



Bundesnetzagentur

**„Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAReM)“**

## Inhaltsübersicht

1	<b>Begriffe</b> .....	3
2	<b>Bilanzierungsmodelle</b> .....	6
3	<b>Ausfallarbeit</b> .....	9
4	<b>Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen</b> .....	21
5	<b>Netzbetreiberkoordinierung</b> .....	37
6	<b>Kommunikationsprozesse Redispatch</b> .....	39

Diese Anlage trifft Vorgaben im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. Abs. 1c Satz 1) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Vorgaben ersetzen die Regelungen in den Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061. Dazu werden in **Kapitel 1** Definitionen vorangestellt, die für alle Kapitel gelten. In **Kapitel 2** werden Regelungen zum Anwendungsbereich des bilanziellen Ausgleichs, zur Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs sowie zu den Auswirkungen auf den finanziellen Ausgleich getroffen. Im **Kapitel 3** werden Regelungen zur Berechnung der Ausfallarbeit getroffen. Im **Kapitel 4** werden Verpflichtungen zur Übermittlung von Daten an den Anschlussnetzbetreiber angeordnet. Das **Kapitel 5** macht Vorgaben zur Netzbetreiberkoordinierung. **Kapitel 6** macht Vorgaben für die massengeschäftstaugliche elektronische Kommunikation.

## 1 Begriffe

Im Rahmen dieser Anlage gelten folgende Definitionen. Im Übrigen gelten die Definitionen nach § 3 EnWG. Bezeichnungen von Marktrollen oder Objekten aus der Marktkommunikation werden mit „– MaKo –“ gekennzeichnet.

Anlage	Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz; § 9 Abs. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) findet entsprechende Anwendung.
Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2023), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2023) oder Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2023) sind
Anlagen mit nichtfluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die keine Anlagen mit fluktuierender Erzeugung sind
nicht direktvermarktete Anlagen	Anlagen, deren Strom nach § 57 EEG 2023 zu vermarkten ist, mit Ausnahme der Anlagen in der Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023
Anlagenbetreiber	natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die eine Anlage betreibt
Aufforderungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber den EIV auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner SR zu verändern und deren Steuerung durchzuführen
Betreiber der technischen Ressource (BTR) – MaKo –	Der BTR ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von TR.
betroffener Bilanzkreis	Bilanzkreis, dem eine Marktlokation bzw. Tranche einer Marktlokation zugeordnet ist, über die die Einspeisung oder Entnahme von elektrischer Energie für eine oder mehrere TR bilanziert wird; führt eine Redispatch-Maßnahme dazu, dass mehr elektrische Energie für den Verbrauch einer Verbrauchsanlage in der gleichen Netzlokation aus dem Energieversorgungsnetz entnommen wird, ist auch der Bilanzkreis, dem die entsprechende Marktlokation zugeordnet ist, betroffener Bilanzkreis.
bilanzieller Ausgleich	bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG
Bilanzkreisverantwortliche (BKV) – MaKo –	siehe die jeweils gültige Fassung der Festlegung GPKE <sup>1</sup>
Cluster – MaKo –	Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von SR und ggf. bereits bestehender Cluster.
Data Provider (DP) – MaKo –	Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.
Duldungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber die Steuerung der SR durchführt

---

<sup>1</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6\\_83\\_Zug\\_Mess/831\\_gpke/gpke\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/831_gpke/gpke_node.html).

Einsatzverantwortlicher (EIV) – MaKo –	Der Einsatzverantwortliche ist verantwortlich für den Einsatz von SR.
Ex-ante-Planungsdaten	Planungsdaten zur SR
Flexibilitätsbeschränkung	Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs bei Redispatch-Maßnahmen, deren Überschreitung eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gemäß § 13 Abs. 4 EnWG verursachen oder die Beseitigung einer solchen Störung oder Gefährdung verhindern würde
geplante Fahrweise	Erzeugung oder Verbrauch, die oder der sich aus den letzten, vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Ex-ante-Planungsdaten ergibt
Lieferant (LF) – MaKo –	Der LF ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen.
Marktlokation (MaLo) – MaKo –	MaLo i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE
Nettonennleistung	Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen Hinweis: Bei einer Stromerzeugungseinheit ist in der Nettonennleistung der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der TR nicht enthalten.
Netzbetreiber (NB)	Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 8 EnWG)
anfordernde Netzbetreiber (anfNB) – MaKo –	Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine Redispatch-Maßnahme anfordert. Anforderungen können durch zwischengelagerte Netzbetreiber bis hin zum anweisenden Netzbetreiber weitergegeben werden.
anweisender Netzbetreiber (anwNB) – MaKo –	Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer SR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart.
Anschlussnetzbetreiber (ANB) – MaKo –	Netzbetreiber, an dessen Netz eine TR unmittelbar angeschlossen ist. Ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, ist derjenige Netzbetreiber der ANB, an dessen Netz die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist. Soweit Netzbetreiber ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten sie nicht als ANB im Sinne der BilAReM.
betroffener Netzbetreiber – MaKo –	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer SR erfahren würde; ohne weitere Absprache gelten der ANB und alle ihm vorgelagerten Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.
clusternder Netzbetreiber – MaKo –	Netzbetreiber, der SR und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die SR seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abrufft
Übertragungsnetzbetreiber (UNB)	Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG

Netzlokation – MaKo – Netzverknüpfungspunkt	Netzlokation i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE Netzelemente, wie z. B. Transformatoren, Leitungen oder Leitungsschaltfelder, an denen Netze, die von verschiedenen Netzbetreibern betrieben werden, miteinander verbunden sind und über die ein Austausch von Wirk- und Blindleistung stattfindet.
Redispatch-Bilanzkreis – MaKo –	Bilanzkreis, der von einem Netzbetreiber ausschließlich für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c EnWG geführt wird
Redispatch-Maßnahme	Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. 1c Satz 1 2. Hs.) EnWG unabhängig von ihrem Zeitpunkt oder ihrer Form
negativer Redispatch	Anordnung der Minderung der Wirkleistungserzeugung oder Erhöhung des Wirkleistungsbezugs einer SR oder Vorgabe eines Maximalwerts für die Wirkleistungserzeugung bzw. eines Mindestwerts für den Wirkleistungsbezug durch den Netzbetreiber
positiver Redispatch	Anordnung der Erhöhung der Wirkleistungserzeugung oder Minderung des Wirkleistungsbezugs einer SR oder Vorgabe eines Mindestwerts für die Wirkleistungserzeugung bzw. eines Maximalwerts für den Wirkleistungsbezug durch den Netzbetreiber
Steuerbare Ressource (SR) – MaKo –	SR i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE, der ausschließlich TR im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind
Steuergruppe (SG) – MaKo –	Zusammenfassung von mehreren SR, die nur über ein gemeinsames Steuersignal des NB anweisbar sind
Stromerzeugungseinheit (SEE)	TR zur Erzeugung von elektrischer Energie
Stromspeichereinheit (SSE)	TR zur Speicherung von elektrischer Energie
Technische Ressource (TR) – MaKo –	TR i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist
uneingeschränkt einspeisen	Nichtvorliegen einer Einschränkung der Erzeugung durch eine Redispatch Maßnahme, eine Limitierung, eine Nichtbeanspruchbarkeit oder eine marktbedingte Anpassung

## **2 Bilanzierungsmodelle**

Der bilanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen erfolgt für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums einer Redispatch-Maßnahme nach einem der beiden im Folgenden beschriebenen Bilanzierungsmodelle. Jede SR muss genau einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein. Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. durch die Redispatch-Maßnahme verursachte Rampen vor und nach der Redispatch-Maßnahme.

Der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt ausschließlich im Planwertmodell (Kapitel 2.1). Verantwortlich für den bilanziellen Ausgleich ist der anweisende Netzbetreiber. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt gegenüber dem BKV des LF.

### **2.1 Planwertmodell**

#### **2.1.1 Anwendungsbereich**

Der bilanzielle Ausgleich für SR, deren ANB ein ÜNB ist, erfolgt im Planwertmodell. Im Übrigen erfolgt der bilanzielle Ausgleich für SR durch den NB gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im Planwertmodell, wenn die SR nach den Vorgaben des Kapitels 2.3 in das Planwertmodell überführt wurde.

#### **2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs**

Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs wird vom anweisenden Netzbetreiber auf Grundlage der geplanten Fahrweise bestimmt und mit allen relevanten Marktpartnern ausgetauscht. Im Falle des negativen Redispatch erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des anweisenden NB in den betroffenen Bilanzkreis; im Falle des positiven Redispatch umgekehrt.

Ist die Einspeisung mehreren Tranchen i. S. d. Festlegung GPKE zugeordnet, wird der bilanzielle Ausgleich nach den für die Aufteilung der Einspeisung in Tranchen jeweils geltenden Regeln aufgeteilt.

Wirkt sich eine Redispatch-Maßnahme auch auf verbrauchende MaLo aus (z. B. Eigenversorgung oder in Fällen des Redispatch gegenüber Stromspeichereinheiten), erfolgt die Aufteilung der Ausfallarbeit auf die betroffenen Bilanzkreise in der Weise, dass die betroffenen Bilanzkreise so stehen, wie sie bei der geplanten Fahrweise stünden.

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne. Jeder Netzbetreiber verwendet genau einen Bilanzkreis als Redispatch-Bilanzkreis.

### 2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich

Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des Index Ausgleichsenergiepreis (ID-AEP<sup>2</sup>) finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Differenz vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert.

$$Korr_{fin,i} = \frac{W_{A,i} - W_{Ausgl,i}}{1000} * ID-AEP_i$$

$Korr_{fin,i}$ : Korrekturbetrag des finanziellen Ausgleichs in der Viertelstunde  $i$  in €

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$W_{Ausgl,i}$ : bilanzieller Ausgleich in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$ID - AEP_i$ : ID-AEP für die Viertelstunde  $i$  in €/MWh

Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Der Korrekturbetrag für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums ist vorzeichenrichtig den übrigen Posten des finanziellen Ausgleichs hinzuzuaddieren. Soweit kein ID-AEP veröffentlicht wurde, findet stattdessen der ID1-Index<sup>3</sup> Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz aus Ausfallarbeit und bilanziellem Ausgleich findet nicht statt.

## 2.2 Prognosemodell

Bei SR, für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnahmen bis zum 31.12.2031 nicht durch den NB bilanziell ausgeglichen (vgl. § 14 Abs. 1 Satz 3 EnWG). Die Höhe des Aufwendungsersatzes gegenüber dem NB nach § 14 Abs. 1b EnWG ist nicht Gegenstand dieser Festlegung.

## 2.3 Überführung ins Planwertmodell

### 2.3.1 Auswahl von SR

Verteilernetzbetreiber und ÜNB stimmen ab, welche SR dem Planwertmodell zugeordnet werden, wenn der ANB ein Verteilernetzbetreiber ist.

Die ÜNB geben für Netzverknüpfungspunkte der Verteilernetze an das Übertragungsnetz an, welche installierte Leistung von welcher Anlagenart ins Planwertmodell überführt werden soll. Sie berücksichtigen insbesondere, welche Leistung dazu beiträgt, die Effizienz von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG insgesamt zu steigern.

---

<sup>2</sup> Index Ausgleichsenergiepreis (ID-AEP) gemäß Art. 1 Abs. 3 des Änderungsvorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 18.12.2019, der mit Beschluss vom 11.05.2020 (BK6-19-552) genehmigt worden ist.

<sup>3</sup> ID1-Index der EPEX SPOT.

Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem vorgelagerten ÜNB Cluster, deren SR vollständig in das Planwertmodell überführt werden, um die Vorgabe des vorgelagerten ÜNB umzusetzen. Soweit SR mit Anschluss in nachgelagerten Verteilernetzen betroffen sind, erfolgen eine entsprechende Abstimmung zwischen vorgelagertem und nachgelagertem Verteilernetzbetreiber und eine Einbeziehung aller vorgelagerten NB.

Die Mischung der Bilanzierungsmodelle innerhalb eines Clusters ist nicht zulässig. Nötigenfalls ist der Clusterzuschnitt zu ändern, um eine Mischung der Bilanzierungsmodelle in einem Cluster zu vermeiden.

Bei der Auswahl der SR berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber die Wünsche eines Anlagenbetreibers, eine SR ins Planwertmodell zu überführen, soweit dies nicht einer geordneten und effizienten Überführung der von den ÜNB angegebenen Leistung entgegensteht.

Bis zum 01.01.2031 sollen mindestens alle SR, die zu einer Verbesserung der Effizienz der Engpassbehebung im Übertragungsnetz beitragen können, in das Planwertmodell überführt werden. In Abstimmung mit dem vorgelagerten ÜNB und ggf. Verteilernetzbetreiber können die Verteilernetzbetreiber darüber hinaus SR in das Planwertmodell überführen.

### **2.3.2 Zuordnungsverfahren**

Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch elektronische Mitteilung des ANB an den LF, EIV und BTR in bundesweit einheitlichen Formaten. Diese beinhaltet mindestens die Bezeichnung der SR mit ihrer SR-ID, das Datum der Wirksamkeit der Zuordnung und die Nennung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB.

Die Mitteilung erfolgt bei Überführung aus dem Prognosemodell spätestens sechs Monate vor der Wirksamkeit der Zuordnung.

Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber, wenn entsprechende Datenformate anwendbar sind. Der ANB testet rechtzeitig vor Wirksamkeit der Überführung die Funktionsfähigkeit der für die Abwicklung des Planwertmodells erforderlichen Kommunikation mit den betroffenen Marktrollen. Die betroffenen Unternehmen sind zur Mitwirkung verpflichtet.

Die Mitteilungen erfolgen bei neu eingerichteten SR spätestens fünf Werktage vor dem Tag der geplanten Inbetriebnahme der ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wenn dem ANB alle dafür erforderlichen Informationen vom BTR oder EIV mindestens zehn Werktage vor der geplanten Inbetriebnahme mitgeteilt wurden, andernfalls spätestens fünf Werktage nach der vollständigen Information. Die Zuordnung wird mit Inbetriebnahme ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wirksam.

Eine Zuordnung zum Prognosemodell von SR, die bereits dem Planwertmodell zugeordnet wurden, ist nicht möglich.

### 3 Ausfallarbeit

Ausfallarbeit ist – arbeitsbezogen – die Differenz zwischen der theoretischen Erzeugung einer TR und dem Wert der Leistungslimitierung (s. Kapitel 3.1); bei negativem Redispatch ist die Ausfallarbeit positiv, bei positivem Redispatch ist die Ausfallarbeit negativ (Mehrarbeit).

Die Ausfallarbeit wird für jede TR bestimmt. Soweit mehrere gleichartige technische Ressourcen über eine gemeinsame Marktlokation bilanziert werden und bei der Bestimmung der Ausfallarbeit marktlokationsscharfe Werte verwendet werden, werden diese in entsprechender Anwendung des § 24 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 auf die technischen Ressourcen aufgeteilt.

Soweit in diesem Kapitel Leistungswerte genannt werden, sind Viertelstundenmittelwerte gemeint.

#### 3.1 Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung

Im **Aufforderungsfall** gilt beim **positiven Redispatch**:

$$P_{lim,i} = \min \{P_{ist,i}; P_{min,i}\}$$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert der TR in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{min,i}$ : die durchschnittliche Mindesterzeugung in der Viertelstunde  $i$ , die sich aus der Vorgabe des NB in der Redispatch-Abbruchinformation ergibt, in kW

Im **Aufforderungsfall** gilt beim **negativen Redispatch**:

$$P_{lim,i} = \max \{P_{ist,i}; P_{max,i}\}$$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert der TR in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{max,i}$ : die durchschnittliche Höchsterzeugung in der Viertelstunde  $i$ , die sich aus der Vorgabe des NB in der Redispatch-Abbruchinformation ergibt, in kW

Im **Duldungsfall** gilt beim **positiven und negativen Redispatch**:

$$P_{lim,i} = P_{ist,i}$$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{ist,i}$ : tatsächlicher Leistungsmittelwert der TR in der Viertelstunde  $i$  in kW

Kann  $P_{ist}$  nicht ermittelt werden, weil das Messkonzept die Messung der Erzeugung nicht ermöglicht, ist für  $P_{ist}$  die Einspeisung an der MaLo bei Windenergieanlagen gemäß Referenzertrag oder Standortertrag und bei sonstigen Anlagen gemäß installierter Leistung auf die jeweiligen TR herunterzurechnen. Bei der Aufteilung sind alle Nichtbeanspruchbarkeiten innerhalb der Marktlokation zu berücksichtigen.

Bei Verwendung eines **Referenzprofilverfahrens** gilt abweichend im **Duldungs- und Aufforderungsfall**:

Beim negativen Redispatch:

$$P_{lim,i} = P_{max,i}$$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{max,i}$ : die durchschnittliche Höchsterzeugung in der Viertelstunde  $i$ , die sich aus der Vorgabe des NB in der Redispatch-Abbrufinformation ergibt, in kW

Beim positiven Redispatch:

$$P_{lim,i} = P_{min,i}$$

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{min,i}$ : die durchschnittliche Mindesterzeugung in der Viertelstunde  $i$ , die sich aus der Vorgabe des NB in der Redispatch-Abbrufinformation ergibt, in kW

Das gilt auch, wenn der Netzbetreiber einen bestimmten Leistungswert vorgibt, von dem nicht abgewichen werden darf (**Redispatch-Maßnahme mit beidseitiger Fixierung**).

### 3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

Die Vorgaben dieses Kapitels gelten nur für den Fall des negativen Redispatch mit Anlagen mit fluktuierender Erzeugung.

#### 3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung stehen grundsätzlich drei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

Variante	Kurzbeschreibung
Spitzabrechnung	gemessene Wetterdaten der TR
vereinfachte Spitzabrechnung	mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort
Pauschal-Abrechnung	Fortschreiben der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme oder das Produkt aus Anlagenfaktor und installierter Nennleistung

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede TR bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten TR sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene MaLo zugeordnet ist. Trifft der Anlagenbetreiber keine Zuordnungsentscheidung, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung.

TR innerhalb des Planwertmodells sind der Spitzabrechnung oder vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.

Die Pauschal-Abrechnung darf für TR gewählt werden, die zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der gegenständlichen Festlegung der Pauschal-Abrechnung gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zugeordnet waren. Diese TR können bis zum 31.12.2028 in der Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) verbleiben, wenn nicht der Anlagenbetreiber vorher eine andere Abrechnungsvariante festlegt. Ab dem 01.01.2029 werden diese TR der vereinfachten Spitzabrechnung zugeordnet, wenn nicht der Anlagenbetreiber spätestens bis zum 30.11.2028 die Spitzabrechnung festlegt. TR, die zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Festlegung nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet waren, können nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet werden.

Solange die Einspeisung einer Anlage mit fluktuierender Einspeisung nicht viertelstundenscharf gemessen wird und sie auch nicht mit einer viertelstundenscharfen Messung oder einer technischen Einrichtung, mit der der NB die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann, auszustatten ist, findet die Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) Anwendung. Bei Wegfall dieser Voraussetzungen wechselt die TR mit einer Frist von drei Monaten zum Ablauf des nächsten 31.12. in die vereinfachte Spitzabrechnung, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.11. die Spitzabrechnung festlegt.

Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber geeignete Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen – spätestens bis zum Ablauf des vierten Werktags des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der ANB geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten. Möchte der Anlagenbetreiber dem ANB Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen übersenden, stimmt er sich mit dem ANB darüber vorher ab. Im Falle von temporären Ausfällen bei der Erfassung oder Übermittlung der Wetterdaten kann der Anlagenbetreiber temporär geeignete Ersatzwerte an den Anschlussnetzbetreiber übermitteln, die er entsprechend kennzeichnet.

Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der TR keine geeigneten Wetterdaten gemessen werden.

## 3.2.2 Windenergieanlagen an Land

### 3.2.2.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left( \min \left( (KF * P_{theo,i}); P_{mbA,i}; P_{bean,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$KF$ : Korrekturfaktor

$P_{theo,i}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert der TR der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{mbA,i}$ : die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung je SR in der Viertelstunde  $i$  wird gemäß Referenzertrag und Standortertrag in kW je TR heruntergebrochen; bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen.

$P_{bean,i}$ : die beanspruchbare Leistung der TR in der Viertelstunde  $i$  in kW, die sich aus Subtraktion der Nichtbeanspruchbarkeit von der installierten Leistung der TR ergibt;  $P_{bean}$  kann maximal der installierten Leistung der TR entsprechen

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

Der Korrekturfaktor  $KF$  bestimmt sich wie folgt:

$$KF = \frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ,theo}}$$

$P_{VZ,ist}$ : tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den zeitlich nächsten vier vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor oder nach der Redispatch-Maßnahme, in denen die TR uneingeschränkt einspeisen konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt, in kW; bei der Umrechnung von Leistungsmittelwerten von MaLos auf TR sind Nichtbeanspruchbarkeiten anderer TR zu berücksichtigen.

$P_{VZ,theo}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert der TR in den Viertelstunden, die für die Bestimmung von  $P_{VZ,ist}$  herangezogen werden, in kW

Die theoretische Erzeugungsleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2023 zu bestimmen. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren. Solange keine zertifizierte Leistungskennlinie vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der Windenergieanlage gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6<sup>4</sup> verwendet.

---

<sup>4</sup> Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6, Revision 12 (Stand 28.11.2023) – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen; zu beziehen über FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin, <https://wind-fgw.de>.

Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windenergieanlage. Die Messwerte müssen mit einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen.

Mit Hilfe der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit wird für jede Viertelstunde ( $i$ ) während der Redispatch-Maßnahme die durchschnittliche theoretische Leistung ( $P_{theo,i}$ ) der TR bestimmt. Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die zeitlich nächsten vollständig gemessenen zusammenhängenden vier Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw. endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet. Bei gleichem zeitlichem Abstand sind die vier Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme zu verwenden. Viertelstunden aus dem Folgemonat werden nicht verwendet.

Soweit die TR unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen theoretischen Leistung ( $P_{VZ,theo}$  und  $P_{theo,i}$ ) zu berücksichtigen. Ist wegen Einspeiseeinschränkungen vor oder nach der Redispatch-Maßnahme keine Bestimmung von  $P_{VZ,ist}$  möglich, kann für die letzten vier Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw. endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten TR als Referenz für die Ersatzwertbildung angenommen werden.

Wenn das Produkt  $KF * P_{theo,i}$  größer als die Nennleistung der TR ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Nennleistung der TR zu begrenzen.

### 3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass die Eingangsdaten für die Windgeschwindigkeit entweder von einem meteorologischen Dienstleister anhand anerkannter wissenschaftlicher Verfahren oder von einer geeigneten Referenzanlage stammen.

Die Daten müssen für jede Viertelstunde in einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen.

Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten TR stehen und ähnliche bauliche Eigenschaften aufweisen, so dass sie angemessene Vergleichswerte liefert. Der Standort der Referenzanlage für Windenergieanlagen an Land muss eine ähnliche Bodenrauigkeit aufweisen. Für die Messung gelten die Vorgaben für die Spitzabrechnung entsprechend. Bei einer vorübergehenden Nichtverfügbarkeit von Messwerten einer Referenzanlage bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte.

### 3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left[ \min(P_0; P_{inst}; P_{mbA,i}; P_{bean,i}) - P_{lim,i} \right] * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$P_0$ : gemessener Leistungsmittelwert der TR in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kWh; bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktlokation auf TR ist entsprechend des Verhältnisses der installierten Leistung aller TR vorzugehen; Nichtbeanspruchbarkeiten sind zu beachten.

$P_{inst}$ : installierte Leistung der TR in kW

$P_{mbA,i}$ : Leistungswert der TR aufgrund einer marktbedingten Anpassung der Erzeugung in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{bean,i}$ : Leistungswert der TR aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

Bei der Pauschal-Abrechnung entspricht die Ausfallarbeit grundsätzlich der Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert vor der Redispatch-Maßnahme ( $P_0$ ) und dem Wert der Leistungslimitierung durch die Redispatch-Anweisung ( $P_{lim,i}$ ). Liegt für die betroffene Viertelstunde eine marktbedingte Anpassung oder eine Nichtbeanspruchbarkeit vor, ist der niedrigste Wert aus  $P_0$ ,  $P_{mbA,i}$  und  $P_{bean,i}$  maßgeblich. Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für  $P_0$  der nach dem Referenzprofilverfahren zu bilanzierende Wert anzusetzen; bei der Umrechnung sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten.

## 3.2.3 Windenergieanlagen auf See

### 3.2.3.1 Abrechnungsmodelle

Für Windenergieanlagen auf See finden die Spitzabrechnung oder die vereinfachte Spitzabrechnung nach den Vorgaben für Windenergieanlagen auf Land Anwendung. Optional besteht für die Spitzabrechnung die Möglichkeit, gemäß Kapitel 3.2.3.2 das Wind-Bin-Verfahren zur Ermittlung des Korrekturfaktors zu wählen.

Bei der vereinfachten Spitzabrechnung müssen mindestens für jedes Cluster im Sinne des § 3 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetzes die Daten zur Windgeschwindigkeit vorliegen. Es können Messwerte von FINO-Messmasten verwendet werden, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als Daten einer Referenz-TR.

Anlagenbetreiber, die das Wind-Bin-Verfahren anwenden möchten, haben ihre Wahl gegenüber dem ANB bis spätestens zum 30.11. des Vorjahres für das folgende Kalenderjahr zu erklären. Voraussetzung für die Wahl des Wind-Bin-Verfahrens ist, dass die notwendigen Korrekturfaktoren für jedes Wind-Bin gemäß Kapitel 3.2.3.2 bestimmt und mit dem ANB abgestimmt sind. Das gewählte Verfahren ist für das gesamte Kalenderjahr verbindlich.

### 3.2.3.2 Wind-Bin-Verfahren

Das Wind-Bin-Verfahren dient der Abbildung der Abweichung zwischen theoretischer und tatsächlicher Leistung in Abhängigkeit von der jeweils vorliegenden Windgeschwindigkeit. Hierzu werden Windgeschwindigkeitsbereiche (sog. Bins) gebildet, für die jeweils spezifische Korrekturfaktoren ermittelt werden. Für jede Viertelstunde innerhalb einer Redispatch-Maßnahme wird anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit der zutreffende Bin bestimmt und der entsprechende Korrekturfaktor je Bin angewendet. Die bisherige Ermittlung des Korrekturfaktors wird bei Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens durch den nach diesem Abschnitt ermittelten Korrekturfaktor ersetzt.

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left( \min \left( (KF_{Bin} * P_{theo,i}); P_{mbA,i}; P_{bean,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$KF_{Bin}$ : Korrekturfaktor für das jeweilige Bin

$P_{theo,i}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{mbA,i}$ : die durch eine marktbedingte Anpassung in der Viertelstunde  $i$  vorgegebene Leistung je SR wird gemäß Referenzertrag und Standortertrag in kW je TR heruntergebrochen, bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen.

$P_{bean,i}$ : die beanspruchbare Leistung der TR in der Viertelstunde  $i$  in kW, die sich aus Subtraktion der Nichtbeanspruchbarkeit von der installierten Leistung der TR ergibt

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

Der Korrekturfaktor je Bin ergibt sich aus:

$$KF_{Bin} = KF_{LBin} \cdot KF_V$$

$KF_{LBin}$ : Leistungsfaktor der einzelnen TR im jeweiligen Wind-Bin (monatlich ermittelt)

$KF_V$ : Verlustfaktor zur Berücksichtigung parkinterner Verluste (auf Zwölf-Monats-Basis ermittelt)

Zur Ermittlung der Korrekturfaktoren  $KF_{Bin}$  sind die in der SCADA<sup>5</sup>-Datenbank für eine TR hinterlegten Messdaten (Wertepaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung) heranzuziehen. Es dürfen nur Datensätze aus störungsfreiem Betrieb gemäß DIN EN 61400-12-1 verwendet werden. Zeiten, in denen die TR nicht uneingeschränkt einspeisen konnte, und Zeiten, in denen der Leistungsmittelwert nicht mindestens 10 % der Nennleistung der TR betrug, sind auszuschließen.

Die in der SCADA-Datenbank aufgezeichneten Wertepaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung werden je TR in Bins eingeteilt. Die Bins sind mit einer Breite von 0,5 m/s nach dem Verfahren

---

<sup>5</sup> SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; Computersystem zur Überwachung und Steuerung von technischen Prozessen in der Windkraftanlage.

gemäß DIN EN 61400-12-1 zu bilden. Je Bin wird der Durchschnitt aus allen Windgeschwindigkeitswerten einerseits und allen Leistungswerten andererseits gebildet. So entsteht je Bin ein Durchschnittswertepaar. Alle Durchschnittswertepaare ergeben die Leistungskennlinie.

Ein Bin gilt als hinreichend befüllt, wenn mindestens 30 Minuten gültiger Messwerte vorliegen. Für Windgeschwindigkeiten außerhalb des Bereichs der Leistungskennlinie (unterhalb der Einschalt- oder oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit) ist  $KF_{LBin} = 1$  zu setzen.

Die Leistungsfaktoren  $KF_{LBin}$  sind monatlich für jede TR zu bestimmen und bleiben für entsprechende Monate in den nächsten zwei Folgejahren gültig. Es sind nur solche Bins in die Berechnung der Leistungsfaktoren  $KF_{LBin}$  einzubeziehen, die während der Redispatch-Maßnahmen in diesem Monat auch tatsächlich vorkamen. Die so gefundene Anzahl von Bins ist gültig, wenn darin jeweils eine Mindestanzahl von Wertepaaren ( $m$ ) enthalten sind. Zur Ermittlung der Leistungsfaktoren  $KF_{LBin}$  ist die mittlere gemessene Leistung je Bin ( $\bar{P}_{Bin}$ ) ins Verhältnis zur theoretischen Leistung aus der zertifizierten Leistungskennlinie ( $P_{zertLK}$ ) derselben TR zu setzen. Solange keine zertifizierte Leistungskennlinie vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der TR gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie<sup>6</sup> verwendet.

$$\bar{P}_{Bin} = \frac{\sum_1^m P}{m} \quad \text{mit } m \geq 3$$

$$KF_{LBin} = \frac{\bar{P}_{Bin}}{P_{zertLK}} \quad \text{mit } KF_{LBin} \geq 0$$

Sind für eine TR und den relevanten Monat nicht alle erforderlichen Bins gültig, werden ausschließlich für die ungültigen Bins Ersatzwerte aus den folgenden Zeiträumen gebildet (Reihenfolge einhalten):

1. Vormonat
2. Folgemonat
3. Mittelwert zwölf Monate vor dem relevanten Monat

Sind auch dann noch nicht ausreichend Wertepaare für einen Bin vorhanden, so ist  $KF_{LBin} = 1$ .

Durch den Verlustfaktor  $KF_V$  werden die Innerparkverluste abgebildet. Der Verlustfaktor  $KF_V$  ergibt sich aus dem Verhältnis der an der Netzlokation eingespeisten Energiemenge  $E_{Einsp}$  und der Summe der an den Messpunkten ermittelten Energiemengen aller einzelnen TR  $\sum E_{WEA}$  ermittelt über einen Zeitraum von zwölf Monaten.

---

<sup>6</sup> Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6, Revision 12 (Stand 28.11.2023) – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen; zu beziehen über FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin, <https://wind-fgw.de>.

$$KF_v = \frac{E_{Einsp}}{\sum E_{WEA}} \quad \text{mit } KF_v \in ]0; 1[ \text{ und mit } E_{Einsp} \leq \sum E_{WEA}$$

Es sind nur vollständige, in der SCADA-Datenbank aufgezeichnete Wertepaare zu verwenden. Nicht vollständige oder unplausible Datensätze werden verworfen.

Der Verlustfaktor ist je Messlokation einheitlich festzulegen und grundsätzlich konstant über die gesamte Lebensdauer des Windparks. Eine Neuberechnung ist nur bei wesentlichen technischen Änderungen vorzunehmen, die eine Veränderung der Verlustsituation zur Folge haben. Bei einem neuen Park beginnt die Berechnung frühestens mit dem ersten vollständigen Monat, in dem sich alle Windenergieanlagen auf See in Betrieb befinden.

### 3.2.4 Solaranlagen

#### 3.2.4.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left( \min \left( \frac{P_{VZ,ist}}{G_{VZ}} * G_i; P_{WR}; P_{mbA,i}; P_{bean,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$G_i$ : durchschnittliche Einstrahlleistung der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW/m<sup>2</sup>

$P_{VZ,ist}$ : durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW; bei der Umrechnung von Leistungsmittelwerten von MaLo auf TR sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten.

$G_{VZ}$ : durchschnittliche Einstrahlleistung im Vergleichszeitraum in kW/m<sup>2</sup>

$P_{WR}$ : Wechselrichterleistung in kW je TR; bei mehreren TR je Wechselrichter ist die Wechselrichterleistung im Verhältnis der installierten Leistungen der TR auf die TR aufzuteilen.

$P_{mbA,i}$ : die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in der Viertelstunde  $i$  in kW je SR wird gemäß installierter Leistung in kW je TR runtergebrochen; bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen.

$P_{bean,i}$ : die beanspruchbare Leistung in der Viertelstunde  $i$  in kW, die sich durch die Subtraktion der Nichtbeanspruchbarkeit von der installierten Leistung der TR ergibt;  $P_{bean}$  kann maximal der installierten Leistung der TR entsprechen

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in kW

Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme ( $G_i$ ) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung müssen im Vergleichszeitraum und während der Redispatch-Maßnahme unverändert bleiben. Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene oder der erste nachfolgende Kalendertag vor oder nach der Redispatch-Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der SR stattgefunden hat. Bei gleichem zeitlichem Abstand ist der Kalendertag vor der Redispatch-Maßnahme zu ver-

wenden. Kalendertage aus dem Folgemonat sind nicht zu verwenden. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt und in denen keine Nichtbeanspruchbarkeiten oder marktbedingten Anpassungen vorliegen. Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10 % Einspeisung stattgefunden hat.

Wenn das Produkt  $\frac{P_{VZ,ist}}{G_{VZ}} * G_i$  größer als die Nennleistung der TR ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Nennleistung der TR zu begrenzen.

### 3.2.4.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass als Eingangsdaten für die Einstrahlleistung geeignete Einstrahlwerte eines meteorologischen Dienstleisters verwendet werden. Als geeignet gilt jedenfalls die Umwandlung der Satellitenaufnahmen in die Globalstrahlung auf der Erde mit Hilfe der Heliosat-2-Methode. Die Horizontalstrahlung ist in die Modulebene umzurechnen.

### 3.2.4.3 Pauschal-Abrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left[ \min(AF * P_{inst}; P_{WR}; P_{mbA,i}; P_{bean,i}) - P_{lim,i} \right] * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$AF$ : Anlagenfaktor

$P_{inst}$ : installierte Nennleistung ist die Summe der Nennleistung der Module in kW

$P_{WR}$ : Wechselrichterleistung je TR in kW; bei mehreren TR je Wechselrichter ist die Wechselrichterleistung im Verhältnis der installierten Leistungen der TR auf die TR aufzuteilen.

$P_{mbA,i}$ : die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in der Viertelstunde  $i$  in kW je SR wird gemäß installierter Leistung in kW je TR runtergebrochen; bei der Aufteilung sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen.

$P_{bean,i}$ : Leistungswert aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung je TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

Zur Bestimmung der theoretischen Leistung in der Viertelstunde wird die installierte Leistung der TR mit dem Anlagenfaktor multipliziert. Der Anlagenfaktor  $AF$  bestimmt sich wie folgt:

Jahreszeit	Uhrzeit (UTC+1)	Anlagenfaktor $AF$
Sommer 01.03.–31.10.	19:00– 6:00	0,0000
	6:00– 9:00	0,2456
	9:00–15:00	0,6189
	15:00–19:00	0,2456
Winter 01.11.–28./29.02.	16:45– 9:00	0,0000
	9:00–10:00	0,2796
	10:00–14:00	0,5030
	14:00–16:45	0,2796

### 3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung stehen zwei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

Variante	Kurzbeschreibung
Spitzabrechnung	Ex-ante-Planungsdaten
Pauschal-Abrechnung	Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme

TR im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen, TR im Prognosemodell der Pauschalabrechnung. TR im Prognosemodell, für die korrekte Ex-ante-Planungsdaten übermittelt werden, kann der Netzbetreiber auf Wunsch des Anlagenbetreibers der Spitzabrechnung zuordnen.

#### 3.3.1 Spitzabrechnung

Bei der Spitzabrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der geplanten Fahrweise und der Fahrweise aufgrund des Werts der Leistungslimitierung.

Im Fall des positiven Redispatch gilt:

$$W_{A,i} = \min \left\{ 0; (P_{plan,i} - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

Im Fall des negativen Redispatch gilt:

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_{plan,i} - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$P_{plan,i}$ : durchschnittliche geplante Leistung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme gemäß Ex-ante-Planungsdaten in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von  $P_{plan,i}$  zu berücksichtigen

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

### 3.3.2 Pauschalabrechnung

Bei der Pauschal-Abrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert und dem Wert der Leistungslimitierung.

Im Fall des positiven Redispatch:

$$W_{A,i} = \min \left\{ 0; (P_0 - \min(P_{lim,i}; P_{bean,i})) * \frac{1}{4} h \right\}$$

Im Fall des negativen Redispatch:

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; (\min(P_0; P_{bean,i}) - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$ : Ausfallarbeit der TR in der Viertelstunde  $i$  in kWh

$P_0$ : gemessener Leistungsmittelwert der TR in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW; bei der Umrechnung des Leistungsmittelwert von Marktlokation auf TR ist entsprechend des Verhältnisses der installierten Leistung aller TR vorzugehen. Dabei sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu beachten.

$P_{bean,i}$ : Leistungswert der TR aufgrund einer Nichtbeanspruchbarkeit in der Viertelstunde  $i$  in kW

$P_{lim,i}$ : Wert der Leistungslimitierung der TR in der Viertelstunde  $i$  während der Redispatch-Maßnahme in kW

### 3.4 Überbauung von Anschlüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz

Übersteigt in einer Viertelstunde die Summe der nach den Kapiteln 3.2 und 3.3 bestimmten Ausfallarbeit aller TR, die über einen Netzlokation mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt aus Anschlussleistung für diese Netzlokation mit einer Viertelstunde abzüglich der Einspeisung über die Netzlokation, ist die Ausfallarbeit der betroffenen TR um den übersteigenden Teil zu kürzen. Dabei ist die Kürzung sachgerecht auf die betroffenen TR zu verteilen. Als sachgerecht gilt jedenfalls eine Kürzung anhand des Verhältnisses der jeweiligen installierten Leistung der einzelnen TR zur Summe der installierten Leistung aller betroffenen TR.

#### 4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

Dieses Kapitel regelt in Form einer Tabelle die Datenpunkte, die Anlagenbetreiber für Redispatch-Maßnahmen an den ANB zu übermitteln haben. Die Daten sind dabei in folgende Arten unterteilt:

- 1. Stammdaten
- 2. Planungsdaten
- 3. Nichtbeanspruchbarkeiten
- 4. Echtzeitdaten

Eine Übermittlung gemäß diesem Kapitel der Festlegung ist nicht erforderlich, sofern ein Datenpunkt bereits aufgrund der Regelungen der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) und dem dazu ergangenen Beschluss BK6-18-122<sup>7</sup> zum Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Art. 40 Abs. 5 und Art. 6 Abs. 4 lit. b SO-VO an den ANB übermittelt werden muss.

Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten wird durch die bestätigte Registrierung der entsprechenden Daten im Marktstammdatenregister erfüllt, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Bundesnetzagentur wird auf ihrer Internetseite veröffentlichen, für welche Datenpunkte dies der Fall ist.

Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen müssen keine Stammdaten nach diesem Kapitel melden. Die Pflicht zur Stammdatenmeldung an das Marktstammdatenregister bleibt unberührt.

Für Anlagen, die ausschließlich der Absicherung der Stromversorgung dienen und dabei kein Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung nutzen (Notstromaggregate), müssen auf Grundlage dieser Festlegung lediglich Stammdaten übermittelt werden.

---

<sup>7</sup> Beschluss vom 20.12.2018 – BK6-18-122 – [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-122/BK6-18-122\\_beschluss\\_vom\\_20\\_12\\_2018.html?nn=861698](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-122/BK6-18-122_beschluss_vom_20_12_2018.html?nn=861698), geändert durch Beschluss vom 02.09.2021– BK6-21-195 – [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-195/BK6-21-195\\_Beschluss.html?nn=861698](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-195/BK6-21-195_Beschluss.html?nn=861698).

## 4.1 Stammdaten

4.1.1	
<b>Datum</b>	Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare Leistung anzugeben.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.1.2	
<b>Datum</b>	Identifikator technische Ressource
<b>Einheit</b>	
<b>Beschreibung</b>	Es ist ein Identifikator für jede TR anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt.
<b>Objekt</b>	TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.1.3	
<b>Datum</b>	Identifikator SR
<b>Einheit</b>	
<b>Beschreibung</b>	Es ist ein Identifikator für jede SR anzugeben. Als Identifikator ist die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden.
<b>Objekt</b>	SR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.1.4	
<b>Datum</b>	Wirkungsgrad des Speichers
<b>Einheit</b>	Prozentzahl
<b>Beschreibung</b>	Der Wirkungsgrad eines Speichers ergibt sich rechnerisch als Verhältnis zwischen der abrufbaren Energie und der zuvor zugeführten Energie.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.1.5</b>	
<b>Datum</b>	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.1.6</b>	
<b>Datum</b>	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Es ist die maximal mögliche Leistungsabgabe des Speichers anzugeben.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.1.7</b>	
<b>Datum</b>	Mindestbetriebszeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Mindestbetriebszeit bezeichnet die Zeit, die zwischen An- und Abfahrt notwendig ist. Rampen sind davon mitumfasst.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P > 1 \text{ MW}$

<b>4.1.8</b>	
<b>Datum</b>	Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Die Mindeststillstandzeit ist der typische Zeitraum, während dessen die Einheit nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P > 1 \text{ MW}$

4.1.9	
<b>Datum</b>	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der Einheit bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von größer als 48 h.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P > 1 MW

4.1.10	
<b>Datum</b>	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48 h.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P > 1 MW

4.1.11	
<b>Datum</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der TR zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der TR vor Anfahrt von größer als 48 h.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P > 1 MW

4.1.12	
<b>Datum</b>	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchroisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der TR zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der TR vor Anfahrt von kleiner als 48 h.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P > 1 MW

4.1.13	
<b>Datum</b>	Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P > 1 MW

4.1.14	
<b>Datum</b>	Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)
<b>Einheit</b>	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

<b>4.1.15</b>	
<b>Datum</b>	Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min
<b>Einheit</b>	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute
<b>Beschreibung</b>	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

<b>4.1.16</b>	
<b>Datum</b>	Art der technischen Steuerbarkeit
<b>Einheit</b>	% oder MW
<b>Beschreibung</b>	Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und SR im Aufforderungsfall. Es sind folgende Informationen zu übermitteln: a. Relative Stufung auf einen Sollwert (Limit; bspw. „auf 60% der installierten Leistung“) b. Absoluter Sollwert auf (festen) Arbeitspunkt (komplette Fixierung) c. Limitsetzung auf max. MW-Wert
<b>Objekt</b>	SR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

<b>4.1.17</b>	
<b>Datum</b>	Bearbeitungszeit beim EIV
<b>Einheit</b>	Minuten
<b>Beschreibung</b>	Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer Redispatch-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der SR.
<b>Objekt</b>	SR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

## 4.2 Planungsdaten

4.2.1	
<b>Datum</b>	Wert Produktion ( <b>PROD</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Der Wert Produktion ist die Erzeugungsleistung. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$ .
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.2	
<b>Datum</b>	Mindestleistung Produktion ( <b>Pmin</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die Mindestleistung (Produktion) einer SEE oder SSE ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung (untere Leistungsgrenze). Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Übermittlung von Planungsdaten stehen.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.3	
<b>Datum</b>	Beanspruchbare Leistung Produktion ( <b>Pmax</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.4	
<b>Datum</b>	Dargebotsleistung ( <b>Pdar</b> ) für SEE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die Dargebotsleistung entspricht der von einer Windenergie- oder Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung des Dargebots des Primärenergieträgers (Wind- oder solare Strahlungsenergie) und der beanspruchbaren Leistung (Pmax) maximal elektrisch einspeisbaren Nettowirkleistung. Die Dargebotsleistung kann maximal der beanspruchbaren Leistung entsprechen.
<b>Objekt</b>	Dargebotsabhängige SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.5	
<b>Datum</b>	Wert Verbrauch ( <b>VERB</b> ) einer SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung an der Netzlokation einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ .
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.6	
<b>Datum</b>	Minimale Entnahme ( <b>Vmin</b> ) einer SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff Pmin in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu Pmin sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zur Netzlokation in der Vmin enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass Vmin betragsmäßig der Größe Vmax entspricht.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.7	
<b>Datum</b>	Maximale Entnahme ( <b>V<sub>max</sub></b> ) einer SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zur Netzlokation in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.8	
<b>Datum</b>	Positives Redispatchvermögen ( <b>+RDV</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungserhöhung einer SR oder TR.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.9	
<b>Datum</b>	Negatives Redispatchvermögen ( <b>-RDV</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien elektrischen Leistung einer SR oder TR in negativer Richtung ohne einen Eingriff in die Kraft-Wärme-Kopplung.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.2.10</b>	
<b>Datum</b>	Negatives Redispatchvermögen ( <b>-wRDV</b> ) für KWK-Strom im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Das negative wärmegebundene Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungsreduzierung einer hocheffizienten KWK-Anlage. Die Reduzierung der hocheffizienten KWK-Stromerzeugung führt zu einem Eingriff in die Wärmeerzeugung von hocheffizienten KWK-Anlagen im Sinn von § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.2.11</b>	
<b>Datum</b>	Positive Primärregelleistung ( <b>+PRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

<b>4.2.12</b>	
<b>Datum</b>	Negative Primärregelleistung ( <b>-PRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.13	
<b>Datum</b>	Positive Sekundärregelleistung (+aFRR) ( <b>+SRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist die für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.14	
<b>Datum</b>	Negative Sekundärregelleistung (-aFRR) ( <b>-SRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist die für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.15	
<b>Datum</b>	Positive Minutenreserveleistung (+mFRR) ( <b>+MRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist die für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.16	
<b>Datum</b>	Negative Minutenreserveleistung (-mFRR) ( <b>-MRL</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist die für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.17	
<b>Datum</b>	Positive Besicherungsleistung ( <b>+BES</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die positive Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.18	
<b>Datum</b>	Negative Besicherungsleistung ( <b>-BES</b> ) für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.19	
<b>Datum</b>	Positiver Redispatch-Abruf ( <b>+RDA</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Der positive Redispatch-Abruf ist der angewiesene und geplante positive Redispatch-Abruf auf der jeweiligen SR oder TR. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch-Abrufs, welcher angewiesen ist.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.20	
<b>Datum</b>	Negativer Redispatch-Abruf ( <b>-RDA</b> ) für SEE und SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Der negative Redispatch-Abruf ist der angewiesene und geplante negative Redispatch-Abruf auf der jeweiligen Anlage. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch-Abrufs, welcher angewiesen ist.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.21	
<b>Datum</b>	Kosten nicht-EEG-vergüteter TR für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	EUR/MWh
<b>Beschreibung</b>	Die Kosten nicht nach EEG vergüteter TR sind eine Zeitreihe der spezifischen Kosten. Ersparte Aufwendungen sind bei den Kosten in Ansatz zu bringen. Es sind dabei folgende Kosten jeweils einzeln mitzuteilen: a. Für <b>+RDV</b> nach 4.2.8. b. Für <b>-RDV</b> nach 4.2.9. c. Für <b>-wRDV</b> nach 4.2.10.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.22	
<b>Datum</b>	Füllstand für SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MWh
<b>Beschreibung</b>	Ladezustand bzw. Füllstand von SEE
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.23	
<b>Datum</b>	Arbeitsvolumen für SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MWh
<b>Beschreibung</b>	Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.24	
<b>Datum</b>	Füllstandsgrenzen für SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MWh
<b>Beschreibung</b>	Füllstandsgrenzen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern unter Berücksichtigung von etwaigen temporären technischen Einschränkungen.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnenn enthaltene TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	P ≥ 100 kW

4.2.25	
<b>Datum</b>	Ausgesprochene Limitierung für SSE im Planwertmodell
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	<p>Meldung einer durch den anweisenden NB ausgesprochenen Limitierung auf Verbrauchs- und auf Erzeugungsseite ohne Anpassung der geplanten Fahrweise, d. h. der folgenden Anweisungen von Wirkleistungslimitierungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf</li> <li>• Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf</li> <li>• Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf</li> <li>• Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf</li> <li>• ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen</li> </ul>
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.2.26	
<b>Datum</b>	Selbstversorgung mit EE- und KWK- Strom für SEE und SSE
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

### 4.3 Nichtbeanspruchbarkeiten

4.3.1	
<b>Datum</b>	Nichtbeanspruchbarkeiten
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen).
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.3.2	
<b>Datum</b>	Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung bei PV/Wind (marktbasierter Abregelung)
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Das Datum beschreibt die prognostizierte Leistungsänderung aufgrund einer marktlichen Steuerung der SR. Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind.
<b>Objekt</b>	Darstellungsabhängige SR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

4.3.3	
<b>Datum</b>	Im Prognosemodell: Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom
<b>Einheit</b>	MW
<b>Beschreibung</b>	Nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

### 4.4 Echtzeitdaten

4.4.1	
<b>Datum</b>	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern)
<b>Einheit</b>	MWh
<b>Beschreibung</b>	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von $\leq 60$ Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.
<b>Objekt</b>	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
<b>Relevante Leistungsklasse</b>	$P \geq 100 \text{ kW}$

## **5 Netzbetreiberkoordinierung**

### **5.1 Stammdatenaustausch**

Jeder clusternde NB muss die betroffenen NB über die Stammdaten der unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen Cluster sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder ANB muss die betroffenen NB über Stammdaten der an sein Netz angeschlossenen SG und SR sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder ANB muss die betroffenen NB über vertragliche Einschränkungen der Leistung der Netzlokationen informieren, über die SR mit seinem Netz verbunden sind.

### **5.2 Mitteilung von Flexibilitätsbeschränkungen**

Im Rahmen des Koordinierungsprozesses der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen muss jeder Verteilernetzbetreiber andere betroffene NB über Flexibilitätsbeschränkungen von Clustern, SG und SR im eigenen und nachgelagerten Netz informieren. Erfolgt keine Meldung von Flexibilitätsbeschränkungen, gelten die Potenziale im eigenen und im nachgelagerten Netz als voll abrufbar gemeldet.

### **5.3 Mitteilung von Potentialen zur Wirkleistungsanpassung**

Jeder ANB muss betroffenen NB die voraussichtliche Erzeugung, die theoretische Erzeugung, die Potentiale zur Wirkleistungsanpassung sowie etwaige Wirkleistungsanpassungen und ggf. Kostenblätter für jede SR oder SG im Prognosemodell mitteilen. Ferner muss er für jede unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene SR und SG im Prognosemodell die ihm mitgeteilten Nichtbeanspruchbarkeiten, marktbedingten Anpassungen sowie Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom in seinen Planungsdaten berücksichtigen.

Das Gleiche gilt für den clusternden NB unabhängig vom Bilanzierungsmodell in Bezug auf Cluster. Zusätzlich muss er mitteilen, wie jedes Cluster und jede SR, die unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossen sind, sowie jedes Cluster, jede SG und jede SR aus nachgelagerten Netzen auf die Netzverknüpfungspunkte zum vorgelagerten Netz sowie zum benachbarten Netz bzw. auf bilateral abgestimmte Netzelemente wirken (Sensitivitäten). Veränderungen der zuvor genannten Daten sind mit der nächsten Aktualisierung gemäß Kapitel 5.6 mitzuteilen.

### **5.4 Mitteilung von Redispatch-Maßnahmen**

Jeder Verteilernetzbetreiber muss geplante sowie tatsächlich angewiesene Redispatch-Maßnahmen den betroffenen NB mitteilen. Die Mitteilung ist um den noch erforderlichen Bedarf an energetischem Ausgleich zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zu ergänzen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum der geplanten oder bereits angewiesenen Redispatch-

Maßnahme mitgeteilt hat, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre (Beschaffungsvorbehalt).

## **5.5 Clusterbildung**

Verteilernetzbetreiber können mehrere SR, SG oder nachgelagerte Cluster in einem Cluster zusammenfassen. Die Rahmenbedingungen zur Bildung eines Clusters werden zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten NB vereinbart. Verteilernetzbetreiber, an deren Netz für das Netzengpassmanagement eines vorgelagerten NB relevante SR angeschlossen sind, sind verpflichtet, auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten NB Cluster zu bilden.

Für die Zusammenfassung müssen die kalkulatorischen Kosten gleich bzw. die tatsächlichen Kosten der SR ähnlich sein und die Wirksamkeiten innerhalb definierter Bänder liegen. Die tatsächlichen Kosten sind ähnlich, wenn die voraussichtlichen Kosten des Abrufs der günstigsten SR mindestens 90 % der voraussichtlichen Kosten des Abrufs der teuersten SR betragen. Die Bänder für die Wirksamkeiten sind für die betroffenen SR, SG oder nachgelagerten Cluster und die zugrundeliegende Netztopologie zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Bei der Abstimmung zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten NB sind die Anforderungen aller betroffenen NB, insbesondere auch an die Bandbreite der Wirksamkeit, zu berücksichtigen, um die Einhaltung des § 13 Abs. 1 Satz 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG zu gewährleisten. Cluster mit Anlagen gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 sollen so gebildet werden, dass alle Anlagen entweder der Veräußerungsform der Einspeisevergütung gemäß § 21b Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 oder aber einer der anderen Veräußerungsformen zugeordnet sind. Dies gilt nicht, sofern eine entsprechende Clusterbildung bei Bestandsanlagen nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich ist. Cluster sind so zu bilden oder nötigenfalls zu ändern, dass alle SR entweder dem Planwertmodell oder dem Prognosemodell zugeordnet sind.

## **5.6 Meldeprozess**

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 vorgesehenen Informationsaustausche erfolgen im Rahmen eines fortlaufenden Meldeprozesses. Die zeitliche Auflösung der zwischen den NB ausgetauschten Informationen ist viertelstündlich.

## **6 Kommunikationsprozesse Redispatch**

Die Netzbetreiber ermöglichen eine massengeschäftstaugliche Kommunikation, die mindestens die Vorgaben in diesem Kapitel umsetzt und in Einklang mit den Vorgaben in den anderen Kapiteln steht. Die Vorgaben in diesem Kapitel regeln das „Wie“ der Kommunikation zwischen verschiedenen Akteuren. Zu den rechtlichen Grundlagen und den Verantwortlichkeiten für das „Ob“ der Kommunikation trifft dieses Kapitel keine Aussage.

Soweit in diesem Kapitel Marktrollen angesprochen werden, gelten die Marktrollen der GPKE sowie ergänzend die Marktrollen gemäß Kapitel 1.

### **6.1 Allgemeines**

- 6.1.1** Die Kommunikationsprozesse sollen, soweit möglich und sinnvoll, auf den bestehenden Prozessen aufbauen.
- 6.1.2** Die Kommunikation mit einem NB wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt. Der DP ist verantwortlich für die Weiterleitung von Informationen an berechnete Marktpartner. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.
- 6.1.3** Soweit im Folgenden ein Clearingprozess verlangt wird, ist ein massengeschäftstauglicher Austausch über die betroffene Information zu ermöglichen, der innerhalb einer sachgerechten Frist eine Einigung der betroffenen Marktrollen oder aber die Feststellung eines Dissens´ ermöglicht. Bis zu einer Änderung der betroffenen Informationen durch den Verantwortlichen sind die vom Verantwortlichen verteilten Informationen weiter gültig.
- 6.1.4** Die Prozesse sollen nur insoweit zwischen SR mit und ohne bilanziellen Ausgleich durch den NB differenzieren, wie dies erforderlich oder sinnvoll ist.
- 6.1.5** Bei der Bildung von SR, die für Redispatch-Maßnahmen Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten:
- Eine SR setzt sich aus mindestens einer TR zusammen.
  - Jede TR ist genau einer SR zugeordnet.
  - Wenn der NB die netzlokationsübergreifende Aggregation von TR zu einer SR freigegeben hat, können unter Berücksichtigung des Steuer- und Netzanschlusskonzeptes netzlokationsübergreifende SR gebildet werden, solange die TR, die die SR bilden, derselben Marktllokation angehören.
  - Alle TR hinter einer Netzlokation, die derselben Marktllokation angehören, werden zu einer oder – falls erforderlich – zu mehreren SR zusammengefasst.

- Im Einvernehmen von ANB, Anlagenbetreibern, EIV und LF können TR, die verschiedenen Marktlokationen angehören, zu einer – ggf. auch netzlokationsübergreifenden – SR zusammengefasst werden.
- Die Prozesse können vorsehen, dass SR, die verschiedenen Marktlokationen angehören und die bereits zu einem festzulegenden Stichtag bestanden, fortbestehen können, solange weder ANB, Anlagebetreiber, EIV noch LF eine Aufteilung fordern.
- Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet.
- Für Speicher gilt: Wenn eine TR sowohl ein- als auch ausspeichern kann und diese TR über Redispatch für die Ein- und die Ausspeicherung gesteuert wird, dann wird diese TR einer marktlokationsübergreifenden SR zugeordnet.

**6.1.6** Die Marktrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Marktrolle LF derjenigen betroffenen Marktlokation wahrnimmt, welcher die TR angehören, die die SR bilden, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde.

**6.1.7** Es werden Prozesse zur Benennung, zum Wechsel und zur Abmeldung des Unternehmens bereitgestellt, das die Marktrolle EIV oder BTR wahrnimmt. Das Ergebnis der Veränderung der Zuordnung der Marktrolle wird vom Verantwortlichen an die Betroffenen kommuniziert.

**6.1.8** Auf nicht direktvermarktete Anlagen finden Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des LF oder des BKV(LF) keine Anwendung. Die freiwillige Anwendung bleibt unbenommen. Kommunikationsprozesse zwischen Netzbetreibern bleiben unberührt.

**6.1.9** Die Vorgaben dieses Kapitels finden keine Anwendung auf Datenaustausche auf Basis von Art. 40 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 (SO-VO).

**6.1.10** Die Übermittlung von Nachrichten ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich aus den verbändeübergreifend erarbeiteten „Regelungen zum Übertragungsweg“ der Expertengruppe „EDI@Energy“ für den Datenaustausch von Redispatch 2.0-Prozessdaten ergibt, welcher grundsätzlich den kryptographischen Vorgaben der BSI TR 03116-4 genügt.

## **6.2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten**

### **6.2.1 Austausch von Stammdaten**

6.2.1.1 Für jedes ausgetauschte Stammdatenum gibt es genau einen Verantwortlichen und mindestens einen Berechtigten. Der Verantwortliche ist derjenige Marktpartner, der gemäß

Stammdatenmodell als Letztentscheider über die Richtigkeit des Werts eines Stammdatums befindet. Der für das Stammdatum verantwortliche Marktpartner ist verpflichtet, bei Änderung des Werts des Stammdatums diesen Wert unverzüglich nach Bekanntwerden an den Berechtigten zu senden. Zudem ist der Verantwortliche verpflichtet, vom Berechtigten an ihn gesendete Anfragen zu prüfen.

- 6.2.1.2 Der ANB verantwortet die TR-, SR- sowie SG-bezogenen Stammdaten. Er verteilt sie massengeschäftstauglich an alle betroffenen NB sowie die TR- und SR-bezogenen Stammdaten an den EIV.
- 6.2.1.3 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es EIV und BTR ermöglichen, die Stammdaten zu ihren TR und SR mit Ausnahme von personenbezogenen Daten beim ANB abzufragen.
- 6.2.1.4 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es dem Berechtigten ermöglichen, eine Änderung oder Ergänzung der TR- und SR-bezogenen Stammdaten anzustoßen.
- 6.2.1.5 Es werden Kommunikationsprozesse zum Clearing von Differenzen bei den Stammdaten zur Verfügung gestellt.
- 6.2.1.6 Es wird ein Kommunikationsprozess zur Information des LF und EIV über die Zuordnung einer SR zum Bilanzierungsmodell sowie – bei Zuordnung zum Planwertmodell – zur Übermittlung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB zur Verfügung gestellt.
- 6.2.1.7 Clusterbezogene Stammdaten werden vom clusternden NB verantwortet.

## **6.2.2 Austausch von Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen sowie Echtzeitdaten**

- 6.2.2.1 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Planungsdaten für SR im Planwertmodell vorgesehen.
- 6.2.2.2 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen vorgesehen.
- 6.2.2.3 Es werden Kommunikationsprozesse für die Mitteilung von geplanter Selbstversorgung vorgesehen.
- 6.2.2.4 Es werden Kommunikationsprozesse für die freiwillige Übermittlung von Planungsdaten vom EIV für SR im Prognosemodell vorgesehen.
- 6.2.2.5 Es können Prozesse zur Übermittlung von Echtzeitdaten vorgesehen werden.

### **6.3 Abrufprozesse**

- 6.3.1** Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass in der Regel spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit einer Redispatch-Maßnahme die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG dem LF und EIV zugeht (Vorab-Information). Die Abrufprozesse im Planwertmodell müssen einen Zeitpunkt definieren, zu dem die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG spätestens erfolgt. Die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG erfolgt in der Regel höchstens einmal je Viertelstunde je Redispatch-Maßnahme. Die Information muss auch dann erfolgen, wenn die Frist nicht eingehalten wurde.
- 6.3.2** Es werden Prozesse bereitgestellt, die einen Wechsel zwischen Duldungs- und Aufforderungsfall ermöglichen. Der Wechsel kann vom EIV initiiert werden. Der ANB kann den Wechsel in den Aufforderungsfall ablehnen oder den Wechsel in den Duldungsfall vornehmen, wenn keine viertelstundenscharfe Messung der Einspeisung erfolgt oder wenn begründete Zweifel an einer zuverlässigen Umsetzung der Aufforderungen bestehen.

### **6.4 Abstimmung der Ausfallarbeit**

- 6.4.1** Die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit ermöglichen die TR-scharfe Feststellung der Ausfallarbeit einer Redispatch-Maßnahme gemäß Kapitel 3 und die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 5 (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder 1c Satz 1) EnWG.
- 6.4.2** Die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit ermöglichen ein massengeschäftstaugliches Clearing.
- 6.4.3** Die Fristen der Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit sind so zu gestalten, dass spätestens zum Ende des dritten Folgemonats nach Ende der Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber die Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit nach dem Clearing festgestellt wird. Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden.
- 6.4.4** Es werden Prozesse bereitgestellt, die den Wechsel der Abrechnungsvariante nach Kapitel 3 einschließlich der Bekanntmachung an alle Berechtigten ermöglichen. Es werden insbesondere Prozesse bereitgestellt, die den Informationsaustausch im Zusammenhang mit der vereinfachten Spitzabrechnung ermöglichen, insbesondere zur Abstimmung der zu verwendenden Wetterdaten.
- 6.4.5** Es werden Prozesse bereitgestellt, die es dem ANB ermöglichen, dem LF den Redispatch-Bilanzkreis mitzuteilen, über den der bilanzielle Ausgleich im Planwertmodell erfolgt.

## **6.5 Qualitätssicherung**

- 6.5.1** Die Netzbetreiber stellen geeignete Testumgebungen zur Verfügung, die Kommunikationspartnern den Test der Kommunikation außerhalb des Wirkbetriebs ermöglichen.
- 6.5.2** Die ÜNB machen gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und sonstigen Marktrollen Vorgaben, welche Anforderungen für die Testumgebungen und Tests mindestens erfüllt werden müssen.
- 6.5.3** Es werden Kriterien festgelegt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen, und Prozesse bereitgestellt, die den Austausch der Ergebnisse der Qualitätsbewertung ermöglichen.
- 6.5.4** Die Netzbetreiber beobachten die Qualität der Redispatch-Erbringung und der Umsetzung von Anforderungen nach § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG.