

Technische Richtlinie der GeraNetz GmbH zum Redispatch 2.0 für Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortliche und Betreiber technischer Ressourcen

1. Hintergrund

Durch die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (**NABEG 2.0**) wurden die gesetzlichen Regelungen zum Redispatch für konventionelle Erzeugungsanlagen und das Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen mit Wirkung zum 01.10.2021 überarbeitet. Ab diesem Zeitpunkt unterliegen konventionelle sowie EE- und KWK-Anlagen im Wesentlichen einem einheitlichen Rechtsrahmen, der in §§ 13, 13a, 14 EnWG, § 11a StromNZV seinen Niederschlag gefunden hat (sog. **Redispatch 2.0**). Für Betreiber von EE- und KWK-Anlagen ersetzen diese Neuregelungen das bisherige Einspeisemanagement. Ergänzt werden diese Vorgaben durch mehrere Festlegungen der Bundesnetzagentur (**BNetzA**).

Gemäß den neuen gesetzlichen Regelungen wird der Redispatch 2.0 weitestgehend auf **Plan-daten und Prognosen** beruhen. Ferner werden Redispatch-Maßnahmen zukünftig über mehrere Netzebenen notwendig, d. h. die bestehenden Redispatch-Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber werden um die vertikale Dimension erweitert, Verteilernetzbetreiber übernehmen künftig eine aktive Rolle in den Redispatch-Prozessen. Hierbei tragen alle Netzbetreiber die Verantwortung für ihr jeweiliges Netz und die Netzsicherheit. Eine wesentliche Basis dafür ist eine **vorausschauende Netzzustandsanalyse** aufbauend unter anderem auf den fristgerecht gelieferten Daten der Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlichen und Betreiber Technischer Ressourcen.

Hierzu werden Informationen über nutzbare Flex-Potentiale und prognostizierte Abrufe transparent zwischen den beteiligten Netzbetreibern ausgetauscht. Zudem wird jeder Netzbetreiber eine **Maßnahmendimensionierung** vornehmen, d. h. die in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen bestimmen und hierbei Restriktionen anderer Netzbetreiber, die das nutzbare Redispatch-Potenzial einschränken, berücksichtigen.

Für die Netzzustandsanalyse und die Maßnahmendimensionierung ist es zwingend notwendig, dass bestimmte Daten/Informationen bei den Netzbetreibern vorliegen. Für den **Redispatch-Abruf** ist der Austausch weiterer Daten zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Einsatzverantwortlichen, Betreibern Technischer Ressourcen und Bilanzkreisverantwortlichen sowie ein zusätzlicher Datenaustausch im Rahmen der **Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse** notwendig.

Um den tatsächlichen Datenaustausch zu konkretisieren, werden in der vorliegenden Technischen Richtlinie die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Durchführung und Abwicklung des Redispatch 2.0 geregelt und gesetzliche, verordnungsrechtliche sowie regulierungsbehördliche Spielräume näher ausgestaltet, die von allen beteiligten Marktakteuren – insbesondere auch Anlagenbetreibern, Einsatzverantwortlichen sowie Betreibern Technischer Ressourcen – beachtet werden müssen, ohne die der Redispatch 2.0 nicht abgewickelt werden kann.

2. Normative Verweisungen, Verhältnis zu bestehenden Vereinbarungen

- 2.1 Im Rahmen der Durchführung und Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen sind die gesetzlichen Regelungen und die folgenden Dokumente zu beachten:
 - 2.1.1 EU-rechtliche Vorgaben, insbesondere Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943,
 - 2.1.2 gesetzliche Bestimmungen, insbesondere §§ 13, 13a, 14 EnWG (in der ab 01.10.2021 geltenden Fassung),
 - 2.1.3 verordnungsrechtliche Bestimmungen (insbesondere § 11a StromNZV in der ab 01.10.2021 geltenden Fassung), sowie bestandskräftige regulierungsbehördliche Vorgaben (insbesondere die Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060, BK6-20-061 sowie PGMF-8116-ENWG § 13j),
 - 2.1.4 gegebenenfalls bestehende Netzanschluss-/Anschlussnutzungs-/Einspeiseverträge und sonstige mit der GeraNetz GmbH bestehende vertragliche Vereinbarungen, die Auswirkungen auf den Redispatch 2.0 haben sowie
 - 2.1.5 die allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere VDE-Anwendungsregeln sowie bestehende Branchenstandards, die von den Verbänden der Energiewirtschaft entwickelt worden sind (z. B. BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 sowie BDEW-Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen in der jeweils aktuellen Fassung).
- 2.2 Diese Technische Richtlinie geht anderen bestehenden Vereinbarungen zwischen den Vertragsparteien vor, soweit dort Regelungen zum Engpassmanagement getroffen wurden. Im Übrigen lässt sie bestehende Vereinbarungen – insbesondere Netzanschluss-/Anschlussnutzungs-/Einspeiseverträge – unberührt.

3. Begriffsbestimmungen, beteiligte Markttrollen

3.1 Soweit nachfolgend nicht anders bestimmt, entsprechen die verwendeten Begriffe den Begriffsbestimmungen aus EnWG, EEG, KWKG, StromNZV sowie den zum Redispatch 2.0 ergangenen Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060, BK6-20-061 sowie PGMF-8116-ENWG § 13j.

3.2 Abweichend vom Begriffsverständnis der Festlegung BK6-20-059 entsprechen die Begriffe **des Anlagenbetreibers/der Anlage** denen der §§ 3 Nr. 1, 2 EEG 2021 § 1 Nr. 6, 14 KWKG, da von der Festlegung BK6-20-059 nur Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW erfasst sind.

3.3 Im Sinne dieser Technischen Richtlinie ist der

3.3.1 **Betreiber einer Technischen Ressource (BTR)**

für den Betrieb einer Technischen Ressource (ein technisches Objekt, das Strom verbraucht oder erzeugt) verantwortlich. Dies umfasst die Ermittlung und Bereitstellung von Echtzeitdaten sowie die Ermittlung eines möglichen Gegenvorschlags der Ausfallarbeit;

3.3.2 **Data Provider (DP)**

für den Empfang und die Übermittlung von Informationen verantwortlich. Die GeraNetz GmbH nimmt grundsätzlich die Rolle des Data Providers wahr. Die Aufgaben des **Data Providers** werden unter Nutzung des IT-Systems **RAIDA** wahrgenommen, das von den beteiligten Markttrollen für den Datenaustausch über den DP gemäß Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 zu nutzen ist;

3.3.3 **Einsatzverantwortliche (EIV)**

für die Planung und Durchführung des Einsatzes einer Steuerbaren Ressource (Gruppe von einer oder mehrerer Technischen Ressourcen, die nach bestimmten Regeln zusammengefasst sind) zugeordneten Technischen Ressource und Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich. Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, soweit dieser hierfür keinen Dritten beauftragt;

3.3.4 Lieferant

für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen, und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen, verantwortlich. Der Lieferant ist außerdem finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen. Der Direktvermarkter ist ein Lieferant i. S. d. Rollenmodells. Die Marktrolle geht damit über den Begriff „Lieferant“ nach § 2 Nr. 5 StromNZV hinaus.

3.4 Die GeraNetz GmbH nimmt die Rolle des **Netzbetreibers (NB)** bzw. **Anschlussnetzbetreibers (ANB)** ein.

3.5 Die Rollen Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlicher und Betreiber der Technischen Ressource können auch von einer Person gleichzeitig wahrgenommen werden.

3.6 Zudem gelten im Rahmen dieser Technischen Richtlinie folgende Begriffsbestimmungen:

3.6.1 Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

sind alle Anlagen, die Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2021), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2021) oder Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2021) sind.

3.6.2 Anlagen mit nichtfluktuierender Erzeugung

sind alle Anlagen, die keine Anlagen mit fluktuierender Erzeugung sind.

3.6.3 Cluster/Cluster Ressource (CR)

eine zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von Steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehenden Clustern anderer Netzbetreiber.

3.6.4 Steuergruppe (SG)

ist die Zusammenfassung mehrerer Steuerbarer Ressourcen, die nur gemeinsam gesteuert werden können.

3.6.5 Steuerbare Ressourcen (SR)

Gruppe einer oder mehrerer Technischer Ressourcen, die nach bestimmten Regeln zusammengefasst sind.

3.6.6 Technische Ressourcen (TR)

sind Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG.

4. Bilanzierungsmodelle

- 4.1 Im Rahmen des Redispatch 2.0 existieren zwei unterschiedliche Bilanzierungsmodelle. Im Grundsatz besteht die Wahlmöglichkeit des Anlagenbetreibers, ob seine Anlage nach dem **sog. Planwert- oder dem sog. Prognosemodell** bilanziert werden soll. Für einen Übergangszeitraum bis 01.10.2022, in dem das Planwertmodell aufgrund von fehlendem Informationsaustausch nicht umgesetzt werden kann, kann auch das Modell **Prognose mit Planungsdatenlieferung** gewählt werden. Betreiber von Anlagen, die unter Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (**SOGL**) fallen (vgl. hierzu Ziffer 18), haben kein Wahlrecht; ihre Anlagen werden stets dem Planwertmodell zugeordnet. Betreiber von Anlagen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021) zugeordnet sind, haben kein Wahlrecht; ihre Anlagen werden stets dem Prognosemodell zugeordnet.
- 4.2 Die Modelle unterscheiden sich nach der Verantwortlichkeit für die im Rahmen der Durchführung des Redispatch 2.0 durchzuführende Prognose über die Erzeugung der betroffenen Anlage und damit über die Energiemenge, die im Falle des Redispatch zur Verfügung steht. Hierbei sind bei Anlagen mit fluktuierender Energieerzeugung auch Wetterprognosen heranzuziehen.
- 4.3 Beim Planwertmodell liegt die Prognoseverantwortung beim Anlagenbetreiber; beim Prognosemodell liegt die Prognoseverantwortung bei der GeraNetz GmbH.
- 4.4 Grundsätzlich wird GeraNetz GmbH alle Anlagen, die nicht der SOGL unterliegen, unbeschadet des Wahlrechts gemäß Ziffer 4.5 dem Prognosemodell zuordnen und damit die Prognoseverantwortung übernehmen.
- 4.5 Die Zuordnung zum Planwertmodell setzt die einvernehmliche Abstimmung zwischen dem Anlagenbetreiber und der GeraNetz GmbH voraus. Möchte ein Anlagenbetreiber eine Anlage mit fluktuierender Erzeugung ausnahmsweise dem Planwertmodell zuordnen, sind die Vorgaben des von der BNetzA festgelegten **Kriterienkatalogs** Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung (vgl. **Anhang zur Anlage 1 zum Beschluss BK6-20-059 sowie Ziffer 14 dieser Technischen Richtlinie**) zu beachten.

Wählt der Anlagenbetreiber das Planwertmodell, ist der Einsatzverantwortliche zu einer umfassenden und laufend zu aktualisierenden Übermittlung von Planungsdaten gemäß den Vorgaben der Ziffer 8 dieser Technischen Richtlinien verpflichtet.

5. Abrufvarianten (Duldungs-/Aufforderungsfall)

- 5.1 Bei einem Redispatch-Abruf ist nach der **Festlegung BK6-20-059 (Anlage 2 Kapitel II. 3.)** zwischen dem sog. Aufforderungsfall und dem sog. Duldungsfall zu unterscheiden.
- 5.2 Der **Aufforderungsfall** bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber (vorliegend die: GeraNetz GmbH) den Einsatzverantwortlichen anweist, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner Steuerbaren Ressource auf einen bestimmten Wert anzupassen.
- 5.3 Der **Duldungsfall** bezeichnet die Situation, in der der anweisende Netzbetreiber (vorliegend die: GeraNetz GmbH) die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug der Steuerbaren Ressource selbst verändert und hierüber den Einsatzverantwortlichen informiert. Der anweisende Netzbetreiber sendet das Steuersignal.
- 5.4 Die Zuordnung einer Anlage zum Duldungs- oder Aufforderungsfall richtet sich nach der Möglichkeit der technischen Steuerung. Der Einsatzverantwortliche einer bereits bis zum 30.06.2021 an das Netz der GeraNetz GmbH angeschlossenen Anlage war verpflichtet, der GeraNetz GmbH rechtzeitig vor dem 01.07.2021 mitzuteilen, ob er die Anlage selbst steuern möchte und sich für den Aufforderungsfall entscheidet.
- 5.5 Macht der Einsatzverantwortliche von seinem Wahlrecht keinen Gebrauch und kann die Anlage nach den gegebenen Umständen dem Duldungsfall zugordnet werden, erfolgt der Abruf der Anlage nach den für den Duldungsfall geltenden Vorgaben.

6. Maßnahmendimensionierung

- 6.1 Im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG sind von mehreren gleich wirksamen Maßnahmen zur Behebung eines Netzengpasses die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich die geringsten Kosten verursachen.
- 6.2 Bei EE- und bestimmten KWK-Anlagen werden nach § 13 Abs. 1a bis 1c EnWG die kalkulatorischen – und nicht die tatsächlichen – Kosten herangezogen. Die kalkulatorischen Kosten werden nach Maßgabe der von der BNetzA in der Festlegung PGMF-8116-EnWG § 13j bestimmten Mindestfaktoren so eingestellt, dass die Inanspruchnahme der EE- bzw. KWK-Anlagen die Regelung des zehnfachen (EE-Mindestfaktor) bzw. fünffachen (KWK-Mindestfaktor) an konventioneller Erzeugung vermeidet. Im Unterschied zur Reduzierung von EE-Strom werden für Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG die tatsächlichen Kosten angesetzt, wenn diese die kalkulatorischen Kosten übersteigen. Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen mit einem Förderanspruch aufgrund einer Ausschreibung nach § 8a oder § 8b KWKG oder mit einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG sind hingegen nach § 13 Abs. 1b Nr. 1 EnWG stets mit ihren tatsächlichen Kosten und nicht mit kalkulatorischen Kosten anzusetzen. Die Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung aus KWK-Anlagen (z. B. des nicht wärmegekoppelten Kondensationsstroms oder der Erzeugung aus nicht hocheffizienten KWK-Anlagen) erfolgt nach den allgemeinen Bestimmungen wie für jede andere nicht vorrangberechtigte Erzeugung; der kalkulatorische KWK-Preis findet auch insofern keine Anwendung.
- 6.3 Maßnahmen gegenüber fernsteuerbaren Anlagen mit einer installierten Leistung unter 100 kW, können nach § 13 Abs. 1 Satz 3 EnWG unabhängig von den Kosten nachrangig ergriffen werden.

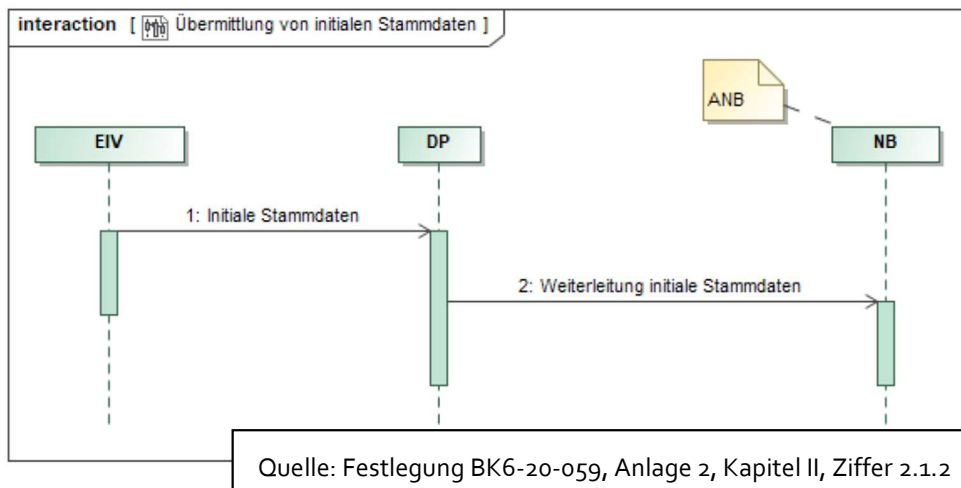
7. Stammdatenaustausch

- 7.1 Die Prozesse nach Kapitel II. 2.1 und 2.3 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 regeln den Austausch und die Aktualisierung von Stammdaten im Sinne der Anlage zum Beschluss BK6-20-061 (Kapitel II.1.) und sind vom Einsatzverantwortlichen zu beachten.

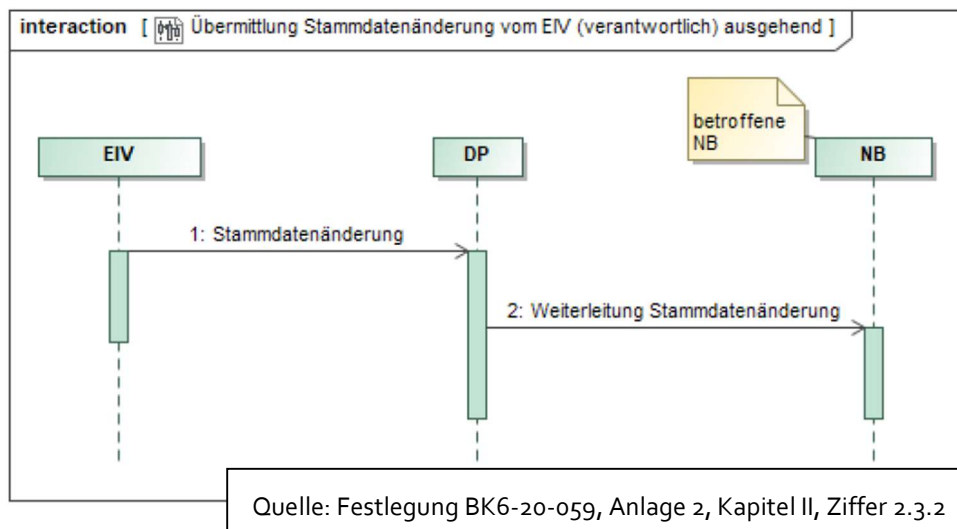
Der Einsatzverantwortliche (EIV) ist verpflichtet, bei der Energie Codes und Services GmbH (www.bdew-codes.de) eine Marktpartner-ID zu beantragen. Der Anlagenbetreiber oder der Einsatzverantwortliche teilen dem Anschlussnetzbetreiber die Marktpartner-ID

mit. Im Rahmen des Anschlussprozesses übergibt der Anschlussnetzbetreiber die Technische Ressourcen-ID (TR-ID) und Steuerbare Ressourcen-ID (SR-ID) an den Anlagenbetreiber oder falls bereits bekannt an den Einsatzverantwortlichen rechtzeitig so, dass der zur Durchführung des Redispatch 2.0 notwendige Datenaustausch 10 Werktage vor Inbetriebnahme möglich ist. Der ANB hält ausreichende TR-ID und SR-ID vor.

- 7.2 Der Einsatzverantwortliche hat der GeraNetz GmbH Stammdaten initial –gemäß der Festlegung BK6-20-059 über den DP zu übermitteln.
- 7.3 Der Einsatzverantwortliche muss die initiale Stammdatenmeldung über den DP bis spätestens zehn Werktage vor der geplanten Inbetriebnahme der Anlage gemeldet haben, damit diese zum Start der Redispatch 2.0-Prozesse der GeraNetz GmbH bekannt sind und die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nicht gefährdet werden.

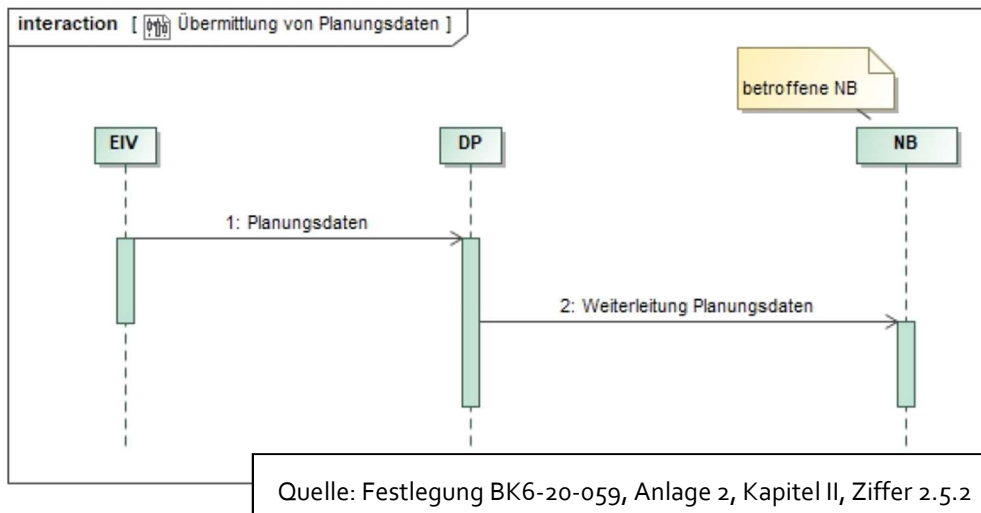


7.4 Stammdatenänderungen sind vom Einsatzverantwortlichen unter Nutzung des DP bis spätestens fünf Werktagen vor Wirksamwerden der Änderung zu übermitteln.



8. Austausch von Planungsdaten

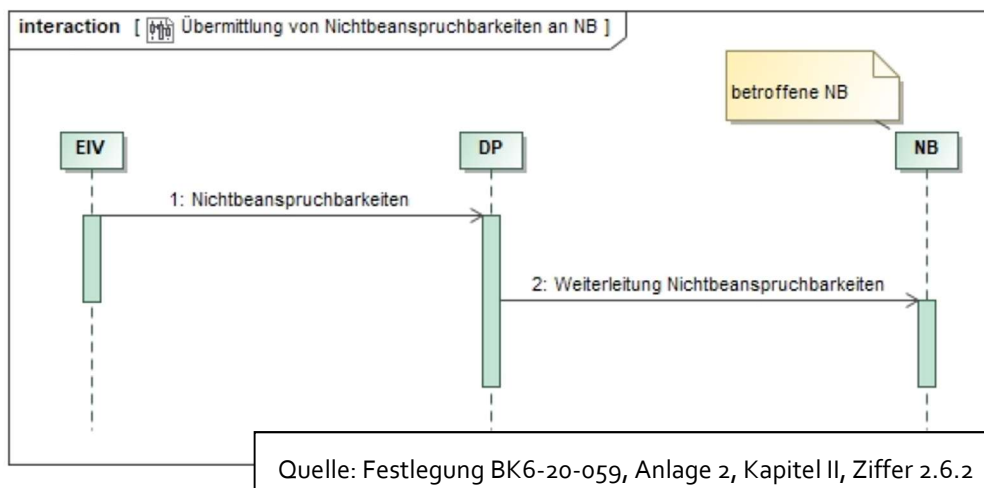
- 8.1 Kapitel II. 2.5 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 regelt die Übermittlung von Planungsdaten im Sinne der Anlage zum Beschluss BK6-20-061 (Kapitel II. 2.) und ist vom Einsatzverantwortlichen zu beachten, wenn die Anlage nach dem Planwertmodell bilanziert wird.
- 8.2 Der Einsatzverantwortliche hat der GeraNetz GmbH Planungsdaten über den DP in Form von Zeitreihen in ¼-stündlicher Auflösung zu übermitteln. Dabei muss der Einsatzverantwortliche die initiale tägliche Übermittlung bis 14.30 Uhr für den übernächsten Tag (D-2) durchführen.



- 8.3 Jede Änderung der Planungsdaten ist vom Einsatzverantwortlichen ebenfalls unter Nutzung des in Ziffer 8.2 genannten Prozesses zu übermitteln. Insbesondere bei Änderungen der Wirkleistungsfahrweise – einschließlich der Änderungen aufgrund von Redispatch-Abrufen – hat der Einsatzverantwortliche die Planungsdaten zu aktualisieren. Der Einsatzverantwortliche hat Aktualisierungen mindestens ab 14:30 Uhr des der Redispatch-Maßnahme vorhergehenden Tages bis zur Echtzeit (bei einer Änderung von mindestens ≥ 10 MW oder ≥ 10 % in Bezug auf die installierte Leistung einer Steuerbaren Ressource) vorzunehmen.

9. Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten

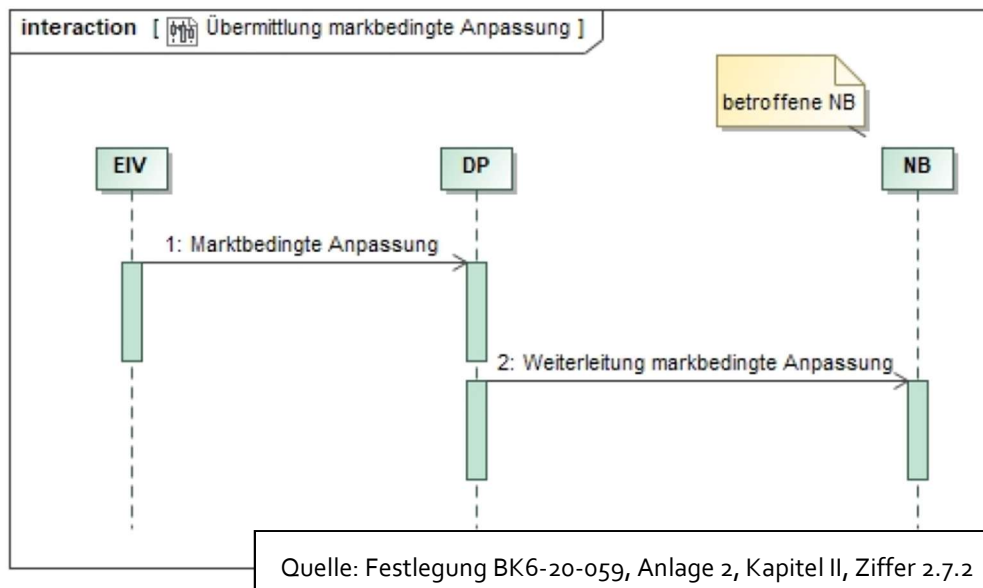
- 9.1 Gemäß dem Prozess nach Kapitel II. 2.6 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 ist der Einsatzverantwortliche zur Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten im Sinne der Anlage zum Beschluss BK6-20-061 (Kapitel II. 3.) an die GeraNetz GmbH verpflichtet. Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der Technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und Auflagen (z. B. Umweltschutz).
- 9.2 Der Einsatzverantwortliche hat der GeraNetz GmbH die Nichtbeanspruchbarkeiten über den DP unverzüglich spätestens eine Stunde nach Bekanntwerden zu übermitteln.



- 9.3 Bei Änderungen ist der Einsatzverantwortliche verpflichtet, die Nichtbeanspruchbarkeiten unverzüglich zu aktualisieren.

10. Übermittlung von marktbedingten Anpassungen

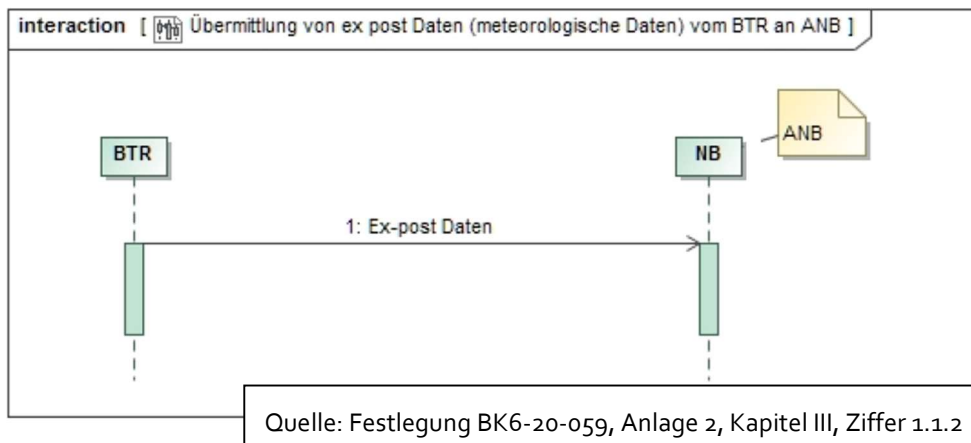
- 10.1 Wird die Anlage im Prognosemodell bilanziert, ist der Einsatzverantwortliche verpflichtet, der GeraNetz GmbH gemäß dem Prozess nach Kapitel II. 2.7 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 marktbedingte Anpassungen mitzuteilen.
- 10.2 Der Einsatzverantwortliche hat der GeraNetz GmbH die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der Steuerbaren Ressource ¼-h-scharf über den DP mitzuteilen. Die Informationen sind vom Einsatzverantwortlichen ereignisgesteuert unverzüglich zu übermitteln.



- 10.3 Bei Änderungen hat der Einsatzverantwortliche die Informationen zu marktbedingten Anpassungen unverzüglich zu aktualisieren.
- 10.4 Nachdem die GeraNetz GmbH die Redispatch-Anweisung übermittelt hat, darf der Einsatzverantwortliche keine marktbedingten Anpassungen vornehmen, die der Redispatch-Anweisung widersprechen.

11. Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post-Daten)

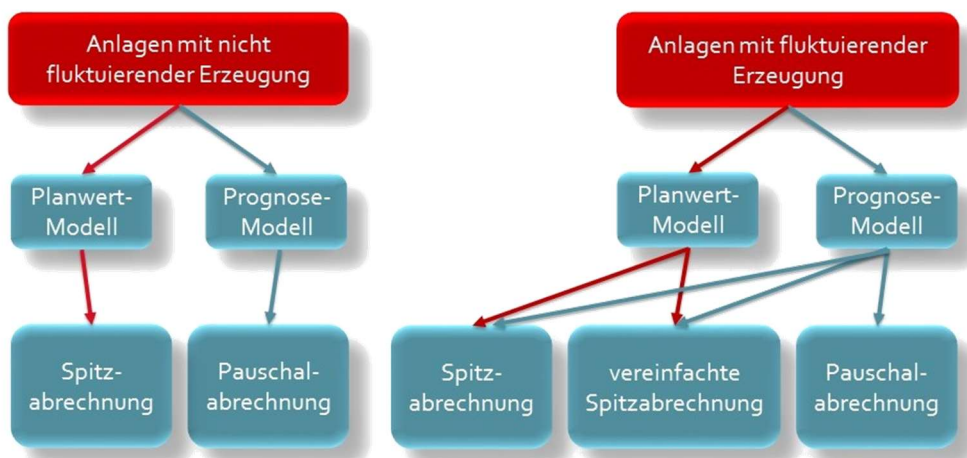
- 11.1 Der Betreiber einer Technischen Ressource, die zu einer Anlage mit fluktuierender Erzeugung gehört, hat für die Übermittlung von meteorologischen Daten die Vorgaben aus Kapitel III. 1.1 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 zu beachten, falls die Anlage mittels Spitz- oder vereinfachter Spitzabrechnung abgerechnet wird.
- 11.2 Der Betreiber der Technischen Ressource ist danach insbesondere verpflichtet, die meteorologischen Daten an die GeraNetz GmbH am auf die Redispatch-Maßnahme folgenden Werktag bis 8 Uhr für den/die Vortag(e) zu übermitteln.



- 11.3 Eine etwaige Aktualisierung der Daten hat der Betreiber der Technischen Ressource bis spätestens zum 4. Werktag des Folgemonats durchzuführen.
- 11.4 Ist der Anlagenbetreiber nicht zugleich Betreiber der Technischen Ressource, hat er für die Einhaltung der den Betreiber der Technischen Ressource treffenden Pflichten Sorge zu tragen.

12. Ermittlung und Abstimmung der relevanten Ausfallarbeit

- 12.1 Für einen gezielten bilanziellen Ausgleich gibt die BNetzA mit der Festlegung BK6-20-059 zwei „Bilanzierungsmodelle“ (sog. „Planwert-“ und „Prognosemodell“, vgl. schon Ziffer 4) vor, je nachdem, ob für die Erzeugung verbindliche Fahrpläne vorliegen oder nicht. Für einen Übergangszeitraum bis 01.10.2022 kann auch das Modell „Prognose mit Planungsdatenlieferung“ gewählt werden. Das Planwertmodell zeichnet sich dadurch aus, dass mit dem ex-ante-Erzeugungsfahrplan eine für den Anlagenbetreiber, Bilanzkreisverantwortlichen und Netzbetreiber verbindliche Aussage darüber vorliegt, welche Wirkleistungserzeugung oder -entnahme sich ohne die Redispatch-Maßnahme ergeben hätte. Im Prognosemodell richtet sich die Höhe des bilanziellen Ausgleichs – statt nach dem Erzeugungsfahrplan – nach der Erzeugung, die sich ohne die Redispatch-Maßnahme ergeben hätte. Der Anlagenbetreiber hat ein Wahlrecht zur Zuordnung einer Anlage zu einer der beiden Modellvarianten.
- 12.2 Für die Bestimmung der Ausfallarbeit gibt die Festlegung BK6-20-059 folgende Abrechnungsvarianten vor:



Abweichend davon kann übergangsweise bis 01.10.2022 im Modell „Prognose mit Planungsdatenlieferung“ für SR mit nicht-fluktuierender Erzeugung, die Planungsdaten im Prognosemodell liefern, auch die Spitzabrechnung angewendet werden. Die Planungsdaten sind dann bei der Bestimmung der Ausfallarbeit zugrunde zu legen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Planungsdaten korrekt sind. Insoweit gelten die gleichen Anforderungen an die freiwillig zu liefernden Planungsdaten wie für zu liefernde Planungsdaten im Planwertmodell.

- 12.3 Im Prognosemodell bestimmt sich die Ermittlung und Abstimmung der relevanten Ausfallarbeit zwischen GeraNetz GmbH und dem Betreiber der Technischen Ressource gemäß Kapitel III. 2.1 der Anlage 2 zum Beschluss Festlegung BK6-20-059.
- 12.3.1 Die GeraNetz GmbH berechnet auf Basis der vorliegenden Lastgangdaten die Ausfallarbeit und übermittelt diese an den Betreiber der Technischen Ressource. Der Betreiber der Technischen Ressource kann die durch die GeraNetz GmbH errechnete Ausfallarbeit bestätigen, ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an die GeraNetz GmbH senden. Beim ersten Durchlauf hat die Rückmeldung des Betreibers der Technischen Ressource bis spätestens zum 8. Werktag des der Redispatch-Maßnahme folgenden Monats, sonst 3 Werktage nach Erhalt der Ausfallarbeit zu erfolgen.
- 12.3.2 Wenn der Betreiber der Technischen Ressource bis zum Ablauf der Antwortfrist keine Bestätigung oder eine von ihm berechnete Ausfallarbeit an die GeraNetz GmbH sendet, wird die von der GeraNetz GmbH übermittelte Ausfallarbeit bilanzierungs- und abrechnungsrelevant.
- 12.4 Im Planwertmodell bestimmt sich die Ermittlung und Abstimmung der relevanten Ausfallarbeit zwischen GeraNetz GmbH und dem Betreiber der Technischen Ressource gemäß Kapitel III. 2.2 der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059.
- 12.4.1 Der Betreiber der Technischen Ressource berechnet die ¼-h-scharfe Ausfallarbeit und übermittelt diese spätestens im übernächsten auf die Redispatch-Maßnahme folgenden Monat an die GeraNetz GmbH. Zudem übermittelt der Betreiber der Technischen Ressource die Anteile seiner Technischen Ressource am Fahrplan der Anlage.
- 12.4.2 Die GeraNetz GmbH kann die übermittelte Ausfallarbeit ablehnen und/oder eine eigene Berechnung der Ausfallarbeit an den Betreiber der Technischen Ressource senden.
- 12.5 Ist der Anlagenbetreiber nicht zugleich Betreiber der Technischen Ressource, hat er für die Einhaltung der den Betreiber der Technischen Ressource treffenden Pflichten Sorge zu tragen.

13. Auswahl der Abrechnungsvariante

- 13.1 Der Anlagenbetreiber hat gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 zum Beschluss BK6-20-059 die Möglichkeit, für jede Anlage je Kalenderjahr die Abrechnungsvariante zu wählen. Er kann bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung grundsätzlich zwischen der Spitzabrechnung, der vereinfachten Spitzabrechnung sowie der Pauschalabrechnung wählen. Bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung stehen nur die Spitz- sowie Pauschalabrechnung zur Auswahl.
- 13.2 Dem Anlagenbetreiber steht ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei dem Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, zu dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist, zu.

14. Besondere Anforderungen im Planwertmodell

Die Anforderungen für die Rückzuordnung zum Prognose- aus dem Planwertmodell bzw. die Anforderungen an die Testphase zum freiwilligen Wechsel in das Planwertmodell ergeben sich aus dem Anhang der Anlage 1 zum Beschluss BK6-20-059. Ergänzende Best-Practice-Empfehlungen aus verbändeseitig entwickelten Dokumenten (z. B. BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0) sind dabei zu beachten.

15. Vergütung einer Engpassmaßnahme

- 15.1 Die GeraNetz GmbH leistet nach den jeweils gültigen gesetzlichen Vorgaben (derzeit § 13a Abs. 2 EnWG in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung) eine angemessene Entschädigung an den von der Redispatch-Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber. Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Anlagenbetreiber unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Bei der Berechnung des finanziellen Ausgleichsanspruchs sind die Vorgaben etwaiger zukünftig noch zu erlassener bestandskräftiger regulierungsbehördlicher Vorgaben zu beachten. Bis auf Weiteres sind die Vorgaben des Branchenleitfadens des BDEW (aktueller Stand: 18.04.2018) zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen in jeweils aktueller Fassung unter Beachtung der Beschlüsse OLG Düsseldorf (Az.: VI-3 Kart 894/18 (V) und VI-3 Kart 895/18 (V)) vom 12.08.2020 zu beachten, wonach eine Erstattung des Werteverbrauchs beim negativen Redispatch ebenso zu erfolgen hat wie bei der Berechnung der anrechenbaren Betriebsstunden gemäß § 13a Abs. 3 EnWG keine zusätzliche Kürzung um den Quotienten aus angeforderter Redispatch-Leistung und Nettonennleistung des Kraftwerks erfolgen darf. Beim finanziellen Ausgleich von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung, die im Planwertmodell bilanziert werden, wird die Gera-

Netz GmbH die Vorgaben aus Ziffer 2.1.3 der Anlage 1 zum Beschluss BK6-20-059 beachten. Bei EE- und KWK-Anlagen ist der „Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0“, der BNetzA (Stand Juni 2018) sowie der dazu veröffentlichte „Ergänzende Hinweis zur Entschädigung bei direktvermarkteten EE-Anlagen nach dem Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0“ vom Oktober 2018 in jeweils geltender Fassung zu beachten.

- 15.2 Die Festlegung BK6-20-059 regelt keine Fragen des finanziellen Ausgleichs, mit Ausnahme der Bepreisung von Abweichungen im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung (Kapitel 2.1.3 der Anlage 1). Sofern die BNetzA zukünftig gemäß § 13j Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnWG von ihrer Festlegungskompetenz zur Ausgestaltung des finanziellen Ausgleichs Gebrauch macht, erfolgt die Vergütung für Redispatch-Maßnahmen nach Maßgabe dieser Festlegung, soweit diese gegenüber der GeraNetz GmbH bestandskräftig ist.
- 15.3 Die Entschädigung wird von der GeraNetz GmbH im Gutschriftenverfahren durch Überweisung auf das Konto des Anlagenbetreibers, dessen Anlage von der Redispatch-Maßnahme betroffen ist, vorgenommen. Sind die Technischen Ressourcen verschiedener Betreiber betroffen, erfolgt die Entschädigung durch Überweisung auf das Konto der jeweiligen Betreiber. Anlagenbetreiber bzw. Betreiber der Technischen Ressource sind verpflichtet, der GeraNetz GmbH unverzüglich ihr Konto durch Mitteilung an redispatch@geranetz.de mitzuteilen.

16. Kommunikationswege und IT-Schnittstellen

- 16.1 Der Datenaustausch zur Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen erfolgt gemäß den bestandskräftigen regulierungsbehördlichen Vorgaben in der jeweils geltenden Fassung. Als Data Provider ist die Kommunikationsplattform RAIDA mit den jeweils gültigen Datenformaten zu nutzen. Es sind insbesondere die von EDI@Energy veröffentlichten Regelungen zum Übertragungsweg (Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT- und Fahrplan-Übertragungsdateien sowie Redispatch 2.0-Prozesse, in der aktuellen Version) sowie zukünftig veröffentlichte aktualisierte Versionen zu beachten.
- 16.2 Im Duldungsfall wird das Steuerungssignal vom Netzbetreiber direkt über die vorhandenen technischen Einrichtungen (bei EE-/KWK-Anlagen unter Beachtung von § 9 EEG 2021 oder einer Nachfolgeregelung) an die Anlage weitergegeben und nicht über den DP.

17. Redispatch bei Anlagen bis 100 kW installierter Leistung

- 17.1 Auch wenn gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG eine nachrangige Einbeziehung von Anlagen mit einer installierten Leistung unter 100 kW in den Redispatch 2.0 zulässig ist, hat die

BNetzA diese Anlagen aus dem Anwendungsbereich der Festlegung BK6-20-059 ausgenommen, da diese bundesweit nur einen zu vernachlässigenden Anteil an der installierten Anlagenleistung ausmachen und daher eine Eignung für Redispatch-Maßnahmen fraglich ist.

17.2 Sollten Anlagen unter 100 kW installierter Leistung über die technischen Voraussetzungen für eine Einbeziehung in den Redispatch verfügen, können diese auch in den Redispatch 2.0 einbezogen werden. In diesem Fall sind Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortliche und Betreiber Technischer Ressourcen nach Aufforderung durch GeraNetz GmbH verpflichtet, die zum Datenaustausch bestehenden bestandskräftigen regulierungsbehördlichen Vorgaben in der jeweils geltenden Fassung zu beachten.

17.3 Der Datenaustausch erfolgt unter Nutzung des DP mit den jeweils aktuellen Datenformaten.

18. Redispatch bei signifikanten Netznutzern

Bei sog. signifikanten Netznutzern gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. b und Art. 40 Abs. 5 der SOGL erfolgt der Datenaustausch gemäß dem Beschluss BK6-18-122. Des Weiteren sind die Vorgaben der Festlegung BK6-20-061 zu beachten. In den Anwendungsbereich der SOGL fallen gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. b und Art. 40 Abs. 5 der SOGL und dem Beschluss BK6-18-122 folgende Anlagen:

Groß-SEE	Groß-Stromerzeugungseinheiten / konventionelle Erzeugungseinheiten ≥ 10 MW
Groß-SSE	Groß-Stromspeichereinheiten ≥ 10 MW
S-SEE	Sonstige konventionelle Erzeugungseinheiten ≥ 1 MW und < 10 MW
S-SSE	Sonstige Stromspeichereinheiten ≥ 1 MW und < 10 MW
EE-SEE	Stromerzeugungseinheiten auf Basis von Erneuerbaren Energien ≥ 1 MW bzw. Biomasseanlagen ≥ 135 kW
Groß-SVE	Groß-Stromverbrauchseinheiten, mit Höchstspannungsanschluss im Übertragungsnetz, mit Entnahmeleistung ≥ 50 MW

19. Sonstige Systemsicherheitsmaßnahmen

Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes gefährdet, ist die GeraNetz GmbH berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch sonstige netz- oder marktbezogene Maßnahmen sowie zwangsweise Anpassungsmaßnahmen unabhängig von diesen Technischen Richtlinien nach § 13 Abs. 1 und 2, 14 EnWG zu beseitigen.

20. Anpassung der Technischen Richtlinien

Sollten sich die EU-rechtlichen, gesetzlichen, verordnungsrechtlichen und bestandskräftigen regulierungsbehördlichen Vorgaben zur Durchführung des Redispatch ändern, wird die GeraNetz GmbH diese Technischen Richtlinien an diese geänderten Rahmenbedingungen anpassen. Unabhängig davon sind Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortliche und Betreiber Technischer Ressourcen stets verpflichtet, sich an die geltenden rechtlichen Vorgaben zu halten.