



Bundesnetzagentur

„Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAReM)“

Zweite Konsultation

Inhaltsübersicht

1	Begriffe	3
2	Bilanzierungsmodelle	7
3	Ausfallarbeit	11
4	Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen.....	24
5	Netzbetreiberkoordinierung	41
6	Kommunikationsprozesse Redispatch	43
7	Austauschprozesse für den bilanziellen Ausgleich im Rahmen des Redispatch	49

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 (im Folgenden: 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.

Hinweis für die Konsultation

Änderungen im Vergleich zur ersten Konsultation wurden, soweit nicht anders angegeben, kenntlich gemacht.

1 Begriffe

Hinweis für die Konsultation

Um Begriffsdefinitionen leichter auffindbar zu machen, wurden sie alphabetisch angeordnet. Teilmengen eines Oberbegriffes wurde hinter dem Oberbegriff angeordnet. Die Änderung der Anordnung wurde nicht farblich kenntlich gemacht.

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; <u>§ 9 Abs. 3 EEG 2023 findet entsprechende Anwendung.</u>
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 <u>anweisende</u> Netzbetreiber den <u>Einsatzverantwortlichen Anlagenbetreiber</u> auffordert, <u>den</u> die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner <u>Anlage-SR</u> zu verändern und <u>die deren</u> Steuerung <u>der Anlage</u> durchzuführen
<u>Betreiber der technischen Ressource (BTR) – MaKo –</u>	<u>Der BTR ist für den Betrieb einer TR verantwortlich.</u>
<u>Betroffener BilanzkreisesEinspeisebilanzkreis</u>	Bilanzkreis, dem eine <u>Marktlokation bzw. Tranche einer MarktlokationEinspeisestelle</u> zugeordnet ist, über die <u>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 BilanzkreisAnlage Energie in das Elektrizitätsversorgungsnetz einspeist</u>
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) <u>– MaKo –</u>	Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.
Cluster <u>– MaKo –</u>	Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehender Cluster.

Duldungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der <u>anweisende</u> Netzbetreiber die Steuerung der <u>Anlage-TR</u> durchführt
<u>Echtzeit-Daten</u>	<u>Echtzeit-Daten sind in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u>
<u>Einsatzverantwortlicher (EIV) – MaKo –</u>	<u>Der EIV plant und führt den Einsatz der einer SR zugeordneten TR durch und übermittelt die zugehörigen Fahrpläne.</u>
Ex-ante-Fahrplan	Planungsdaten zur <u>Anlage bzw. SRsteuerbaren Ressource</u>
Flexibilitätsbeschränkung	Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung 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 <u>FahrweiseEinspeisung</u>	<u>ErzeugungEinspeisung</u> (bei positiven Werten) oder <u>VerbrauchEntnahme</u> (bei negativen Werten), die <u>oder der</u> sich aus dem letzten, vor dem Redispatch-Abwurf übermittelten Ex-ante-Fahrplan ergibt
<u>Marktlotation (MaLo) – MaKo –</u>	<u>Marktlotation i. S. d. Festlegung GPKE</u>
Nettonennleistung	Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der Stromerzeugungseinheit zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der Anlage nicht enthalten.
Netzbetreiber <u>– MaKo –</u>	Übertragungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilersorgungsnetzen (§ 3 Nr. <u>32</u> EnWG) der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG
<u>anfordernde Netzbetreiber – MaKo –</u>	<u>Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine Redispatch-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber. Anforderungen können durch zwischengelagerte Netzbetreiber bis hin zum anweisenden Netzbetreiber weitergegeben werden.</u>
<u>anweisender Netzbetreiber – MaKo –</u>	<u>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.</u>
Anschlussnetzbetreiber (ANB) <u>– MaKo –</u>	Netzbetreiber, an dessen Netz eine <u>TRAnlage</u> unmittelbar angeschlossen ist; ist die <u>TRAnlage</u> an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung oder <u>an</u> ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen, das kein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG ist, <u>ist derjenige Netzbetreiber der Anschlussnetzbetreiber der Netzbetreiber</u> , an dessen Netz die Kundenanlage, die oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung <u>oder das Energieversorgungsnetz</u> angeschlossen ist. Netzbetreiber, die ausschließlich ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten nicht als Anschlussnetzbetreiber im Sinne <u>der BilA-ReMdieser Anlage</u> .

betroffene Netzbetreiber – <u>MaKo</u> –	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource <u>erfahren würdeerfährt</u> . Ohne weitere Absprache gelten der Anschlussnetzbetreiber und alle ihm vorgelagerten Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.
clusternder Netzbetreiber – <u>MaKo</u> –	Netzbetreiber, der steuerbare Ressourcen und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die steuerbaren Ressourcen seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abrufft.
Übertragungsnetzbetreiber (UNB) – <u>MaKo</u> –	Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 10a EnWG
<u>Netzlokation – MaKo –</u>	<u>Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktlokationen unabhängig von der Energieflussrichtung über genau eine Leitung mit dem Netz.</u>
Netzverknüpfungspunkt	Netzelemente, wie z. B. Transformatoren, <u>Leitungen</u> oder Leitungsschaltfelder, an denen Netze unterschiedlicher Spannungsebenen oder Netze, die von verschiedenen Netzbetreibern betrieben werden, miteinander verbunden sind und über die ein Austausch von Wirk- und Blindleistung stattfindet.
<u>Redispatch-Abruf</u>	<u>Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme durch einen Netzbetreiber; kein Redispatch-Abruf im Sinne der BilAReM liegt vor, wenn ein Netzbetreiber lediglich Limitierungen in der Fahrweise setzt, ohne in die geplante Fahrweise einzugreifen.</u>

Hinweis für die Konsultation

Die Beschlusskammer schlägt vor, die Definition des „Redispatch-Abrufs“ zu ergänzen. Abgebildet werden soll der Fall, in dem ein Netzbetreiber durch eine Maßnahme nach § 13a Abs. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder 1c Satz 1) EnWG lediglich Limits für die Fahrweise setzt, ohne damit in die zu diesem Zeitpunkt geplante Fahrweise einzugreifen. Die Beschlusskammer rechnet damit, dass Redispatch-Maßnahmen dieser Art durch die zunehmende Bedeutung des sehr Stromhandels sehr kurz vor Erfüllungszeitpunkt und den Zubau von Batteriespeichern zunehmend für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sein werden.

Redispatch-Bilanzkreis – <u>MaKo</u> –	Bilanzkreis, der von einem Netzbetreiber ausschließlich für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von <u>Redispatch</u> -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
Steuerbare Ressource (SR) – <u>MaKo</u> –	Steuerbare Ressource i. S. d. Festlegung GPKE ¹ , der <u>ausschließlich</u> technische Ressourcen im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind
<u>Steuergruppe (SG) – MaKo –</u>	<u>Zusammenfassung von mehreren SR, die nur über ein gemeinsames Steuersignal anweisbar sind</u>

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/831_gpke/gpke_node.html.

Stromerzeugungseinheit (SEE)	Technische Ressource zur Erzeugung von elektrischer Energie
Stromspeichereinheit (SSE)	Technische Ressource zur Speicherung von elektrischer Energie
Technische Ressource (TR) – <u>MaKo</u> –	Technische Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist
theoretische Einspeisung	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich ohne Redispatch-Maßnahme ergeben hätte
Beschaffungsvorbehalt	Die Mitteilung eines Übertragungsnetzbetreibers, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre.

Zweite Konsultation

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 SRsteuerbare Ressource 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).

2.1 Planwertmodell

2.1.1 Anwendungsbereich

Der bilanzielle Ausgleich für TR, deren Anschlussnetzbetreiber ein Übertragungsnetzbetreiber ist, erfolgt im Planwertmodell Anlagen, für die die geplante Einspeisung ex ante an einen Netzbetreiber übermittelt werden muss, werden dem Planwertmodell zugeordnet.

Im Übrigen erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im -die Zuordnung zum- Planwertmodell durch den ANB, wenn die TR 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 beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten FahrweiseEinspeisung und der vom Netzbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen FahrweiseEinspeisung, wobei eine Erzeugung mit positiven und ein Verbrauch mit negativen Werten dargestellt werden.

$$W_{Ausgl,i} = (P_{Plan,i} - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h$$

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

$P_{Plan,i}$: geplante Fahrweise in der Viertelstunde i in kW

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

Ist die Differenz positiv, erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des anweisenden Netzbetreibers in den betroffenen BilanzkreisEinspeisebilanzkreis; bei negativer Differenz umgekehrt.

Soweit durch die Redispatch-Maßnahme eine Entnahme von Energie aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz verursacht wird (z. B. durch Abregelung von Eigenversorgungsscheiben, Anordnung des Pumpbetriebs bei Pumpspeicherkraftwerken oder Stromverbrauch einer elektrischen

Ersatzwärmeversorgung), erfolgt der bilanzielle Ausgleich insoweit gegenüber dem betroffenen Entnahmebilanzkreis. Ist die Einspeisung mehreren Tranchen i. S. d. Festlegung GPKE zugeordnet, wird der bilanzielle Ausgleich nach den jeweiligen Quoten der Tranchen aufgeteilt.

In Fällen des negativen Redispatch mit Versorgung von Verbrauchern innerhalb derselben Netzressource (z. B. Eigenversorgung), gilt für die Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs auf den Einspeise- und den Entnahmebilanzkreis:

Wenn $W_{Ausgl,i} \geq W_{Entn,i}$:

$$W_{Ausgl,Entn,i} = W_{Entn,i}$$

$$W_{Ausgl,Einsp,i} = W_{Ausgl,i} - W_{Ausgl,Entn,i}$$

Wenn $W_{Ausgl,i} < W_{Entn,i}$:

$$W_{Ausgl,Entn,i} = W_{Ausgl,i}$$

$$W_{Ausgl,Einsp,i} = 0$$

$W_{Ausgl,Entn,i}$: bilanzieller Ausgleich gegenüber dem Entnahme-Bilanzkreis in der Viertelstunde i in kWh

$W_{Entn,i}$: bilanzielle Entnahme an der betroffenen MaLo, die dem Entnahme-Bilanzkreis zugeordnet wird in kWh

$W_{Ausgl,Einsp,i}$: bilanzieller Ausgleich gegenüber dem Einspeise-Bilanzkreis in der Viertelstunde i in kWh

In Fällen des positiven oder negativen Redispatch gegenüber Stromspeichereinheiten erfolgt die Aufteilung der Ausfallarbeit in der Weise, dass die betroffenen Bilanzkreise so stehen, wie sie bei der geplanten Fahrweise der Stromspeichereinheit 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 ID-AEP² 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

² Index „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.

$ID - AEP_i$: 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 die Übertragungsnetzbetreiber keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index³ Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz aus Ausfallarbeit und bilanziellem Ausgleich findet nicht statt.

2.2 Prognosemodell

Bei TR, für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnahmen bis zum 31.12.2031 nicht durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen (vgl. § 14 Abs. 1 Satz 2 EnWG). Die Höhe des Aufwendersatzes nach § 14 Abs. 1b EnWG ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Das Prognosemodell findet Anwendung auf alle Anlagen, die nicht dem Planwertmodell zugeordnet sind.

~~Der bilanzielle Ausgleich erfolgt in Höhe der Ausfallarbeit nach Kapitel 3. Soweit der auffordernde Netzbetreiber und der BKV des betroffenen Bilanzkreises keine abweichende Vereinbarung treffen, führt der BKV den bilanziellen Ausgleich im Rahmen seiner Bilanzkreisbewirtschaftung im Auftrag des auffordernden Netzbetreibers durch.~~

2.3 Überführung ins Planwertmodell

2.3.1 Auswahl von Clustern- und SRAnlagenauswahl

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

Die Übertragungsnetzbetreiber geben für Netzanschlusspunkte 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.

Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber Cluster, deren SRAnlagen vollständig in das Planwertmodell überführt werden, um die Vorgabe des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers umzusetzen. 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.

³ ID1-Index der EPEX SPOT.

Soweit SRAnlagen mit Anschluss in nachgelagerten Verteilernetzen betroffen sind, erfolgt eine entsprechende Abstimmung zwischen vorgelagertem und nachgelagertem Verteilernetzbetreiber und eine Einbeziehung allerdes vorgelagerten Netzbetreiber/Übertragungsnetzbetreibers.

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

Bis zum [01.01.2031] sollen mindestens alle SRAnlagen, die zu einer Verbesserung der Effizienz der Engpassbehebung im Übertragungsnetz von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG beitragen können, in das Planwertmodell überführt werden. In Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber und ggf. Verteilernetzbetreiber können die Verteilernetzbetreiber darüber hinaus SRAnlagen in das Planwertmodell überführen.

2.3.2 Zuordnungsverfahren

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

Die Mitteilung Sie 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 zum [01.01.2027]. 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

Hinweis für die Konsultation

Dieses Kapitel basiert auf dem Kapitel 3 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059. **Änderungen sind hervorgehoben und Gegenstand der Konsultation.** Der Anhang „Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung“ wurde gestrichen.
Zur Bestimmung des Korrekturfaktors bei der Windenergie s. das separate Konsultationspapier!

Ausfallarbeit ist – arbeitsbezogen – die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung-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).

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

3.1 Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung

Beim Im-Aufforderungsfall gilt beim positiven Redispatch gilt:

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

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

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

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

Beim Im-Aufforderungsfall gilt beim negativen Redispatch gilt:

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

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

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

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

Kann P_{ist} nicht ermittelt werden, weil das Messkonzept die Messung der Erzeugung nicht ermöglicht, ist für P_{ist} auf den Einspeisezähler abzustellen.

Bei Verwendung eines **Standardeinspeiseprofiles (SEP)** oder bei Vorgabe eines Leistungswerts durch den Netzbetreiber, von dem nicht abgewichen werden darf (**Redispatch-Maßnahme mit beiderseitiger Fixierung**) gilt abweichend:

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 Netzbetreibers 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 Netzbetreibers ergibt, in kW

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

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

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

~~$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i 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 dreizwei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

Variante	Kurzbeschreibung
Spitzabrechnung	gemessene Wetterdaten der <u>TRAnlage</u>
vereinfachte Spitzabrechnung	mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort
<u>Pauschal-Abrechnung</u>	<u>Fortschreiben der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme</u>

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede TRAnlage 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 TRAnlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist. Trifft der Anlagenbetreiber keine Zuordnungsentscheidung, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung.

Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.

Übergangsregelung: Die Pauschal-Abrechnung darf für TR gewählt werden Anlagen, die am [Zeitpunkt der Veröffentlichung der Anhörung/Bekanntmachung der Festlegung] der Pauschal-Abrechnung gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zugeordnet waren. Diese TR können bleiben bis zum [31.12.2028/30.11.2026] in der Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) verbleiben der Anlage 2

~~der Festlegung BK6-20-059~~, 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 die Spitzabrechnung festlegt. TR, die am 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 Netzbetreiber 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) ~~der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059~~ Anwendung. Bei Wegfall dieser Voraussetzungen, wechselt die TRAnlage mit einer Frist von [drei] Monaten zum Ablauf des nächsten ~~31.12.30.11.~~ in die vereinfachte Spitzabrechnung, wenn nicht der Anlagenbetreiber die Spitzabrechnung festlegt.

Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber ~~geeignete~~ die Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen unverzüglich – spätestens bis zum ~~vierten~~4. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Anschlussnetzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten. Möchte der Anlagenbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen übersenden, stimmt er sich mit dem Anschlussnetzbetreiber darüber vorher ab. Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber können sich bei vereinfachter Spitzabrechnung auch auf eine Bereitstellung von Wetterdaten durch den Anschlussnetzbetreiber einigen.

~~Die~~Bei Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der TR keine geeigneten Wetterdaten gemessen werden. können sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen. ~~Andernfalls sind die für diesen Zweck bereitgestellten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes zu verwenden.~~

Hinweis für die Konsultation

Die Beschlusskammer nimmt eine Anregung aus dem Workshop auf, die Übergangszeit bis zur Abschaffung der Pauschal-Abrechnung zu verlängern. Sie hat deshalb die Beschreibung der Pauschal-Abrechnung in den Kapiteln 3.2.2.3 und 3.2.3.3 wieder eingefügt. Zugleich hat sie Klarstellungen aus dem Umsetzungsfragenkatalog zu Redispatch 2.0 (https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20250328_Umsetzungsfragen_Redispatch-2-0_v1.23.pdf) übernommen.

3.2.2 Windenergieanlagen an Land ~~und Windenergieanlagen auf See~~

3.2.2.1 Spitzabrechnung

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

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

KF : Korrekturfaktor

$P_{vor,ist}$: ~~tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt, in kW~~

$P_{vor,theo}$: ~~ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW~~

$P_{theo,i}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert 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

$P_{bean,i}$: 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 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

$P_{VZ,theo}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert 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. ~~Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von 1,225 kg/m³ zu verwenden.~~ 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 6⁴ verwendet.

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 TRWindenergieanlage bestimmt. Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die zeitlich nächsten vollständig gemessenen zusammenhängenden letzten vier Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw. endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet.

Soweit die TRWindenergieanlage 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 der Redispatch-Maßnahme keine Bestimmung von $P_{VZ,ist}$ möglich, können 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 Anlage als Ersatzwert angenommen werden.

Wenn das Produkt $KF * P_{theo,i} * P_{vor,ist} / P_{vor,theo} * P_{theo,i}$ größer als die Nennleistung der TRAnlage bzw. die Summe der Nennleistungen der TRAnlagen hinter der Netzlokation dem Einspeisepunkt ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Summe der Nennleistung der TRAnlagen hinter der Netzlokation dem Einspeisepunkt 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. Für Windenergieanlagen auf See können auch Messwerte von FINO-Messmasten verwendet werden, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als Daten einer Referenzanlage.

⁴ 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 Daten müssen für jede Viertelstunde in einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen. ~~Bei Windenergieanlagen auf See müssen die Daten mindestens für jedes Cluster im Sinne des § 3 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetz vorliegen.~~

Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten TRAnlage 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 sind geeignete Ersatzwerte zu bilden.

3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung

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

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

P_0 : gemessener Leistungsmittelwert in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kWh

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

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

$P_{lim,i}$: Wert der Leistungslimitierung 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 Standard-Einspeiseprofil oder tagesabhängigen Einspeiseprofil zu bilanzierende Wert anzusetzen.

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-Gesetz die Daten zur Windgeschwindigkeit vorliegen. Es können

Messwerte von FINO-Messmasten verwendet werden, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als Daten einer Referenzanlage.

Anlagenbetreiber, die das Wind-Bin-Verfahren anwenden möchten, haben ihre Wahl gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber 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 Anschlussnetzbetreiber abgestimmt sind. Das gewählte Verfahren ist für das gesamte Kalenderjahr verbindlich.

3.2.3.2 Wind-Bin-Verfahren

Das Wind-Bin-Verfahren stellt eine wählbare Alternative zur Ermittlung des Korrekturfaktors im Rahmen der Spitzabrechnung dar.

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 in der Viertelstunde i in kWh

KF_{Bin} : Korrekturfaktor für das jeweilige Bin

$P_{theo,i}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert 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

$P_{bean,i}$: 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 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 Windenergieanlage im jeweiligen Wind-Bin (monatlich ermittelt)

KF_V : Verlustfaktor zur Berücksichtigung parkinterner Verluste (auf 12-Monats-Basis ermittelt)

Zur Ermittlung der Korrekturfaktoren KF_{Bin} sind die in der SCADA⁵-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 in denen der Leistungsmittelwert nicht mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt, 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 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. Hierzu 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 Windenergieanlage gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6⁶ verwendet. Es sind nur solche Bins in die Berechnung 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.

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

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

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

⁶ 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>.

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 am Übergabezählpunkt eingespeisten Energiemenge E_{Einsp} und der Summe der an den Messpunkten ermittelten Energiemengen aller Einzelanlagen $\sum E_{WEA}$ ermittelt über einen Zeitraum von zwölf Monaten.

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

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.

3-2-33.2.4 Solaranlagen

3-2-3-13.2.4.1 Spitzabrechnung

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

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

G_i : durchschnittliche Einstrahlleistung der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW/m²

$P_{VZ,ist}$: durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW

G_{VZ} : durchschnittliche Einstrahlleistung im Vergleichszeitraum in kW/m²

P_{WR} : Wechselrichterleistung in kW je TR

$P_{mbA,i}$: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in der Viertelstunde i in kW je SR wird gemäß installierter Leistung in kW je TR runtergebrochen

$P_{bean,i}$: 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

Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der TRAnlage 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 Kalendertag vor der Redispatch-Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der SRAnlage stattgefunden hat. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TRAnlagen beträgt und in denen keine Nichtbeanspruchbarkeiten oder marktbedingte Anpassungen vorliegen. Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10 % Einspeisung stattgefunden hat.

Soweit die TRSolaranlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktbedingte Anpassungmarktgetriebene Reduzierung, geplante oder nicht-geplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.

Wenn das Produkt $\frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ}} * G_i$ größer als die Nennleistung der TRAnlage bzw. die Summe der Nennleistungen der TRAnlagen hinter der Netzlokation dem Einspeisepunkt ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Summe der Nennleistung der TRAnlagen hinter der Netzlokation dem Einspeisepunkt zu begrenzen.

3.2.3-23.2.4.2 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

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

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

AF : Anlagenfaktor

P_{inst} : installierte Nennleistung; dies ist der kleinere Wert aus der Summe der Nennleistung der Module und der Summe der Nennleistung der zugeordneten Wechselrichter, in kW

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

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

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

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

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

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:

<u>Variante</u>	<u>Kurzbeschreibung</u>
Spitzabrechnung	Ex-ante-Fahrplan
Pauschal-Abrechnung	Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der <u>Redispatch-</u> Maßnahme

Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen, Anlagen im Prognosemodell der Pauschalabrechnung.

3.3.1 Spitzabrechnung

Bei der Spitzabrechnung ist die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der geplanten FahrweiseEinspeisung und der FahrweiseEinspeisung 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 in der Viertelstunde i in kWh

$P_{plan,i}$: durchschnittliche geplante Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß Ex-ante-Fahrplan 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:

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

Im Fall des negativen Redispatch:

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

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

P_0 : gemessener Leistungsmittelwert in der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme, in der uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW

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

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

$P_{lim,i}$: Wert der Leistungslimitierung 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 von TRAnlagen, die über einen Netzlokation/Netzanschlusspunkt mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt aus Anschlussleistung für diese Netzlokation der vertraglichen maximalen Wirkleistungseinspeisung dieses Netzanschlusspunkts mit einer Viertelstunde, wird die Ausfallarbeit der jeweiligen TR für diese Viertelstunde/Anlagen wie folgt bestimmt:

$$W_{A,gek,i,k} = W_{A,i,k} - \left\{ \left(\sum_{k=1}^n W_{A,i,k} \right) - P_{anschl} * \frac{1}{4} h \right\} * \frac{P_{inst,k}}{\sum_{k=1}^n P_{inst,k}}$$

$W_{A,gek,i,k}$: gekürzte Ausfallarbeit der TRAnlage k in der Viertelstunde i in kWh

$W_{A,i,k}$: Ausfallarbeit nach Kapitel 3.2 oder 3.3 der TRAnlage k in der Viertelstunde i in kWh

P_{anschl} : vertragliche oder – soweit diese kleiner ist – tatsächliche Anschlussleistung der Netzlokation, in kW; falls die Wirkleistungseinspeisung auf einer anderen Ebene als der Netzlokation beschränkt ist, ist die Formel entsprechend anzuwenden

$P_{inst,k}$: installierte Leistung der TRAnlage k in kW

n : Anzahl der TRAnlagen, die mit der Anschlussleistung mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind

Wenn die so errechnete gekürzte Ausfallarbeit für eine TRAnlage negativ wäre, beträgt die gekürzte Ausfallarbeit für diese TRAnlage null und die TRAnlage wird nicht bei der Berechnung der gekürzten Ausfallarbeit der übrigen Anlagen berücksichtigt.

Hinweis für die Konsultation

Der Vorschlag der Beschlusskammer zur Verteilung der Ausfallarbeit bei überbauten Netzanschlüssen ist in der Konsultation auf Kritik gestoßen. Diesbezüglich sei darauf hingewiesen, dass es den betroffenen Anlagenbetreibern unbenommen bleibt, im Innenverhältnis eine andere finanzielle Verrechnung zu vereinbaren.

Im Übrigen bitte die Beschlusskammer ggf. um konkrete Alternativvorschläge.

Fragen an die Branche

Sunnich Lighthouse hat in der Konsultation vorgeschlagen, bei der Quotelung nicht auf die installierte Leistung, sondern auf die theoretische Leistung abzustellen.

Wie bewerten Sie diesen Vorschlag?

E.ON hat im Nachgang zu den Workshops vorgeschlagen, den Leistungswert der Überbauung in Form von Nichtbeanspruchbarkeiten für die einzelnen SR, die an einem Netzanschlusspunkt mit Überbauung angeschlossen sind, zu übermitteln. Dies ermögliche eine flexible Aufteilung der verfügbaren Leistung auf die einzelnen Anlagen. Es sei zu bewerten, ob hierfür eine Anpassung der Datenpunkte nach dem Beschluss BK6-20-061 (Anm. BK6: entspricht Kapitel 4 der BilAReM) erforderlich wäre.

Wie bewerten Sie diesen Vorschlag? Bitte gehen Sie dabei insbesondere etwaig erforderliche Datenaustauschbedarf ein!

Zweite Konsultation

4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

Dieses Kapitel regelt in Form einer Tabelle die Datenpunktebedarfe, die Anlagenbetreiber für Redispatch-Maßnahmen, ~~die im Sinne von § 13a (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG durchgeführt werden,~~ an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln haben. Die Daten sind dabei in folgende Arten ~~von Daten~~ 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 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 Anschlussnetzbetreiber übermittelt werden muss.

Hinweis für die Konsultation

Die Beschlusskammer hat mit dem vorherigen Absatz die Regelungstechnik zur jeweils relevanten Leistungsklasse geändert und hierbei aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Darstellung im Änderungsmodus verzichtet. Dabei sind die Verpflichtungen zur Datenlieferung nach Art. 40 Abs. 5 und Art. 6 Abs. 4 lit. b SO-VO stets vorrangig. Dies wird mit dem vorstehenden Absatz für alle Datenpunkte geregelt. Eine inhaltliche Änderung ist damit grundsätzlich nicht verbunden.

Durch die geänderte Regelungstechnik ist es möglich, die Darstellung der relevanten Leistungsklassen in den einzelnen Datenpunkten zu vereinfachen. Diese Änderungen wurden der Übersicht halber nicht im Änderungsmodus hervorgehoben.

Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten wird durch die 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.

Hinweis für die Konsultation

Die Beschlusskammer beabsichtigt, an der im Workshop vorgestellten Streichung der Verpflichtung zur Lieferung von Stammdaten für nicht direktvermarktete Anlagen festzuhalten. Gleichwohl bittet sie die Netzbetreiber aufgrund der Anmerkungen im Workshop um Rückmeldung, inwieweit die bisher nach der Festlegung BK6-20-061 bestehenden Datenlieferungsverpflichtungen in der Praxis erfolgreich umgesetzt werden. Insofern ist es von Interesse, bei welchen Netzbetreibern eine Erfüllung der Datenübermittlungspflicht der betroffenen nicht direktvermarkteten Anlagen überwie-

gend stattfindet und für welche Anlagen (insbesondere Größe bzw. Anschlussleistung) dies derzeit erfolgt. Rückmeldungen für Netzgebiete, in denen eine Umsetzung nicht funktioniert, werden ebenfalls gerne entgegengenommen.

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

1. Stammdaten

1.1.	
Datum	Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare Leistung anzugeben.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P > 1 \text{ MW}$

1.2.	
Datum	Identifikator technische Ressource
Einheit	
Beschreibung	Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt.
Objekt	Jede technische Ressource
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

1.3.	
Datum	Identifikator steuerbare Ressource
Einheit	
Beschreibung	Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource anzugeben.
Objekt	Steuerbare Ressource
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

1.4.	
Datum	Wirkungsgrad des Speichers
Einheit	Prozentzahl
Beschreibung	Der Wirkungsgrad eines Speichers ergibt sich rechnerisch als Verhältnis zwischen der abrufbaren Energie und der zuvor zugeführten Energie.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen

Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW
----------------------------------	------------

1.5.	
Datum	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

1.6.	
Datum	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist die maximal mögliche Leistungsabgabe des Speichers anzugeben.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

1.7.	
Datum	Mindestbetriebszeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird
Einheit	Minuten
Beschreibung	Mindestbetriebszeit bezeichnet die Zeit, die zwischen An- und Abfahrt notwendig ist. Rampen sind davon mitumfasst.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.8.	
Datum	Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird
Einheit	Minuten
Beschreibung	Die Mindeststillstandzeit ist der typische Zeitraum, während dessen die Einheit nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.9.	
Datum	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)
Einheit	Minuten
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen <u>oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.10.	
Datum	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)
Einheit	Minuten
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen <u>oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.11.	
Datum	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)
Einheit	Minuten
Beschreibung	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Einheit zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von größer als 48 h.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen <u>oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.12.	
Datum	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)
Einheit	Minuten
Beschreibung	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Einheit zu verstehen.

	Dieses gilt für einen Stillstand der Einheit vor Anfahrt von kleiner als 48 h.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.13.	
Datum	Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung
Einheit	Minuten
Beschreibung	Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

1.14.	
Datum	Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)
Einheit	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

1.15.	
Datum	Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min
Einheit	MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

1.16.	
Datum	Art der technischen Steuerbarkeit
Einheit	% oder MW
Beschreibung	Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und SRAnlage 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
Objekt	Steuerbare Ressource
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

1.17.	
Datum	Bearbeitungszeit beim EIV
Einheit	Minuten
Beschreibung	Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer RedispatchRD -Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der SRAnlage .
Objekt	Steuerbare Ressource
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2. Planungsdaten

Frage an die Branche

In der Konsultation wurde vorgetragen, dass für sämtliche Planungsdaten eine Meldung nur auf die Ebene der SR bezogen sinnvoll sei, nicht auch auf die der einzelnen TR, da der Abruf immer auf SR-Ebene erfolge. Teilen Sie dies?

2.1.	
Datum	Wert Produktion (PROD) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Der Wert Produktion ist die Erzeugungsleistung. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.2.	
Datum	Mindestleistung Produktion (Pmin) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.3.	
Datum	Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	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, Dargebotssituation) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen

Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$
----------------------------------	-------------------------

2.4.	
Datum	Dargebotsleistung (Pdar) für SEE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Die Dargebotsleistung entspricht der von einer Windenergie- oder Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung des Dargebots des Primärenergieträgers (Wind- oder solare Strahlungsenergie) und der beanspruchbaren Leistung (P_{max}) maximal elektrisch einspeisbaren Nettowirkleistung. Die Dargebotsleistung kann maximal der beanspruchbaren Leistung entsprechen.
Objekt	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.5.	
Datum	Wert Verbrauch (VERB) einer SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung am Netzanschlusspunkt 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 $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.6.	
Datum	Minimale Entnahme (Vmin) einer SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff P_{min} in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu P_{min} sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zum Einspeisepunkt in der V_{min} enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass V_{min} betragsmäßig der Größe V_{max} entspricht.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.7.	
-------------	--

Datum	Maximale Entnahme (V_{max}) einer SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	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 zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.8.	
Datum	Positives Redispatchvermögen (+RDV) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungserhöhung einer <u>SR oder TRAnlage</u> .
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.9.	
Datum	Negatives Redispatchvermögen (-RDV) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien elektrischen Leistung einer <u>SR oder TRAnlage</u> in negativer Richtung ohne einen Eingriff in die Kraft-Wärme-Kopplung.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.10.	
Datum	Negatives Redispatchvermögen (-wRDV) für KWK-Strom im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.11.	
Datum	Positive Primärregelleistung (+PRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.12.	
Datum	Negative Primärregelleistung (-PRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.13.	
Datum	Positive Sekundärregelleistung (+aFRR) (+SRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.14.	
Datum	Negative Sekundärregelleistung (-aFRR) (-SRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.15.	
Datum	Positive Minutenreserveleistung (+mFRR) (+MRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.16.	
Datum	Negative Minutenreserveleistung (-mFRR) (-MRL) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	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.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.17.	
Datum	Positive Besicherungsleistung (+BES) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	Die positive Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.18.	
Datum	Negative Besicherungsleistung (-BES) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	a. Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung. b. Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

2.19.	
Datum	Positiver Redispatch- <u>A</u> abruf (+RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Der positive Redispatch- <u>A</u> abruf ist der angewiesene und geplante positive Redispatch- <u>A</u> abruf auf der jeweiligen <u>SR oder TRAnlage</u> . Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch- <u>A</u> abrufs, welcher angewiesen ist.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.20.	
Datum	Negativer Redispatch- <u>A</u> abruf (-RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell
Einheit	MW
Beschreibung	Der negative Redispatch- <u>A</u> abruf ist der angewiesene und geplante negative Redispatch- <u>A</u> abruf auf der jeweiligen Anlage. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch- <u>A</u> abrufs, welcher angewiesen ist.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

2.21.	
Datum	Kosten nicht-EEG-vergüteter <u>TRAnlagen</u> für SEE und SSE
Einheit	EUR/MWh
Beschreibung	Die Kosten nicht nach EEG vergüteter <u>TRAnlagen</u> ist 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 +RDV nach 2.8. b. Für -RDV nach 2.9. c. Für -wRDV nach 2.10.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen t Technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

Hinweis für die Konsultation

Auf Anregung der Übertragungsnetzbetreiber stellt die Beschlusskammer die folgenden Datenlieferpflichten für Stromspeichereinheiten im Planwertmodell zur Konsultation. Die Datenlieferpflichten dienen zum einen der besseren Prognostizierbarkeit des Verhaltens der Stromspeichereinheiten insbesondere kurz vor Erfüllungszeitpunkt. Zum andern verbessern sie die Möglichkeiten, Stromspeichereinheiten für die Engpassbeseitigung einzusetzen.

2.22.	
Datum	<u>Füllstand für SSE im Planwertmodell</u>
Einheit	<u>MWh</u>
Beschreibung	<u>Ladezustand bzw. Füllstand von SEE</u>
Objekt	<u>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	<u>$P \geq 100 \text{ kW}$</u>

2.23.	
Datum	<u>Arbeitsvolumen für SSE im Planwertmodell</u>
Einheit	<u>MWh</u>
Beschreibung	<u>Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Auspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.</u>
Objekt	<u>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	<u>$P \geq 100 \text{ kW}$</u>

2.24.	
Datum	<u>Füllstandsgrenzen für SSE im Planwertmodell</u>
Einheit	<u>MWh</u>
Beschreibung	<u>Füllstandsgrenzen jeweils für Einspeichern und Auspeichern unter Berücksichtigung von etwaigen temporären technischen Einschränkungen.</u>
Objekt	<u>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	<u>$P \geq 100 \text{ kW}$</u>

2.25.	
Datum	<u>Ausgesprochene Limitierung für SSE im Planwertmodell</u>
Einheit	<u>MW</u>
Beschreibung	<p><u>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:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf</u> • <u>Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf</u> • <u>Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf</u> • <u>Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf</u> • <u>ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen</u>
Objekt	<u>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</u>
Relevante Leistungsklasse	<u>$P \geq 100 \text{ kW}$</u>

3. Nichtbeanspruchbarkeiten

3.1.	
Datum	Nichtbeanspruchbarkeiten
Einheit	MW
Beschreibung	Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen), und sowie
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

3.2.	
Datum	Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch Anlagenbetreiber/BKV bei PV/Wind (marktbasierter Abregelung)
Einheit	MW
Beschreibung	Das Datum beschreibt die prognostizierte Leistungsänderung aufgrund einer marktlichen Steuerung der <u>SRAnlage</u> . Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind.
Objekt	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

3.3.	
Datum	<u>Im Prognosemodell:</u> Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom
Einheit	MW
Beschreibung	Nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

4. Echtzeitdaten

4.1.			
Datum	Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)		
Einheit	MW		
Beschreibung	Aktueller Status der Absenkung durch den Betreiber der technischen Ressource (BTR) aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.		
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
Relevante Leistungsklassen	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein*	Nein*

4.2.			
Datum	Wirkleistung		
Einheit	MW		
Beschreibung	Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern, direkt gemessen am Einspeisepunkt der steuerbaren Ressource.		
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
Relevante Leistungsklassen	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Nein*	Nein*

4.13.	
Datum	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern)
Einheit	MWh
Beschreibung	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. <u>Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u>
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen
Relevante Leistungsklasse	$P \geq 100 \text{ kW}$

5 Netzbetreiberkoordinierung

5.1 Stammdatenaustausch

Jeder clusternde Netzbetreiber/Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über die Stammdaten der unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen Cluster sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über Stammdaten der an sein Netz angeschlossenen Steuergruppen und steuerbaren Ressourcen sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über vertragliche Einschränkungen der Leistung der Anschlüsse 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 Netzbetreiber über Flexibilitätsbeschränkungen von Clustern, Steuergruppen und steuerbaren Ressourcen 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 Anschlussnetzbetreiber muss betroffenen Netzbetreibern die voraussichtliche Einspeisung, die theoretische Einspeisung, die Potentiale zur Wirkleistungsanpassung sowie etwaige Wirkleistungsanpassungen und ggf. Kostenblätter für jede SR oder SG ~~die voraussichtliche Einspeisung für jedes Cluster und für jede steuerbare Ressource~~ im Prognosemodell mitteilen. Ferner muss er für jede unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene ~~steuerbare Ressource~~ SR und SG im Prognosemodell die ~~ihm mitgeteilten Planungsdaten,~~ Nichtbeanspruchbarkeiten sowie marktbedingten Anpassungen in seinen Planungsdaten berücksichtigen ~~an die betroffenen Netzbetreiber weiterleiten.~~

Das Gleiche gilt für den clusternden Netzbetreiber unabhängig vom Bilanzierungsmodell in Bezug auf Cluster. Zusätzlich muss er mitteilen, wie jedes Cluster und jede steuerbare Ressource, die unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossen ist, sowie jedes Cluster, jede SG und jede ~~steuerbare Ressource~~ 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.

Die Sensitivitäten ~~technische Wirksamkeit von Anlagen~~ mit Wirkung auf nur einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber werden/wird als konstant angenommen, wenn nicht Änderungen des Schaltzustandes eine Aktualisierung erforderlich machen.

5.4 Mitteilung von Redispatch-Maßnahmen

Jeder Verteilernetzbetreiber muss geplante sowie tatsächlich angewiesene Redispatch-Maßnahmen den betroffenen Netzbetreibern 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 einen Beschaffungsvorbehalt angemeldet hat.~~

5.5 Cluster

Verteilernetzbetreiber können mehrere ~~SR steuerbare Ressourcen~~ in ein Cluster zusammenfassen. Die Rahmenbedingungen zur Bildung eines Clusters werden zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Verteilernetzbetreiber, an deren Netz für das Netzengpassmanagement ~~eines vorgelagerten Netzbetreibers der Übertragungsnetzbetreiber~~ relevante ~~Anlagen-SR~~ angeschlossen sind, sind verpflichtet, auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern Cluster zu bilden.

Für die Zusammenfassung müssen die kalkulatorischen bzw. tatsächlichen Kosten der steuerbaren Ressourcen gleich sein und die Wirksamkeiten innerhalb definierter Bänder liegen. Die Bänder für die Wirksamkeiten sind für die betroffenen ~~SR, steuerbaren Ressourcen~~ SG oder nachgelagerten Clustern und die zugrundeliegende Netztopologie zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Bei der Abstimmung zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern sind die Anforderungen aller betroffenen Netzbetreiber, insbesondere auch an auf 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 5.45 vorgesehenen Informationsaustausche erfolgen im Rahmen eines fortlaufenden Meldeprozesses. Die zeitliche Auflösung der zwischen den Netzbetreibern ausgetauschten Informationen ist viertelstündlich. ~~Initiale Meldungen sowie Aktualisierungen erfolgen stündlich zu jeder halben Stunde für die nachfolgenden 33,5 Stunden. Im Zeitbereich von weniger als zwei Stunden vor Erfüllung müssen Aktualisierungen zu jeder Viertelstunde für die folgenden zwei Stunden erfolgen.~~

6 Kommunikationsprozesse Redispatch

Die Netzbetreiber ermöglichen eine massengeschäftstaugliche Kommunikation, die mindestens die Vorgaben in diesem Kapitel umsetzt und im 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 Marktrollenbeschreibungen 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 nach der Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 aufbauen.
- 6.1.2 Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt. Der DP empfängt und übermittelt Informationen. 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 ausgetauschten Informationen weiter zu verarbeiten. Nach Abschluss des Clearings sind die Informationen nötigenfalls durch den Verantwortlichen zu aktualisieren und den Betroffenen mitzuteilen.
- 6.1.4 Die Prozesse sollen nur insoweit zwischen SR mit und ohne bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber Anlagen im Prognose- und im Planwertmodell differenzieren, wiewenn dies erforderlich oder sinnvoll ist.
- 6.1.5 Bei der Bildung von SRsteuerbaren Ressourcen, die für Redispatch-Maßnahmen Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten:
- Eine SRsteuerbare Ressource setzt sich aus mindestens einer TRtechnischen Ressource zusammen.
 - Jede TRtechnische Ressource ist genau einer SRsteuerbaren Ressource zugeordnet.
 - Wenn der Netzbetreiber 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 Marktlokation angehören.

- SR sind energieträgerscharf zu bilden.
- Alle TRtechnischen Ressourcen hinter einer Netzlokation, die derselben Marktlokation angehören, werden zu einer oder – falls steuerungstechnisch erforderlich – zu mehreren SRsteuerbaren Ressourcen zusammengefasst.
- Im Einvernehmen von ANBAnschlussnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und Lieferanten können TRtechnische Ressourcen, die verschiedenen Marktlokationen angehören, zu einer SRsteuerbaren Ressource 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 noch Lieferant eine Aufteilung fordern.
- Jede SRsteuerbare Ressource ist genau einem EIV zugeordnet.
- Für Speicher gilt: Maßgeblich für die Bildung der SR und die Zuordnung des EIV ist die MaLo, über die die Einspeisung aus dem Speicher bilanziert wird.

Hinweis für die Konsultation

Da die bislang geltende Bildungsvorschrift für SR in vielen Fällen problemlos genutzt wird und da im Workshop gefordert wurde, die Zusammenfassung von TR, die verschiedenen MaLos angehören, zuzulassen, möchte die Beschlusskammer die Möglichkeit offenlassen, bestehende SR nicht neu zu bilden, solange alle Betroffenen damit einverstanden sind. Dadurch kann unnötiger Aufwand durch die Neubildung aller SR vermieden werden. Zugleich haben die Betroffenen bei Bedarf die Möglichkeit, die Neubildung der SR zu veranlassen.

- 6.1.6 Die Marktrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Marktrolle Lieferant (LF) der jenigen betroffenen Marktlokation wahrnimmt, welcher die TR angehören, die die TR bilden, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde. ~~Es werden Regeln dafür aufgestellt, welches Unternehmen die Marktrolle EIV wahrnimmt, wenn ausnahmsweise mehr als ein LF der steuerbaren Ressource zugeordnet sind.~~
- 6.1.7 Es werden Prozesse zur Benennung, ~~und~~ 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 alle involvierten Marktrollen kommuniziert.
- ~~6.1.8 Die Identifikation von Marktakteuren und technischer Ressourcen erfolgt, soweit möglich, durch die MaStR-Nummer.~~
- 6.1.96.1.8 Auf nicht direktvermarktete Anlagen finden Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des ~~EIV, des BTR, des~~ LF oder des BKV(LF) keine Anwendung. Die freiwillige Anwendung bleibt unbenommen.

6.1.106.1.9 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).

6.1.116.1.10 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. Die Übermittlung sämtlicher Nachrichten nach dieser Festlegung ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich für die übrige Marktkommunikation in Anwendung der Festlegung BK6-21-282 in jeweils aktueller Fassung ergibt.

6.2 Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV-NB)

6.2.1 Austausch von Stammdaten

6.2.1.1 Für jedes ausgetauschte Stammdatums gibt es genau einen Verantwortlichen und mindestens einen Berechtigten. Der Verantwortliche ist derjenige Marktpartner, der gemäß Stammdatenmodell der Letztentscheider über die Richtigkeit des Werts eines Stammdatums befindet. Der für das Stammdatums 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 und diesem einen Bearbeitungsstand mitzuteilen.

6.2.1.16.2.1.2 Der Anschlussnetzbetreiber ~~verantwortet~~ verwaltet die TR-, SR- sowie SG-bezogenen anlagenbezogenen Stammdaten. ~~Er~~ und verteilt sie massengeschäftstauglich an alle betroffenen Netzbetreiber sowie die TR- und SR-bezogenen Stammdaten an den EIV.

6.2.1.26.2.1.3 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es EIV und BTR ermöglicht, die Stammdaten zu ihren TR und SR Anlagen mit Ausnahme von personenbezogenen Daten beim ANB abzufragen.

6.2.1.36.2.1.4 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es dem Berechtigten EIV ermöglichen, eine Änderung oder Ergänzung der TR- und SR-bezogenen anlagenbezogenen Stammdaten anzustoßen.

6.2.1.46.2.1.5 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 SRTR zum Bilanzierungsmodell/Planwertmodell sowie – bei Zuordnung zum Planwertmodell – zur Übermittlung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 2.3.2).

6.2.1-56.2.1.7 Clusterbezogene Stammdaten werden vom clusternden Netzbetreiber verantwortet.

6.2.2 Austausch von Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen

6.2.2.1 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Planungsdaten für SRAnlagen im Planwertmodell vorgesehen.

6.2.2.2 Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen für Anlagen, die nicht im Planwertmodell sind, vorgesehen.

6.2.2.3 Es werden Prozesse 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.

6.3 Abrufprozesse

6.3.1 ~~Die~~ Abrufprozesse im Prognosemodell sehensieht vor, dass in der Regel spätestens {30} Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs ~~der Netzbetreiber~~ die Information nach § 13a Abs. 1a Satz- 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz- 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG dem LF zugeht vornimmt. 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 genau einmal je Redispatch-Maßnahme.

Hinweis für die Konsultation

Die Beschlusskammer hat unter 6.3.1 den letzten Satz ergänzt. Hintergrund sind Berichte, wonach teilweise für eine einzelne Redispatch-Maßnahme eine Vielzahl von Abruf-Informationen gesendet werden. Diese Praxis ist nach Einschätzung der Beschlusskammer nicht zielführend. Denn die Abruf-Information erfordern eine Reaktion bei der Vermarktung der Anlagen, auch wenn sie später durch aktualisierte Abruf-Informationen korrigiert werden. Dies erzeugt unnötigen Aufwand beim Vermarkter.

Durch die Vorgabe soll nicht die Möglichkeit verschlossen werden, Abrufe notfalls zu korrigieren. Es wird lediglich vorgegeben, dass die „Korrektur“ nicht der Regelprozess sein darf.

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 Wechseln 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 AusfallarbeitAbrechnung

6.4.1 Die Prozesse zur Abstimmung der AusfallarbeitAbrechnungsprozesse ermöglichen die TR-scharfeanlagenscharfe Feststellung der Ausfallarbeit einer Redispatch-Maßnahme-Abrufs 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 AusfallarbeitAbrechnungsprozesse ermöglichen ein massengeschäftstaugliches Clearing.

6.4.3 Die Fristen der Prozesse zur Abstimmung der AusfallarbeitAbrechnungsprozesse sind so zu gestalten, dass spätestens zum Ende des [dritten] Monats 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 zum Informationsaustausch im Zusammenhang mit der vereinfachten Spitzabrechnung vorsehen, 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 Übertragungsnetzbetreiber machen nach Konsultation mit den VNB und sonstigen Marktrollen Vorgaben, welche Anforderungen ~~eine geeignete Testumgebung bei Tests~~ mindestens erfüllen werden müssen~~muss~~.

6.5.3 Es werden Prozesse bereitgestellt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen.

6.5.4 Die Netzbetreiber beobachten die Qualität der Redispatch-Erbringung und der Umsetzung von Anforderungen nach § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG.

Zweite Konsultation

Hinweis für die Konsultation

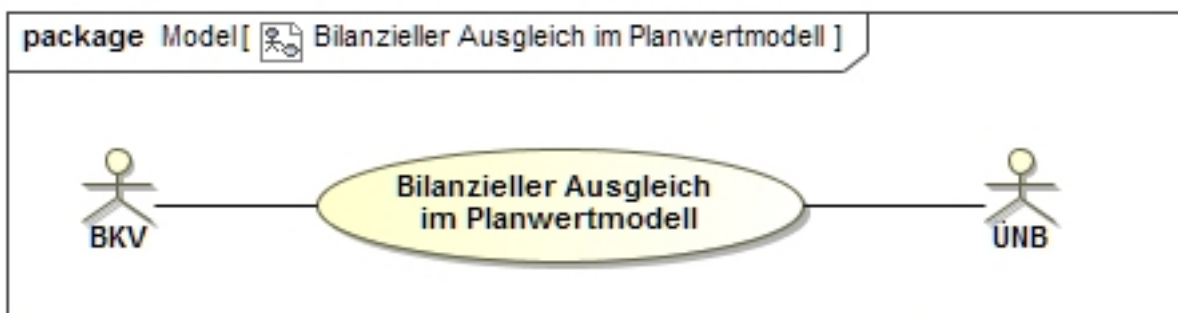
Die folgenden Prozesse werden der Übersicht halber aus der MaBiS herausgenommen und als Kapitel 7 hier eingefügt (ohne Änderungsmodus). Perspektivisch werden sie durch die in Kapitel 6.4 erwähnten Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit ersetzt werden.

7 Austauschprozesse für den bilanziellen Ausgleich im Rahmen des Redispatch

7.1 Bilanzieller Ausgleich

7.1.1 Use-Case: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell

Der bilanzielle Ausgleichsprozess bei Planungsdatenlieferung erfolgt nach den allgemein gültigen Regeln des Fahrplanwesens, die im Detail in der Prozessbeschreibung „Fahrplananmeldung in Deutschland“⁷ festgelegt sind.



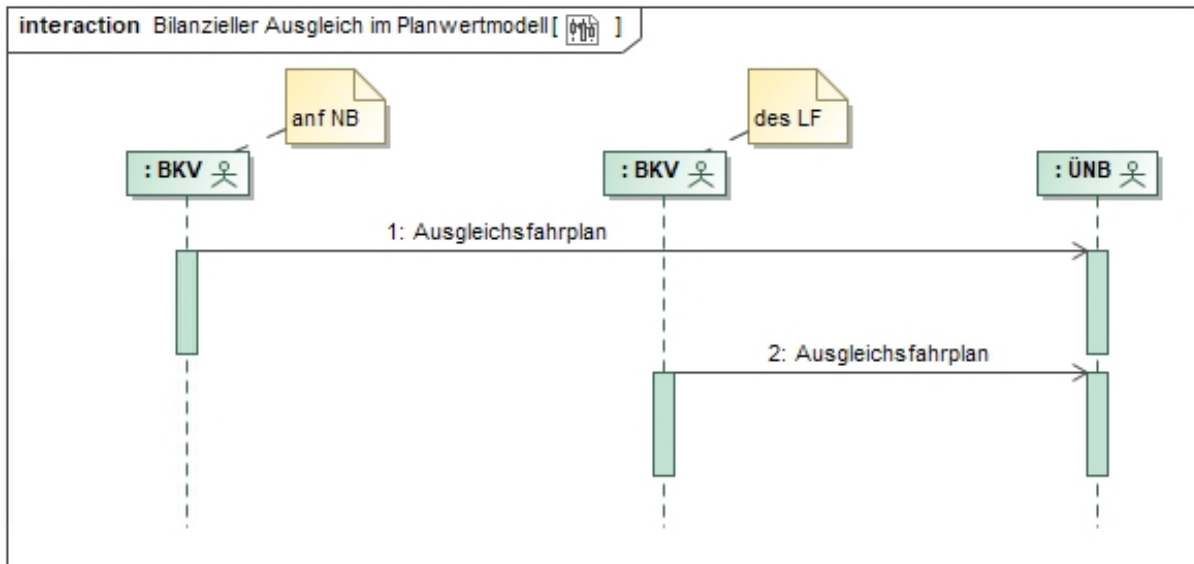
7.1.1.1 UC: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell

Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell
Prozessziel	Die BKV (des anfordernden NB und des LF) haben die Fahrpläne an den ÜNB übermittelt.
Use-Case-Beschreibung	Die BKV melden beide die auszutauschende Energie über Bilanzkreisfahrpläne. Der ÜNB wendet die Fahrplanregeln an.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • BKV • ÜNB
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Die im Planungsprozess abgestimmte Menge des bilanziellen Ausgleichs wurde zwischen dem BKV (des anfNB) und dem BKV (des LF) über Bilanzkreisfahrpläne ausgetauscht. • Der anfordernde NB hat den anweisenden NB aufgefordert, RD für ihn durchzuführen (Netzbetreiberkoordinierungsprozess). • Der BKV (LF) hat die benötigten Informationen aus den Abrufprozessen erhalten.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--

⁷ vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-061/BK6-18-061_prozessbeschreibung_fahrplananmeldung.pdf?__blob=publicationFile&v=1

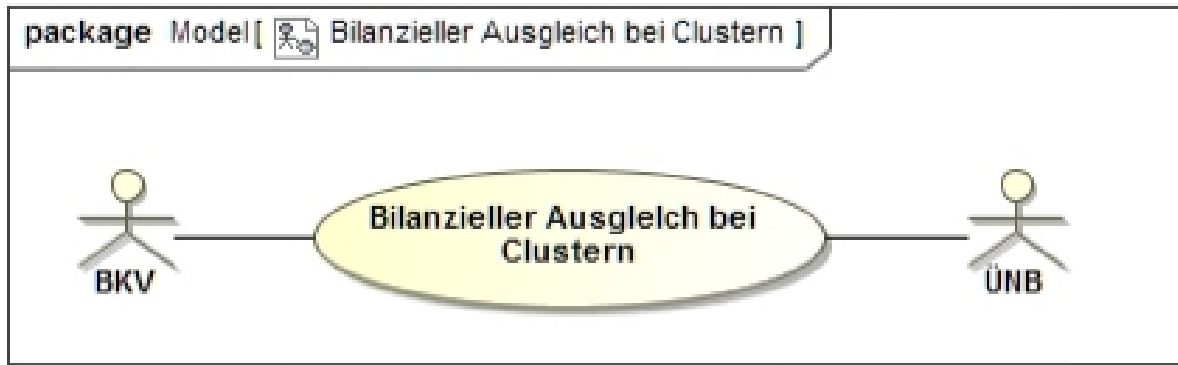
Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Fahrplanmeldungen der BKV beim ÜNB stimmen nicht überein.
Weitere Anforderungen	--

7.1.1.2 SD: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	--
2	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	--

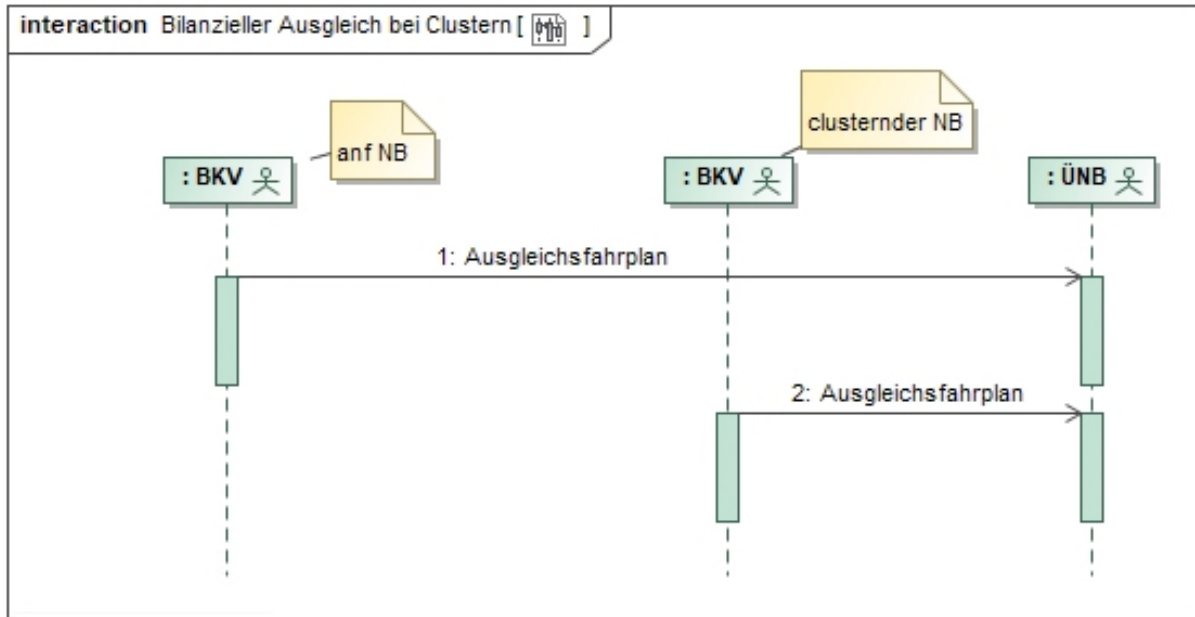
7.1.2 Use-Case: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern



7.1.2.1 UC: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern

Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich bei Clustern
Prozessziel	Abgestimmte Fahrpläne werden dem ÜNB übermittelt.
Use-Case-Beschreibung	Die BKV melden beide die auszutauschende Energie über Bilanzkreisfahrpläne. Der ÜNB wendet die Fahrplanregeln an.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • BKV • ÜNB
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Die im Planungsprozess abgestimmte Menge des bilanziellen Ausgleichs wurde zwischen dem BKV (des anfordernden NB) und dem BKV (des clusternden NB) über Bilanzkreisfahrpläne ausgetauscht. • Der anfordernde NB hat den clusternden NB aufgefordert, RD für ihn durchzuführen (Netzbetreiberkoordinierungsprozess). • Der anweisende NB hat den BKV (des clusternden NB) über die Menge des RD-Abrufs informiert (Netzbetreiberkoordinierungsprozess).
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der clusternde NB kann nun den bilanziellen Ausgleich des anfordernden NB auf die SR (Planwert- und Prognosemodell, Cluster) nach den Regeln des dafür nötigen bilanziellen Ausgleichs verteilen.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Fahrplanmeldungen der BKV beim ÜNB stimmen nicht überein.
Weitere Anforderungen	--

7.1.2.2 SD: Bilanzieller Ausgleich bei Clustern

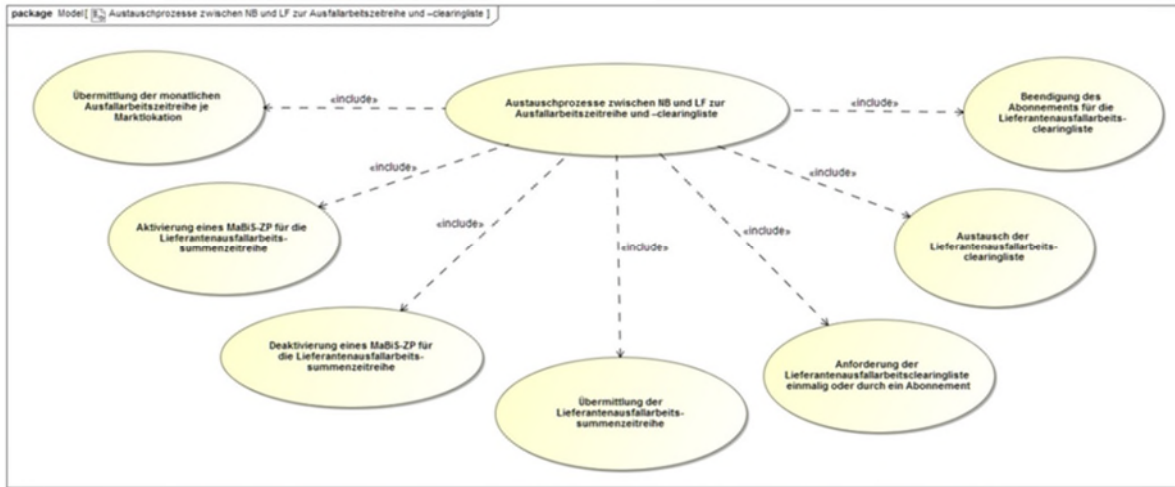


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	--
2	Ausgleichsfahrplan	Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag.	--

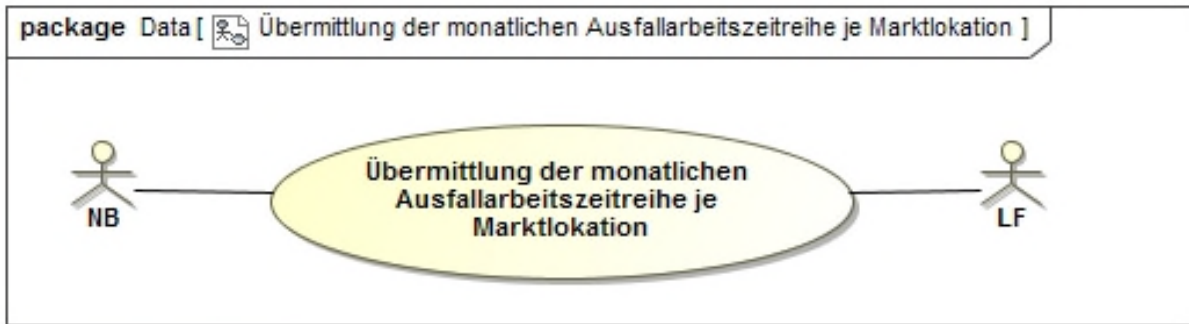
Zweite Konsultation

7.2 Bilanzierungsprozesse

7.2.1 Austauschprozesse zwischen NB und LF zur Ausfallarbeitszeitreihe und -clearingliste



7.2.1.1 Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation

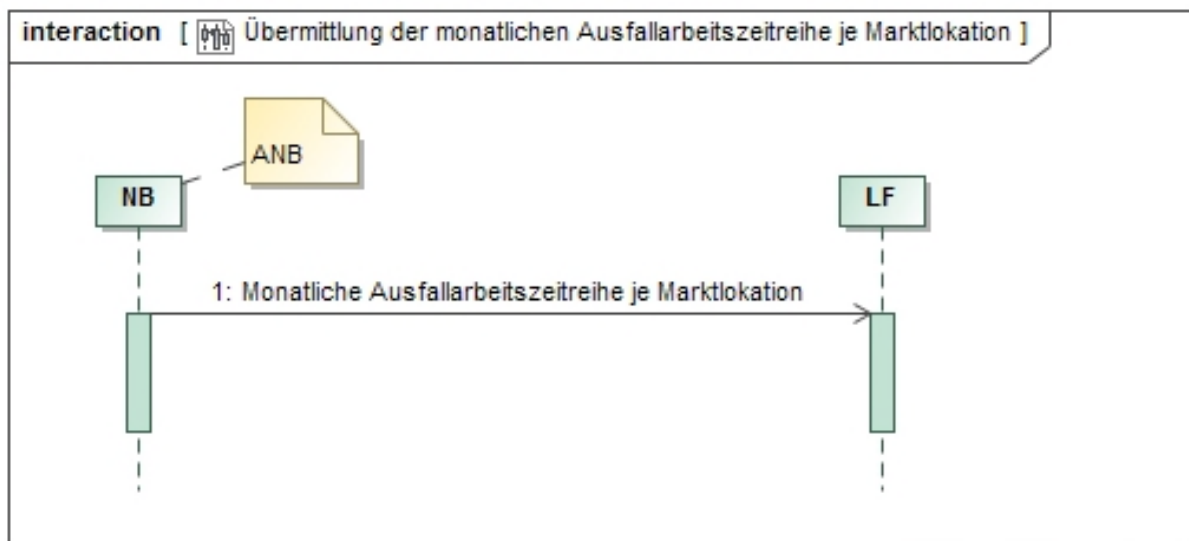


7.2.1.1.1 UC: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation

Use-Case-Name	Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation
Prozessziel	Dem LF liegt die Ausfallarbeitszeitreihe der Marktlokation vom ANB vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem LF die Ausfallarbeitszeitreihe der ihm zugeordneten Marktlokation, welche von einer Redispatch-Maßnahme betroffen ist. Die Ausfallarbeit pro TR wird je Marktlokation aggregiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Ausfallarbeit der TR liegt vor. • Die Marktlokation des LF ist von einer Redispatch-Maßnahme des NB betroffen.
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse können stattfinden.

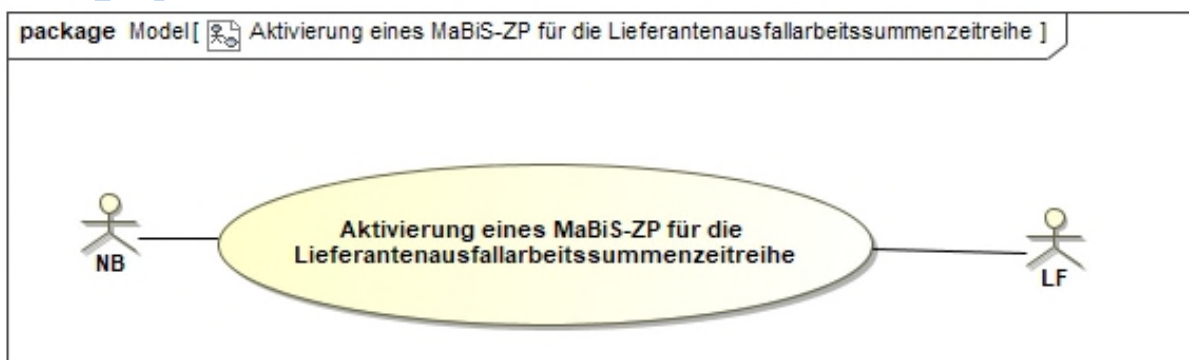
Use-Case-Name	Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation
	<ul style="list-style-type: none"> Zudem kann der LF die Lieferantenausfallarbeitszeitsummenzeitreihe (LF-AASZR) nach dem Bilanzierungsmonat prüfen.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	Es wurden keine Ausfallarbeitszeitreihen der Marktlokation vom NB an LF übermittelt.
Weitere Anforderungen	--

7.2.1.1.2 SD: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Monatliche Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation	Bis zum 8. WT im Folgemonat, spätestens mit Versand der LF-AASZR.	--

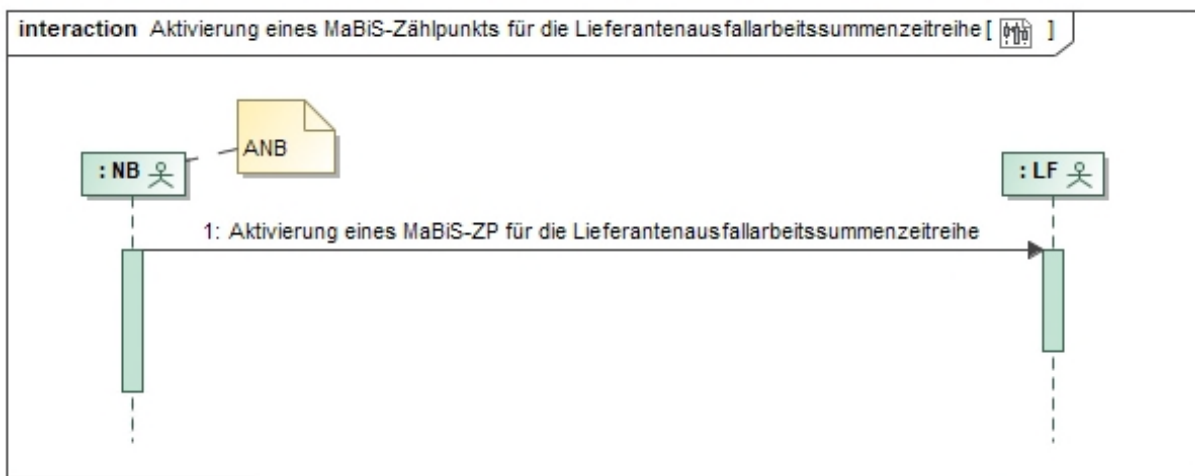
7.2.1.2 Use-Case: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitszeitsummenzeitreihe



7.2.1.2.1 UC: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

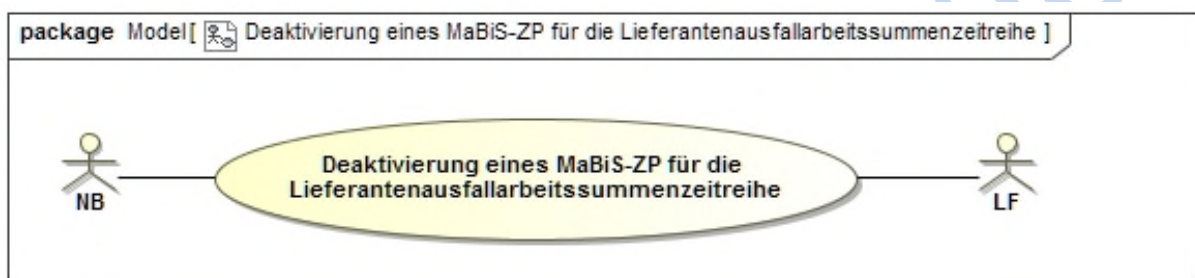
Use-Case-Name	Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
Prozessziel	Der NB hat den MaBiS-ZP für die entsprechende LF-AASZR beim LF aktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der NB aktiviert einen MaBiS-ZP einer LF-AASZR und sendet die entsprechende Information an den LF.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Zuordnungsermächtigung liegt vor. • Der NB hat die erste Marktlokation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen, einer Kombination aus BK, BG und LF, dem LF zugeordnet, für die noch kein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist.
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Der LF kann die LF-AASZR diesem MaBiS-ZP zuordnen. • Der LF kann die Weiterleitung des zu aktivierenden MaBiS-ZP an den BKV anstoßen oder • Im Fehlerfall kann der LF den Clearingprozess mit dem NB einleiten.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

7.2.1.2.2 SD: Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Aktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	Unverzüglich nach der Zuordnung der ersten Marktlokation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen, wenn für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF noch kein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem erforderlichen Versand der LF-AASZR.	--

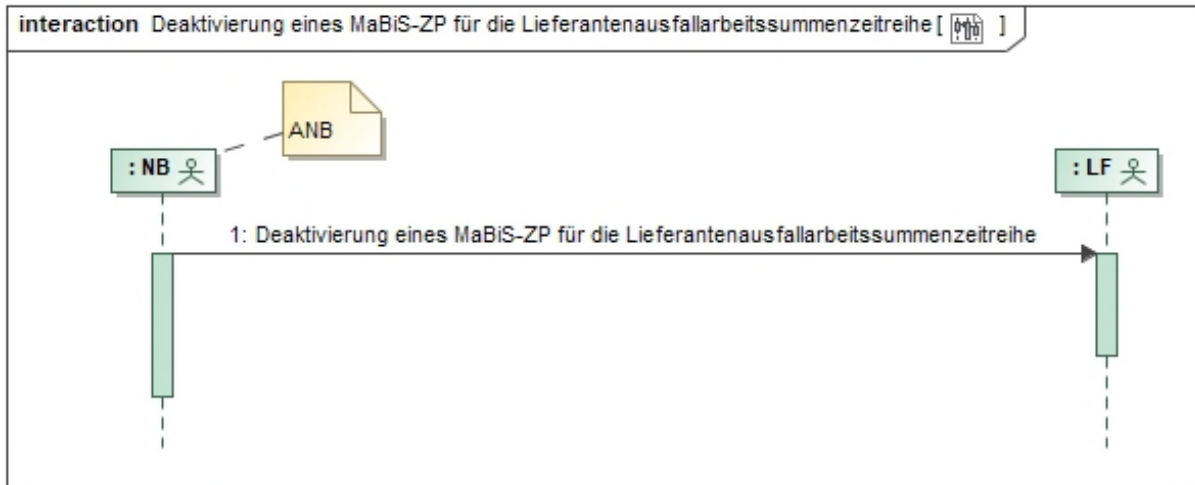
7.2.1.3 Use-Case: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



7.2.1.3.1 UC: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

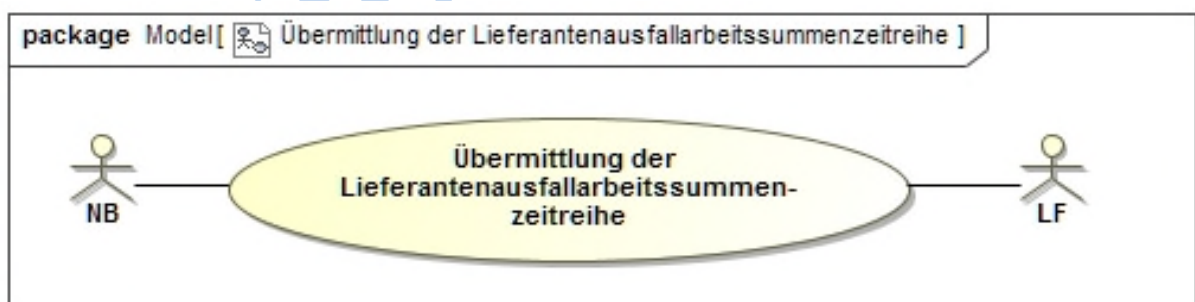
Use-Case-Name	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
Prozessziel	Der NB hat den MaBiS-ZP für die LF-AASZR beim LF deaktiviert.
Use-Case-Beschreibung	Der NB deaktiviert den aktivierten MaBiS-ZP für die LF-AASZR und sendet die entsprechende Information an den LF.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Der NB hat die Zuordnung der letzten Marktlokation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen beim LF beendet, für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF ein MaBiS-ZP für die LF-AASZR aktiviert ist.
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Der LF kann die Weiterleitung des deaktivierten MaBiS-ZP an den BKV anstoßen oder • Im Fehlerfall kann der LF den Clearingprozess mit dem NB einleiten.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	Der MaBiS-ZP kann bis zu einer erneuten Aktivierung für die LF-AASZR nach dem Deaktivierungszeitpunkt nicht mehr verwendet werden.

7.2.1.3.2 SD: Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Deaktivierung eines MaBiS-ZP für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe	Unverzüglich nach Beendigung der Zuordnung der letzten Marktlotation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen, wenn für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und LF, für die ein MaBiS-ZP für die AASZR aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem andernfalls erforderlichen Versand der LF-AASZR.	--

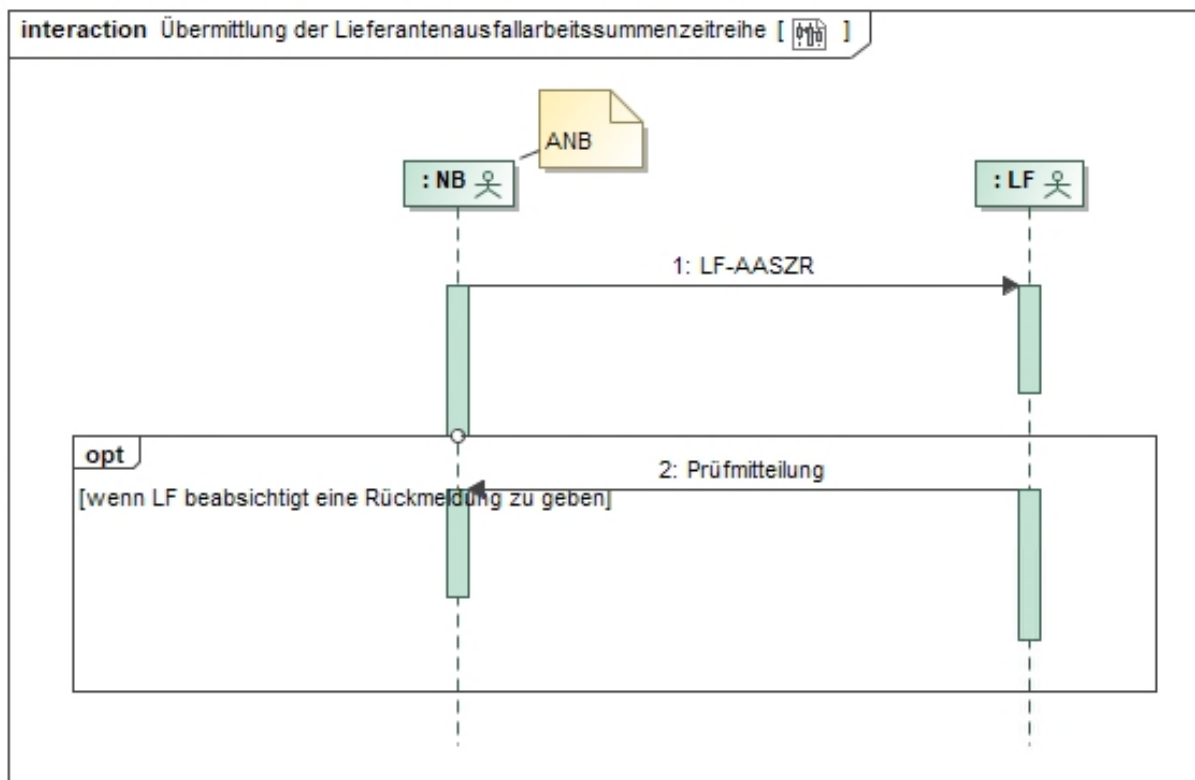
7.2.1.4 Use-Case: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



7.2.1.4.1 UC: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe

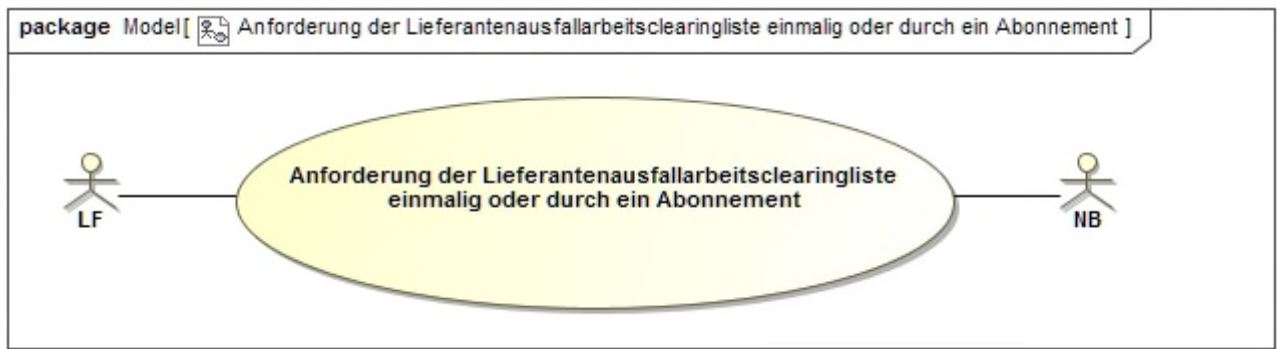
Use-Case-Name	Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe
Prozessziel	Dem LF liegt die LF-AASZR vom NB vor. Zudem kann dem NB ein Prüfergebnis mittels Prüfmitteilung vom LF über die LF-AASZR vorliegen.
Use-Case-Beschreibung	Der NB liefert an den LF für den Bilanzierungsmonat zu jedem aktivierten MaBiS-ZP die LF-AASZR. Der LF prüft die LF-AASZR und kann bei Bedarf mit Hilfe der Prüfmitteilung das Prüfergebnis dem NB mitteilen. Die Ausfallarbeit pro TR wird je Marktlokation aggregiert und über alle Marktlokationen des jeweiligen Lieferanten je Bilanzkreis aufsummiert.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingung	Der NB hat den ZP für die LF-AASZR für den betrachteten Zeitraum aktiviert.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

7.2.1.4.2 SD: Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	LF-AASZR	Unverzüglich nach Ermittlung, jedoch spätestens mit dem Versand der zugehörigen AAÜZ.	--
2	Prüfmitteilung	--	Der LF kann nach Erhalt der LF-AASZR eine positive bzw. negative Prüfmitteilung übermitteln. Die negative Antwort gibt dem NB erste Hinweise zur Fehlerklärung.

7.2.1.5 Use-Case: Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement

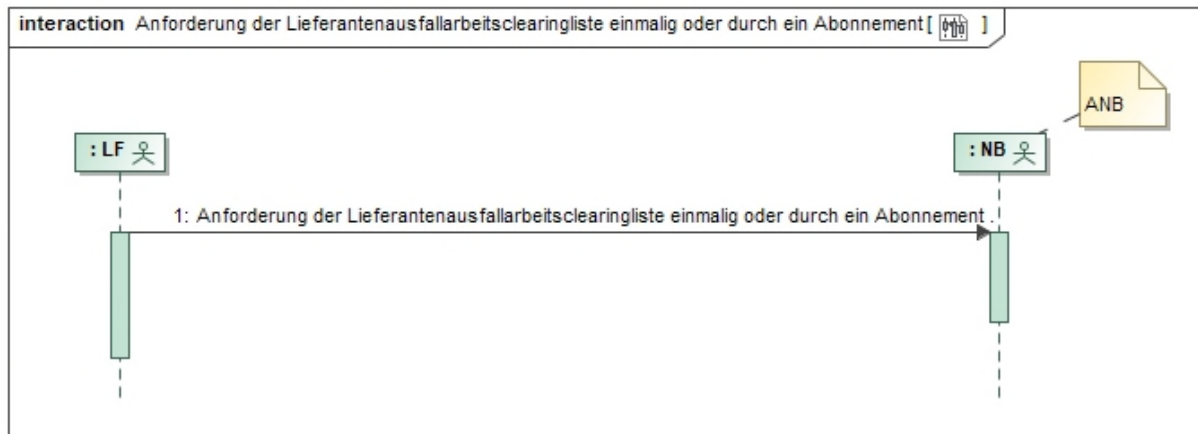


7.2.1.5.1 UC: Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement

Use-Case-Name	Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement
Prozessziel	Der NB kann den Prozess „Übermittlung der LF-AASZR“ starten (einmalig oder als Abonnement).
Use-Case-Beschreibung	Der LF fordert an bzw. abonniert bei Bedarf die LF-AACL vom NB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingung	Bei Einzelanforderung: <ul style="list-style-type: none"> • Dem LF liegt die LF-AASZR vom NB vor. • Der LF kennt den MaBiS-ZP der LF-AASZR. Bei Abonnement: Der LF kennt den MaBiS-ZP der LF-AASZR.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--

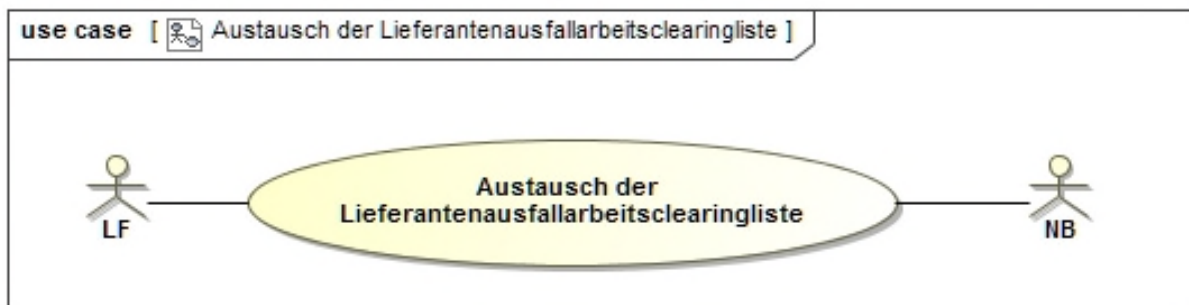
Use-Case-Name	Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement
Weitere Anforderungen	Wird bei einem bestehenden Abonnement ein Abonnement erneut angefordert, bezieht sich der Empfänger des Abonnements ab dem Zeitpunkt des Eingangs in allen daraus resultierenden LF-AACL auf das neue Abonnement.

7.2.1.5.2 SD: Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Anforderung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste einmalig oder durch ein Abonnement	--	--

7.2.1.6 Use-Case: Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

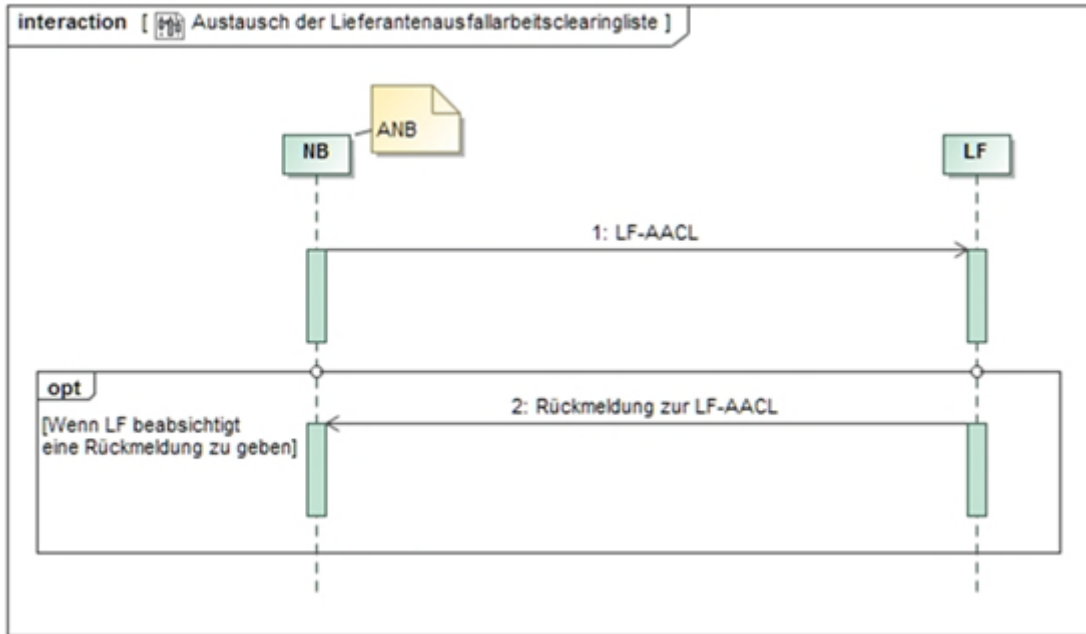


7.2.1.6.1 UC: Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

Use-Case-Name	Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
Prozessziel	<p>Dem LF liegt die angeforderte Lieferantenausfallarbeitsclearingliste (LF-AACL) vor.</p> <p>Falls die LF-AACL abonniert wurde, ist der LF als Abonnent der LF-AACL beim NB registriert.</p>
Use-Case-Beschreibung	<p>Der NB erstellt auf Basis der LF-AASZR zugeordneten Marktlokationen die LF-AACL und versendet diese an den LF.</p> <p>Der LF hat die Möglichkeit, die LF-AASZR anhand der Daten der LF-AACL zu plausibilisieren.</p> <p>Zu jeder LF-AASZR wird eine LF-AACL erstellt und kann auch separat angefordert werden.</p> <p>Ggf. liegt dem NB die Rückmeldung des LF zur versandten LF-AACL vor.</p>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Dem LF liegt die LF-AASZR vom NB vor. • Der LF kennt den MaBiS-ZP der LF-AASZR.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

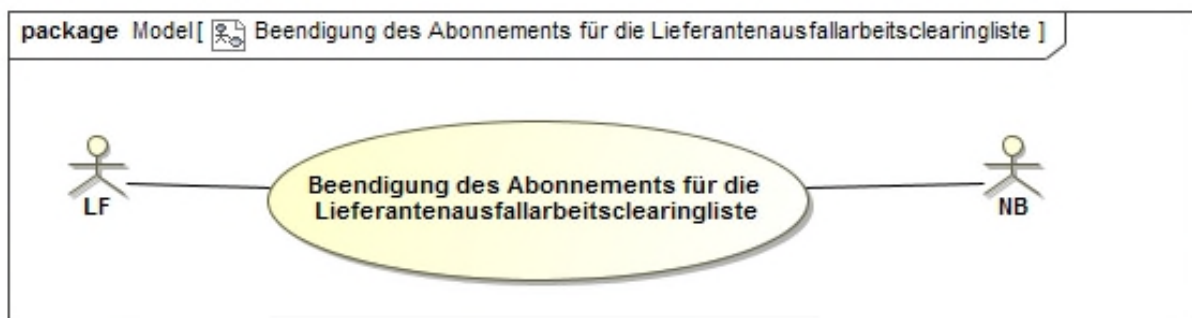
Zweite

7.2.1.6.2 SD: Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	LF-AACL	1 WT nach Erhalt der Einzelanforderung sowie bei Abonnements unverzüglich nach Übermittlung der LF-AASZR	--
2	Rückmeldung zur LF-AACL	--	Im Bedarfsfall Korrekturliste zur LF-AACL.

7.2.1.7 Use-Case: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

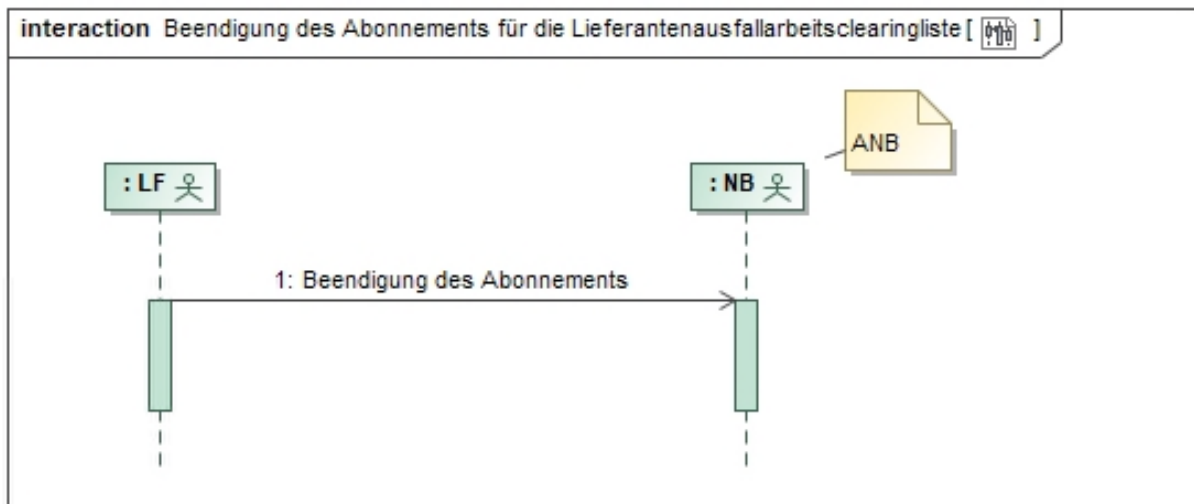


7.2.1.7.1 UC: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste

Use-Case-Name	Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
Prozessziel	Der NB hat das Abonnement für die LF-AACL für den LF beendet.

Use-Case-Name	Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste
Use-Case-Beschreibung	Der LF beendet das Abonnement der LF-AACL gegenüber dem NB.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • LF
Vorbedingung	Für die LF-AACL besteht beim NB ein Abonnement des LF.
Nachbedingung im Erfolgsfall	--
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

7.2.1.7.2 SD: Beendigung des Abonnements für die Lieferantenausfallarbeitsclearingliste



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Beendigung des Abonnements	--	Das Abonnement der LF-CL kann jederzeit mit Angabe des Monats, für den die LF-AACL letztmalig übermittelt werden soll, beendet werden.