aufforderung zur Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 5: Formblatt „Aufhebung der Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13 (2), 14 (1) und 14 (1c) EnWG bei nachgelagerten Netzbetreibern und direkt angeschlossenen Kunden“

Anlage 6: Formblatt „Information der Betroffenen nach § 13 Abs. 6 EnWG über die Gründe für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG“

..... , den

..... , den

.....
(vorgelagerter Netzbetreiber)

.....
(nachgelagerter Netzbetreiber)

⁹¹ Die Anlagen 2 bis 5 entsprechen den Mustern in der VDE-AR-N 4140 (2025), Anhang C, Seite 36 ff. und werden daher hier nicht erneut zur Verfügung gestellt.

AnsprechpartnerInnen:

BDEW e.V.

Yannik Simstich

Abteilung Energienetze, Regulierung und
Mobilität/Fachgebietsleiter

Telefon: +49 30 300199-1111

yannik.simstich@bdew.de

BDEW e.V.

Dr. Michael Koch

Abteilung Recht/Fachgebietsleiter

Telefon: +49 30 300199-1530

michael.koch@bdew.de

VKU e.V.

Stephanie Risch

Abteilung Energiewirtschaft/Senior-Fachgebietsleiterin

Telefon: +49 30 58580-198

risch@vku.de