Berlin, 6. November 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Anwendungshilfe

Rahmendokument für die Weiterentwicklung des Redispatch 2.0

ENTWURF

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	**Einleitung**	**9**
2	**Definitionen und Abkürzungen**	**10**
2.1	Rollen und Ausprägungsart	10
2.2	Objekte und Gebiete	16
2.2.1	**Neue Bildungsregel SR gemäß Kap. 6.1.5 BilAReM**	19
2.2.1.1	**Begründung SR**	20
2.2.2	Ergänzende Hinweise zu Steuergruppen	21
2.2.3	**Ergänzende Hinweise zu Cluster-Ressourcen**	22
2.3	Weitere Bezeichnungen und Definitionen	23
2.4	Liste der Synonyme	35
3	**Basisdatenaustausch**	**36**
3.1	Stammdaten	37
3.1.1	**Grundlegende Regelungen**	37
3.1.1.1	**Verantwortlichkeiten / Berechtigungen**	37
3.1.1.2	**Umfang der Stammdatennachricht**	37
3.1.1.3	**Änderungszeitpunkte der Stammdatenwerte**	38
3.1.2	**Grundzuständiger EIV im Stammdatenprozess**	38
3.1.3	**Stammdaten für SR oder für die einzelnen enthaltenen TR**	39
3.1.4	**Stammdaten für SG**	48
3.1.5	**Stammdaten für CR**	48
3.2	Planungsdaten	48
3.2.1	Regeln für die Erstellung der Planungsdaten	63
3.2.1.1	Abhängigkeiten der einzelnen Planungsdaten zueinander	63
3.2.1.2	Anpassungen der Planungsdaten aufgrund einer RD-Maßnahme	66
3.2.1.3	Aktualisierung der Planungsdaten bei vorliegenden und unveränderten RD-Maßnahmen	70

ENTWURF

42 3.2.2 Planungsdatenlieferung für SR im Planwertmodell durch den EIV 72
43 3.2.3 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell 72
44 3.2.3.1 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell durch den EIV 72
45 3.2.3.2 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell durch den NB 73
46 3.2.4 Planungsdatenlieferung für SG durch den NB 73
47 3.2.5 Planungsdatenlieferung für CR durch den NB 74
48 3.2.6 Geplante und angeforderte/bestätigte Redispatch-Maßnahmen (GRM und ARM) 76
49 3.3 Nichtbeanspruchbarkeiten 76
50 3.4 Selbstversorgung 78
51 3.5 Marktbedingte Anpassungen 80
52 3.6 Flexibilitätsbeschränkungen 80
53 3.7 Sensitivitäten 82
54 3.8 Kostenblätter 83
55 3.9 Echtzeitdaten 85
56 3.10 Beschaffungsvorbehalt 86
57 3.11 Übermittlung von meteorologischen Daten 86
58 3.12 Übersicht des Datenaustauschs inkl. Verantwortlichkeiten 86
59 3.13 Nicht durch die Marktkommunikationsprozesse abgedeckter Informationsastausch
60 88

61 **4 Abrufe 89**
62 4.1 Gesamtüberblick 89
63 4.1.1 Anforderungen von Abrufobjekten SR, SG und CR 89
64 4.1.2 Aktivierung und Rückmeldung 91
65 4.1.3 Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell 98
66 4.1.3.1 Information über den bilanziellen Ausgleich (IBA) 98
67 4.1.3.2 Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich (IABA) 100
68 4.2 Abrufe zwischen Netzbetreibern 102

[ENTWURF]

69	4.2.1	Anforderungs- und Anweisungszeitpunkt	102
70	4.2.1.1	Technische Vorlaufzeit im Sinne der operativen Netzführung	102
71	4.2.1.2	Abruffristen im Sinne der Allokation netzwirtschaftlicher Verantwortung	103
72	4.2.2	Information über Abruf	106
73	4.2.3	Umgang mit mehreren anfNB	107
74	4.2.4	Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell	108
75	4.2.5	Abruf einer SR in der ÜNB-Vermarktung	108
76	4.3	Abrufarten zwischen NB und EIV	108
77	4.3.1	Aufforderungsfall	109
78	4.3.2	Duldungsfall	110
79	4.3.3	Abrufe außerhalb des RDV („Sonderredispatch“)	111
80	**5**	**Bilanzierung**	**112**
81	5.1	Bilanzierungsmodelle	112
82	**5.1.1**	**Planwertmodell**	112
83	**5.1.1.1**	**Anwendungsbereich**	113
84	**5.1.1.2**	**Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs**	113
85	**5.1.1.3**	**Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich**	113
86	**5.1.2**	**Prognosemodell**	114
87	5.2	Überführung ins Planwertmodell	115
88	**5.2.1**	**Auswahl von SR**	115
89	5.2.2	Zuordnungsverfahren	115
90	**5.2.3**	**Konkretisierungen zur Überführung ins Planwertmodell**	116
91	**6**	**Ausfallarbeit und Abrechnung**	**118**
92	6.1	Ausfallarbeit	118
93	**6.1.1**	**Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung**	118
94	**6.1.2**	**Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung**	120
95	**6.1.2.1**	**Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung**	120

[ENTWURF]

6.1.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See ... 121

6.1.2.3 Windenergieanlagen auf See ... 124

6.1.2.4 Solaranlagen ... 127

6.1.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung ... 130

6.1.3.1 Spitzabrechnung ... 130

6.1.3.2 Pauschalabrechnung ... 131

6.1.4 Überbauung von Anschlüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz ... 132

6.1.5 Festlegung von Clearinggrenzen und -gründen für die Ausfallarbeitsabstimmung zwischen VNB-BTR bzw. ÜNB-BTR ... 133

6.1.6 Abrechnungsrelevanz ... 134

6.2 Abrechnung ... 134

6.2.1 Abrechnung zwischen AB und ANB ... 135

6.2.2 NB-NB-Abrechnung ... 136

7 Qualitätssicherung ... 137

7.1 Status Request (SRQ) - Kommunikationstest zur Ermittlung der Erreichbarkeit im Redispatch 2.0 ... 137

7.2 Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen ... 137

7.3 Testsysteme ... 138

8 Speicher ... 139

8.1 Herausforderungen, Ziele und Grundlagen ... 139

8.1.1 Aktuelle Herausforderungen ... 139

8.1.2 Ziele ... 139

8.2 SR-Bildungsregeln ... 140

8.2.1 Herausforderung und Implikationen der verschiedenen Fallkonstellationen für die SR-Bildung ... 140

8.2.2 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen: ... 141

8.2.3 Lösungsraum ... 141

ENTWURF

124 8.2.3.1 Verallgemeinerte SR-Bildungsregeln 142
125 8.3 Stammdaten 144
126 **8.3.1 Begründung für zusätzliche Stammdatenpunkte für Speicher** 144
127 **8.3.1.1 Werteverzehr** 144
128 **8.3.1.2 Jahresbetriebsstunden** 145
129 **8.3.1.3 Speicherzyklen-Begrenzung** 145
130 **8.3.2 Erläuterungen zu den spezifischen Stammdaten für Speicher** 146
131 8.3.2.1 Nutzbare Kapazität 146
132 8.3.2.2 Wirkungsgrad 146
133 8.4 Planungsdaten 147
134 **8.4.1 Erläuterungen zu den spezifischen Planungsdaten für Speicher** 149
135 **8.4.1.1 Füllstand für SSE [MWh]** 149
136 **8.4.1.2 Arbeitsvolumen und Füllstandgrenzen für SSE [MWh] (4.2.23)** 150
137 **8.4.1.3 Zyklenrestriktion für SSE [MWh] (3.2.1.26)** 153
138 **8.4.2 Weitere ergänzende Erläuterungen für Speicher:** 153
139 **8.4.3 Umgang mit Planungsdaten bei Speicher-Clustern** 153
140 8.5 Kostenblätter bei Speichern 154
141 8.6 Abrufe von Speichern (Limitierungen) 154
142 8.7 Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell und finanzielle Korrektur bei SR, die nicht
143 allein aus TR-SSE bestehen 157
144 **8.7.1 SR bestehend aus TR-SSE sowie TR-SEE** 158
145 **8.7.2 SR bestehend aus TR-SSE sowie SVE** 158
146 **8.7.3 SR bestehend aus TR-SSE sowie SVE und TR-SEE** 158
147 8.8 Ausfallarbeitsberechnung 159
148 **8.8.1 Anteilige Ermittlung der Planungsdaten** 159
149 **8.8.2 Ermittlung der TR-spezifischen Ausfallarbeit** 159
150 8.8.3 Ausfallarbeit ohne separate Messung der Energieträger 161

ENTWURF

151	8.9	Abrechnung	162
152	**9**	**Preislimitierte Vermarktung**	**163**
153	**A.**	**Anhang NKK**	**164**
154	A 1	Gesamtprozess für NB ohne Engpässe	164
155	A 2	Beispiel Cluster	169
156	A 3	Beispiele für End to End Abruffristen	170
157	**A 3.1**	**SR anfNB anwNB und EIV**	170
158	**A 3.2**	**CR SR anfNB cNB anwNB und EIV**	174
159	A 4	Beispiele Flexibilitätsbeschränkungen	178
160	A 5	Beispiele Planungsdatenanpassungen bei Deltaabrufen auf SR	182
161	A 6	Beispiele Planungsdatenanpassungen bei Abrufen von CR	183
162	**A 6.1**	**Szenario 1: vorgelagerter NB fordert CR an**	184
163	**A 6.2**	**Szenario 2: cNB fordert AO der CR an**	186
164	**A 6.3**	**Szenario 3: nachgelagerter NB fordert AO des CR an**	189
165	**A 6.4**	**Szenario 4: nachgelagerter cNB1 fordert CR2 des cNB2 an**	192
166	**B.**	**Anhang - Prüfregeln**	**196**
167	B 1	Prüfregeln Qualitätssicherung für Planungsdaten	196
168 169	B 2	Prüfregeln Qualitätssicherung für marktbedingte Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten	207
170	**C.**	**Anhang Speicher**	**210**
171	C 1	Beispielhafte SR-Bildungen	210
172	**C 1.1**	**Graustromspeicher Standalone**	210
173	**C 1.2**	**Graustromspeicher Colocation – Verbrauch**	210
174	**C 1.3**	**Graustromspeicher Colocation – Erzeugung**	211
175	**C 1.4**	**Grünstromspeicher**	211
176	C 2	Fallbeispiel: Planungsdaten eines Speichers vor und nach Redispatch	212

ENTWURF

C 2.1 Annahmen 212
C 2.2 Berechnungslogik 213
C 2.3 Arbeitsvolumenpuffer 213
C 2.4 Planungsdaten vor Redispatch 215
C 2.5 Redispatch-Abruf 216
C 2.6 Planungsdaten nach Redispatch 216
C 2.7 Vergleich am Ende der Redispatch-Maßnahme 217
C 2.8 Zulässigkeitsprüfung 218
C 2.9 Ergebnis 219

ENTWURF

1 Einleitung

Mit den vorliegenden Dokumenten werden die Vorgaben und Prozesse des Redispatch 2.0 auf Grundlage der Festlegung BK6-23-241 („Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen, BilAReM) der Bundesnetzagentur fortentwickelt. Grundlage hierfür bilden das vom BDEW veröffentlichte Status-quo-Prozessdokument sowie das Status-quo-Rahmendokument. Aufbauend auf diesen Dokumenten und den Vorgaben der Festlegung BK6-23-241 werden die im Festlegungsverfahren beschlossenen Weiterentwicklungen der Redispatch-2.0-Prozesse im Rahmendokument sowie im ergänzenden Prozessdokument beschrieben. Dieses Rahmendokument und das ergänzende Prozessdokument bilden künftig die maßgeblichen Grundlagen für die Umsetzung des weiterentwickelten Redispatch-2.0.

Ein erfolgreicher Datenaustausch zwischen den Akteuren ist Grundlage für die Redispatch-Prozesse, es werden daher folgende Aspekte vorausgesetzt:

- Beteiligte kommen ihren rechtlich definierten Mitwirkungspflichten nach.
- Alle beteiligten Marktpartner tauschen alle erforderlichen Daten transparent und in bestmöglicher Qualität untereinander aus.
- Die Prozesse zur Netzzustandsprognose und Datenaustausche sind, wo erforderlich, etabliert.
- Die erforderlichen Datenwege und IT-Systeme sind technisch verfügbar.

ENTWURF

Hinweis: Einigen sich alle Betroffenen von den hier beschriebenen Prozessen abzuweichen, ist dies möglich, solange sich dies nicht negativ auf alle anderen Marktteilnehmer auswirkt und keiner der Betroffenen diese Vereinbarung aufgekündigt hat.

2 Definitionen und Abkürzungen

Im Rahmen des RD 2.0 sind die nachfolgenden Begrifflichkeiten und Definitionen zu beachten:

2.1 Rollen und Ausprägungsart

Die Rollen definiert die Verantwortliche Marktrolle im Sinne des BDEW-Rollenmodells. Die jeweilige Ausprägungsart beschreibt bestimmte Funktionen, die im Rahmen des Basisdatenaustauschs und der Abrufprozesse wahrgenommen werden. Die Rollen treffen keine Aussage über die rechtliche Verpflichtung, bestimmte Kommunikationen wahrzunehmen. In den Fällen, in denen am Prozess Beteiligte aufgrund von Personenidentität „mit sich selbst" zu kommunizieren hätten, bleibt für die davon betroffenen Prozessschritte eine Abweichung in Bezug auf die prozessuale Ausgestaltung oder des zu verwendenden Datenformats zulässig, soweit sich aus geltendem Recht oder aus behördlichen Entscheidungen nichts Abweichendes ergibt.

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
NB	Anschlussnetzbetreiber (ANB)	Netzbetreiber, an dessen Netz eine Technische Ressource unmittelbar angeschlossen ist. Ist die Technische Ressource an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgungangeschlossen, ist derjenige Netzbetreiber der Anschlussnetzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist. Soweit Netzbetreiber ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten sie nicht als Anschlussnetzbetreiber im Sinne der BilAReM.
NB	anweisender Netzbetreiber (anwNB)	Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den Einsatzverantwortlichen zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer Steuerbaren Ressource ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der Anschlussnetzbetreiber, sofern nicht

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
		anders vereinbart. Bestimmung des anweisenden Netzbetreibers: Pro Erfüllungszeitpunkt kann je Steuerbare Ressource nur ein Netzbetreiber als anweisender Netzbetreiber bestimmt werden.
NB	anfordernder Netzbetreiber (anfNB)	Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine RD-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber.
NB	betroffener Netzbetreiber (betrNB)	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassungen einer Steuerbaren Ressource (und damit auch SG und CR) erfährt. Ohne weitere Absprachen gelten der Anschlussnetzbetreiber und alle ihm vorgelagerte Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.
NB	clusternder Netzbetreiber (cNB)	Netzbetreiber, der Steuerbare Ressourcen, Steuergruppen und gegebenenfalls bereits bestehende, Cluster-Ressourcen nachgelagerter Netzbetreiber zu Cluster-Ressourcen zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die Steuerbaren Ressourcen oder Steuergruppen seiner Cluster-Ressource oder weitere Cluster-Ressourcen nachgelagerte Netzbetreiber auswählt und anfordert. Der clusternder Netzbetreiber ist anweisender Netzbetreiber für das Objekt Cluster-Ressource und kann sowohl anfordernder Netzbetreiber für enthaltene Cluster-Ressourcen/Steuergruppen/Steuerbaren Ressourcen als auch anweisender Netzbetreiber für enthaltene

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
		Steuergruppen/Steuerbare Ressource sein. Hinweis: Die Regeln zur Cluster-Bildung sind in Kapitel 2.2.
NB	Netzbetreiber (NB) allgemein	Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Elektrizität sowie für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes. Der Netzbetreiber ist zuständig für die Netzsicherheit. Der Netzbetreiber bildet, verwaltet und schließt an sein Netzgebiet angeschlossene Objekte (u. a. Messlokationen, Marktlokationen, Technische Ressourcen) und ist verantwortlich für die Zuordnung von Marktpartnern zu den Objekten. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Aggregation der Energiemengen von Marktlokationen mit NB-Aggregationsverantwortung.
BKV	Bilanzkreisverantwortliche (BKV) allgemein	Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher des Lieferanten (BKV des LF)	Bilanzkreisverantwortlicher, dessen Bilanzkreis eine MaLo zugeordnet ist, über die eine SR zugeordnet ist.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher des betroffenen Bilanzkreises (BKV des betroffenen BK)	Natürliche oder juristische Person, die den vom Lieferanten benannten Bilanzkreis zur Aufnahme des bilanziellen Ausgleichs einer Redispatch-Maßnahme im Planwertmodell bewirtschaftet.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher des anfordernden	Bilanzkreisverantwortlicher des Redispatch-Bilanzkreises des anfordernden Netzbetreibers.

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
	Netzbetreibers (BKV des anfNB)	
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher des Netzbetreibers (BKV des NB)	Bilanzkreisverantwortlicher für die vom Netzbetreiber zu verantwortenden Bilanzkreise. Hierzu zählen insbesondere Verlust-, Differenz- sowie EEG-/KWKG-Bilanzkreise.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher des Anschlussnetzbetreibers (BKV des ANB)	Bilanzkreisverantwortlicher des Redispatch-Bilanzkreises des Anschlussnetzbetreibers.
BTR	Betreiber einer Technischen Ressource (BTR)	Der Betreiber einer Technischen Ressource ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von technischen Ressourcen. Hinweis: Der Betreiber einer Technischen Ressource erhält die Abrufinformationen und ist verantwortlich für die Abstimmung der Ausfallarbeit und die Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen.
BTR	Bisheriger Betreiber einer Technischen Ressource (bisheriger BTR)	Betreiber einer Technischen Ressource, der zu dem Zeitpunkt, für den ein neuer Betreiber einer Technischen Ressource der Technischen Ressourcen zugeordnet werden soll, der Technischen Ressourcen zugeordnet ist.
BTR	Neuer Betreiber einer Technischen Ressource (neuer BTR)	Betreiber einer Technischen Ressource, der ab einem Zeitpunkt der Technischen Ressource zugeordnet werden will, zu dem er der Technischen Ressourcen noch nicht zugeordnet ist.
BTR	Zukünftiger Betreiber einer Technischen Ressource (zukünftiger BTR)	Betreiber einer Technischen Ressource, der ab einem Zeitpunkt der Technischen Ressourcen zugeordnet ist, der weiter in der Zukunft liegt als der Zeitpunkt, für den ein neuer Betreiber einer Technischen Ressource der Technischen

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
		Ressourcen zugeordnet werden soll.
DP	Data Provider (DP)	Der Data Provider ist verantwortlich für die Weiterleitung von Informationen an berechtigte Marktpartner. Hinweis: Der Anschlussnetzbetreiber nimmt die Rolle des Data Provider wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.
EIV	Einsatzverantwortlicher (EIV)	Der Einsatzverantwortliche ist verantwortlich für den Einsatz von Steuerbaren Ressourcen. Hinweis: Der Einsatzverantwortliche übermittelt die Bewegungsdaten (z. B. Planungsdaten), empfängt Abrufe und setzt diese im Aufforderungsfall um.
EIV	Bisheriger Einsatzverantwortlicher (bisheriger EIV)	Einsatzverantwortlicher, der zu dem Zeitpunkt, für den ein neuer Einsatzverantwortlicher der Steuerbaren Ressourcen zugeordnet werden soll, der Steuerbaren Ressourcen zugeordnet ist.
EIV	Neuer Einsatzverantwortlicher (neuer EIV)	Einsatzverantwortlicher, der ab einem Zeitpunkt der Steuerbaren Ressource zugeordnet werden will, zu dem er der Steuerbaren Ressourcen noch nicht zugeordnet ist.
EIV	Zukünftiger Einsatzverantwortlicher (zukünftiger EIV)	Einsatzverantwortlicher, der ab einem Zeitpunkt der Steuerbaren Ressourcen zugeordnet ist, der weiter in der Zukunft liegt als der Zeitpunkt, für den ein neuer Einsatzverantwortlicher der Steuerbaren Ressourcen zugeordnet werden soll.
EIV	Grundzuständiger Einsatzverantwortlicher	Das Unternehmen in der Rolle Einsatzverantwortlicher, welches der Marktlokation, der die

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
	(grundzuständiger EIV)	Steuerbaren Ressource angehört, in der Rolle Lieferant zugeordnet ist.
LF	Lieferant (LF)	Der Lieferant ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen sowie für die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen. Der Lieferant ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen. Hinweis: Ein Direktvermarkter ist auch ein Lieferant im Sinne dieses Rollenmodells.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes, das regelzonen- und grenzüberschreitende Verbindungen in andere Übertragungsnetze aufweist. Der Übertragungsnetzbetreiber ist zuständig für die Systemsicherheit. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Ermittlung der EEG-Überführungszeitreihen sowie die kurzfristige Plausibilisierung von Bilanzierungen in der Regelzone. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Aggregation der Energiemengen von Marktlokationen mit Übertragungsnetzbetreiber -Aggregationsverantwortung. Hinweis: Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Koordinierung der Handelsgeschäfte zwischen den

ENTWURF

Rolle	Ausprägungsart (Abkürzung)	Beschreibung (soweit nicht selbsterklärend)
		Bilanzkreisverantwortlichen in seiner Regelzone und mit den Übertragungsnetzbetreibern der angrenzenden Regelzonen.
-	Anlagenbetreiber (AB)	Natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die eine Anlage betreibt. Es handelt sich um keine Marktrolle gemäß dem Rollenmodell.

222

223 **2.2 Objekte und Gebiete**

Bezeichnung	Definition
Bilanzierungsgebiet (BG)	Ein Bilanzierungsgebiet besteht aus einem oder mehreren Netzgebieten und liegt in einer Regelzone. In einem Bilanzierungsgebiet wird immer das synthetische Bilanzierungsverfahren angewendet, außer es wird für verbrauchende Marktlokationen mit Netzbetreiber-Aggregationsverantwortung das analytische Bilanzierungsverfahren genutzt.
Bilanzkreis (BK)	Ein Bilanzkreis ist ein Konto, welches dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und dabei auch die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Dem Bilanzkreis sind Marktlokationen bzw. Tranchen zugeordnet.
betroffener Bilanzkreis (betroffener BK)	Fahrplanbewirtschafteter Bilanzkreis der einer Steuerbaren Ressource zugeordneten Marktlokation zur Aufnahme des bilanziellen Ausgleichs einer Redispatch-Maßnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen des anweisenden Netzbetreibers dient.
Redispatch-Bilanzkreis (Redispatch-BK)	Bilanzkreis zur Abgabe oder Aufnahme des bilanziellen Ausgleichs einer Redispatch-Maßnahme durch den anweisenden oder anfordernden Netzbetreiber

ENTWURF

Bezeichnung	Definition
MaBiS-Bilanzkreis (MaBiS-BK)	Bilanzkreis eines Bilanzkreisverantwortlichen zur Abwicklung der Bilanzkreisabrechnung. In diesem Bilanzkreis werden die bilanziell relevanten Ein- und Ausspeisemengen eines Lieferanten bilanziert und gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber abgerechnet.
Cluster-Ressource (CR)	Zwischen dem clusternden Netzbetreiber und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von Steuerbaren Ressourcen, Steuergruppen aus eigenen und nachgelagerten Netzen und ggf. bereits bestehenden, Cluster-Ressourcen nachgelagerte Netzbetreiber.
Marktlokation (MaLo)	Marktlokation i. S. d. Dokuments „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)“[1].
Messlokation (MeLo)	Messlokation i. S. d. Dokuments „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)“
Marktpartner-Identifikationsnummer (MP-ID)	Mit der Marktpartneridentifikationsnummer kann jeder Marktteilnehmer und seine jeweilige Rolle im Markt eindeutig identifiziert werden.
Netzlokation (NeLo)	Eine Netzlokation ist ein Anschlusspunkt in einem Netzgebiet. In einer Netzlokation werden physikalische Größen ermittelt, die das Netzgebiet beeinflussen. Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktlokationen über genau eine Leitung mit dem Netz der öffentlichen Versorgung.
Tranche	Tranche i. S. d. Dokuments „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)“

ENTWURF

[1] Definition gemäß Anlage zur BilAReM

Bezeichnung	Definition
Steuerbare Ressource (SR)	Steuerbare Ressource i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE, der ausschließlich TR im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind. Einer Steuerbaren Ressource sind eine oder mehrere Technische Ressourcen zugeordnet und sie ist steuerbar. Eine Steuerbare Ressource wird durch eine eindeutige ID identifiziert. Diese Steuerbare Ressourcen-Identifikationsnummer (SR-ID) darf nicht mehr verändert werden, solange die Steuerbare Ressource existiert. Wird eine Steuerbare Ressource für die Anwendung der Use Cases der GPKE Teil 3 benötigt, handelt es sich um ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) und wird die SR-ID durch den NB vergeben. Siehe auch Kapitel 2.2.1
Steuergruppe (SG)	Sind mehrere Steuerbare Ressourcen durch den Anschlussnetzbetreiber nur über ein gemeinsames Steuersignal steuerbar, wie es bspw. bei Rundsteuerung mit Tonfrequenz-Rundsteuerung oder Funk-Rundsteuerung der Fall ist, so müssen diese vom Anschlussnetzbetreiber als Steuergruppe zusammengefasst werden.
Technische Ressource (TR)	Technische Ressource i. S. d. jeweils gültigen Fassung der Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist. Im Folgenden werden nur folgende TR betrachtet: Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW. Ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz. Für jede TR ist die Zuordnung notwendig zu • einer SR und • einer Marktlokation (Ausnahme: Eine TR ist zwei Marktlokationen zugeordnet, wenn sie sowohl

ENTWURF

Bezeichnung	Definition
	einspeisen als auch entnehmen kann.)

2.2.1 Neue Bildungsregel SR gemäß Kap. 6.1.5 BilAReM

Bei der Bildung von SR, die für Redispatch-Maßnahmen Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten:

- Eine SR setzt sich aus mindestens einer TR zusammen.
- Jede TR ist genau einer SR zugeordnet.
- Wenn der NB die netzlokationsübergreifende Aggregation von TR zu einer SR freigegeben hat, können unter Berücksichtigung des Steuer- und Netzanschlusskonzeptes netzlokationsübergreifende SR gebildet werden, solange die TR, die die SR bilden, derselben Marktlokation angehören.
- Alle TR hinter einer Netzlokation, die derselben Marktlokation angehören, werden zu einer oder – falls erforderlich – zu mehreren SR zusammengefasst.
- Im Einvernehmen von ANB, Anlagenbetreibern, EIV und LF können TR, die verschiedenen Marktlokationen angehören, zu einer – ggf. auch netzlokationsübergreifenden – SR zusammengefasst werden.
- Die Prozesse können vorsehen, dass SR, die verschiedenen Marktlokationen angehören und die bereits zu einem festzulegenden Stichtag bestanden, fortbestehen können, solange weder ANB, Anlagebetreiber, EIV noch LF eine Aufteilung fordern.
- Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet.
- Für Speicher gilt: Wenn eine TR sowohl ein- als auch ausspeichern kann und diese TR über Redispatch für die Ein- und die Ausspeicherung gesteuert wird, dann wird diese TR einer marktlokationsübergreifenden SR zugeordnet.

Falls ein NB, typischerweise an einer Netzlokation, mehrere (neu zu bildende) SR, nur gemeinsam steuern kann, so muss er eine Steuergruppe bilden oder alle SR wechseln in den Aufforderungsfall (siehe *Abbildung 1*).

ENTWURF

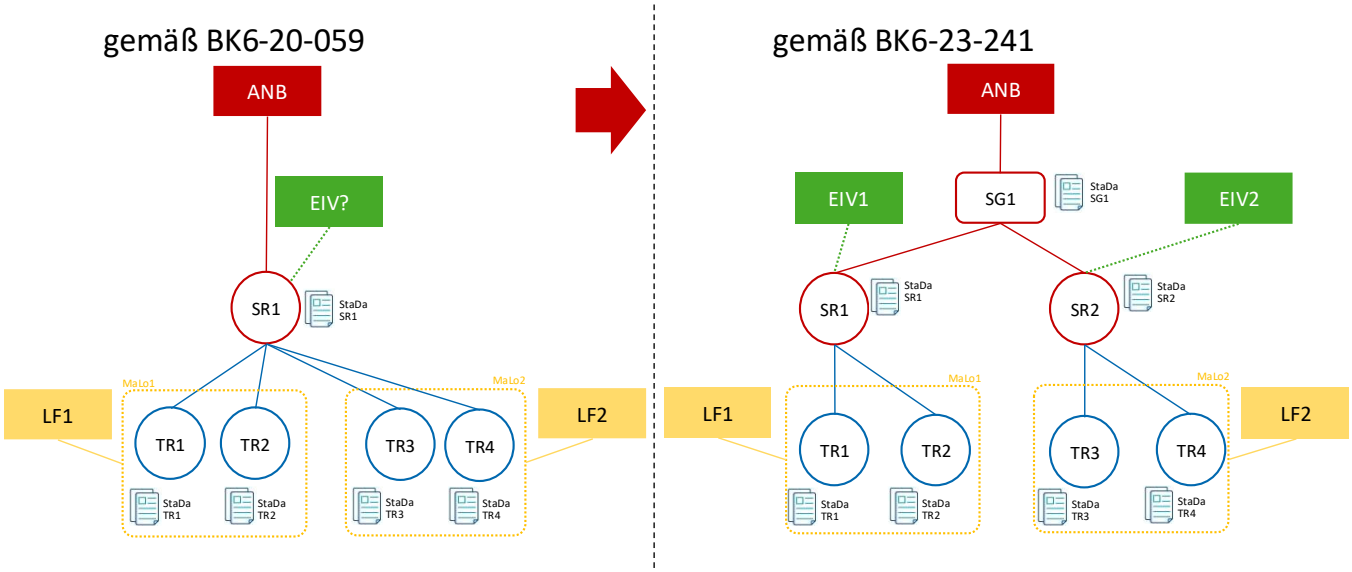


Abbildung 1: Anwendung SR Bildungsregel

2.2.1.1 Begründung SR

Folgende Grundsätze wurden bei der Lösungserarbeitung berücksichtigt, um eine maximale Stabilität der SR zu gewährleisten:

- Die SR ist „Fallunabhängig“, d. h.:
  - Wenn die SR aus dem Duldungs- in den Aufforderungsfall wechselt, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, dass sich die SR im Aufforderungsfall befindet.
  - Wenn die SR aus dem Aufforderungs- in den Duldungsfall wechselt, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, dass sich die SR im Duldungsfall befindet.
- Die SR ist „Modellunabhängig“, d. h.:
  - Wenn die SR aus dem Prognose- in das Planwertmodell wechselt, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, dass sich die SR im Planwertmodell befindet
  - Wenn die SR aus dem Planwert- in das Prognosemodell wechselt, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, dass sich die SR im Prognosemodell befindet.
- Die SR ist „Lieferantenunabhängig“, d. h.:
  - Ändert sich der LF, welcher der Marktlokation zugeordnet ist, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt,

ENTWURF

welcher LF der Marktlokation zugeordnet ist, der alle TR zugeordnet sind, die die SR bilden.

- Die SR ist „Bilanzkreisunabhängig“, d. h.:
  - Ändert sich der Bilanzkreis, dem die Marktlokation zugeordnet ist, damit die in ihr erzeugte Energie der Energiemengenbilanzierung zugeführt werden kann, so führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, welcher Bilanzkreis der Marktlokation zugeordnet ist, der alle TR zugeordnet sind, die die SR bilden und ggf. der betroffene Bilanzkreis.
- Die SR ist „EIV-unabhängig“, d. h.:
  - Ändert sich der EIV, welcher der SR zugeordnet ist, führt dies nicht dazu, dass sich ein Stammdatum der SR ändert, außer das, welches angibt, welcher EIV der SR zugeordnet ist.
- Die SR ist „TR-abhängig“, d. h.:
  - Wird eine TR der SR neu zugeordnet, so führt dies dazu, dass sich die Anzahl der TR, die der SR zugeordnet sind, ändert, die TR-ID der neu hinzugenommenen TR in den Stammdaten der SR ergänzt wird und weitere Stammdaten der TR der SR zugeordnet werden, soweit diese Stammdaten der SR sind.
  - Wird die SR um eine TR reduziert, so führt dies dazu, dass sich die Anzahl der TR, die der SR zugeordnet sind, ändern, die TR-ID der entfernten TR aus den Stammdaten der SR entfernt wird und alle weiteren Stammdaten der entfernten TR aus den Stammdaten der SR entfernt werden, soweit diese Stammdaten der SR sind/waren.
  - Ändert sich die Leistung einer TR der SR, so führt dies dazu, dass sich die entsprechenden Stammdaten dieser TR, in den Stammdaten der SR ändern, soweit diese Stammdaten der SR sind.
- Der Vorteil der neuen Bildungsregel ist insbesondere, dass die Objektstruktur bei einem LF-Wechsel unverändert bleibt und ein 1:1-Verhältnis von EIV zu LF ermöglicht wird.
- Es besteht so außerdem die Möglichkeit zu bilateralen Abstimmungen, wobei allerdings gewährleistet werden muss, dass keine Auswirkungen auf Dritte entstehen.

2.2.2 Ergänzende Hinweise zu Steuergruppen

Die Verantwortung für die Bildung einer SG liegt immer beim ANB

- SR dürfen zu jedem Zeitpunkt nur maximal einer SG zugeordnet werden.
- Eine SR kann entweder einer SG oder CR zugeordnet sein. Der cNB kann die SG einem CR zuordnen. Es muss gewährleistet werden, dass keine Potentiale doppelt im Planungsprozess berücksichtigt werden.

ENTWURF

- Alle SR einer SG sind immer dem Duldungsfall zugeordnet.
- Die technische Verantwortung für die Übermittlung des Abrufs bis zur Steuereinrichtung des AB trägt der ANB.

Wechseln alle SR einer SG, die beim NB gemeinsam gesteuert werden, in den Aufforderungsfall, so ist die SG, für die Marktkommunikation aufzulösen, wenngleich die Steuertechnik beim ANB im Hintergrund z. B. für Notfallprozesse aktiv bleibt.

2.2.3 Ergänzende Hinweise zu Cluster-Ressourcen

SR, SG (nachgelagerter bzw. benachbarter NB) und CR (nachgelagerter bzw. benachbarter NB) können für den direkt vorgelagerten oder benachbarten NB durch den cNB nach Vereinbarung zu einer CR zusammengefasst werden. Die neu gebildete CR ersetzt im Koordinierungsprozess für den vorgelagerten bzw. die benachbarten NB die SR, SG oder auch CR, die es zusammenfasst. Im Cluster selbst wird auf Granularitätslevel der enthaltenen SR/SG/CR deren Zusammensetzung angegeben (z.B. Stammdaten von CR1 verweisen auf SG1 und Stammdaten von SG1 verweisen auf SR1 und SR2).

Der cNB stimmt sich mit dem direkt vorgelagerten bzw. benachbarten NB über die Bildung von Clustern im Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Erforderlichkeiten in gemeinsamen Vereinbarungen bilateral ab. Vereinbarungen bzw. mit anderen betrNB abgestimmte Rahmenbedingungen werden dabei berücksichtigt. Der cNB trägt die technische und wirtschaftliche Verantwortung für das von ihm gebildete Cluster. Die Bildung von Clustern erfolgt losgelöst von der Spannungsebene jedoch unter Einhaltung der Eigenschaften zusammenzufassender Abrufobjekte. Als Kriterium hierfür müssen kalkulatorische bzw. tatsächliche Kosten und die Sensitivitäten in definierten Bändern[2] liegen. Die Sensitivität(en) eines Clusters wird durch die Gesamtheit aller Sensitivitäten der geclusterten Abrufobjekte (sofern nicht anders vereinbart gewichtet nach der installierten Leistung der Abrufobjekte) auf das zu betrachtende Netzelement (z.B. NVP) bestimmt (vgl. dazu auch Anhang A 2). Weitere Eigenschaften, z.B. Clusterbildung nach Energieträger oder Vorlaufzeit, können Teil der bilateralen Vereinbarungen zwischen den betrNB sein. Eine Anpassung der Clusterzusammensetzung (d. h. enthaltene Abrufobjekte) ist nur notwendig, wenn sich wesentliche Rahmenbedingungen ändern, z.B. falls andernfalls die vereinbarten Clusterbildungsregeln nicht mehr eingehalten werden können. BetrNB sind über Änderungen der Zusammensetzung des Clusters oder erforderlicher Neubildungen von CR in Kenntnis zu setzen.

[2] Es gilt die zulässige Bandbreite für Kosten gemäß Begründung zur Festlegung BK6-23-241.

ENTWURF

Vorteile bei der CR-Bildung: Dem cNB obliegt es bei einer CR-Anforderung die in der angeforderten CR enthaltenen Abrufobjekte so auszuwählen, dass einerseits der Anforderung des anfNB bestmöglich Rechnung getragen wird und gleichzeitig netzdienliche Synergieeffekte im Netz des cNB erzielt werden. Im Grundsatz erfolgt für die aufgrund der CR-Anforderung eingesetzten Abrufobjekte keine Kostenbeteiligung des cNB. Zudem bietet die CR-Bildung das Potential den erforderlichen Datenaustausch für die Koordination zwischen den NB deutlich zu reduzieren.

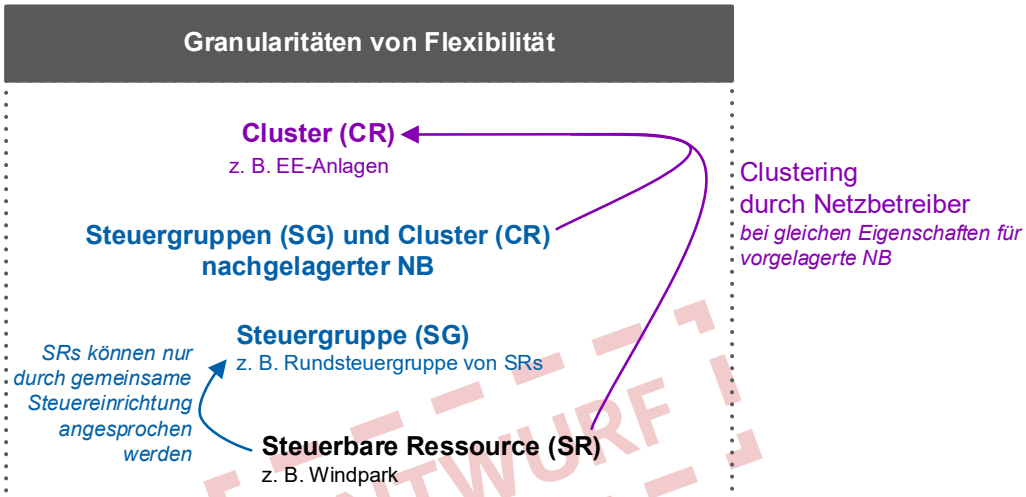


Abbildung 2: Unterschiedliche Granularitätslevel von Flexibilität

ENTWURF

2.3 Weitere Bezeichnungen und Definitionen

Die Definitionen der zu liefernden Datenpunkte sind in Kapitel 3 definiert und hier nicht aufgeführt.

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
Abrufobjekt (AO)	Oberbegriff für SR, SG und CR. Zu jedem Abrufobjekt gibt es Stamm- und Bewegungsdaten.
Anlage	Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz; § 9 Abs. 3 des Erneuerbare-

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	Energien-Gesetzes (EEG 2023) findet entsprechende Anwendung.
Aktualisierte Abrufrückmeldung (AAR)	Aktualisierte Rückmeldung vom anwNB oder EIV im Aufforderungsfall zur (anteiligen) physikalischen Umsetzbarkeit des angeforderten bzw. angewiesenen Abrufs.
Aktivierungsanforderung – Activation Order [ACO]	Anforderung oder Anweisung eines Abrufs (Redispatch-Maßnahme) vom anfNB oder anwNB.
Aktivierungsantwort – Activation Response [ACR]	Rückmeldung vom anwNB oder EIV im Aufforderungsfall zur (anteiligen) physikalischen Umsetzbarkeit des angeforderten bzw. angewiesenen Abrufs.
Anforderung	Übermittlung eines Abrufs vom anfNB an den anwNB (für SR und SG) bzw. an den cNB (für CR).
Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2017), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2017) oder Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2017) sind
Anlagen mit nichtfluktuierender Erzeugung	alle Anlagen, die keine Anlagen mit fluktuierender Erzeugung sind
Angeforderte und bestätigte Redispatch-Maßnahme (ARM)	Im Rahmen des Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK) ist ein anfNB verpflichtet, betrNB über die seitens des anwNB (bzw. cNB) bestätigte Anforderungen (ACR) bzw. deren Aktualisierung (AAR) zu informieren. Diese Information (ARM) enthält die Höhe der physikalischen Leistungsanpassung bzw. den physikalischen RD-Sollwert.
Anweisung	Übermittlung eines Abrufs (Aufforderungsfall) bzw. Abrufinformation (Duldungsfall) vom anwNB an den EIV der SR sowie an den LF. Die Anweisung impliziert nicht notwendigerweise die zeitgleiche Steuerung.
Aufforderungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber den EIV anweist, die

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner SR zu verändern (es findet keine direkte Steuerung über die Steuerungstechnik des Netzbetreibers statt).
Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist – arbeitsbezogen – die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und dem Wert der Leistungslimitierung; bei negativem Redispatch ist die Ausfallarbeit positiv, bei positivem Redispatch ist die Ausfallarbeit negativ (Mehrarbeit).
Batterieelektrisches Speichersystem (BESS)	Ein Speichersystem, das mit Batterien betrieben wird.
Bearbeitungszeit	Zeit von Eingang einer Anforderung bzw. Anweisung zur Umsetzung einer Redispatch-Maßnahme bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der SR.
Beschaffungsvorbehalt	Die Mitteilung eines ÜNB, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den VNB über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre.
Betroffener Bilanzkreis	Der Betroffene Bilanzkreis wird durch den Lieferanten je MaLo bzw. je Tranche im Rahmen der Lieferantenanmeldung benannt. Der bilanzielle Ausgleich durch den anwNB gegenüber dem BKV erfolgt auf diesen Bilanzkreis.
Bilanzkreis-Fahrplan (BK-FP)	Der Bilanzkreis-Fahrplan ist eine verbindliche und im Viertelstundentakt aufgeteilte Anmeldung von Energielieferungen zwischen verschiedenen Bilanzkreisen, den der BKV an den ÜNB schickt. Ein Fahrplan enthält alle Transaktions- und Prognosezeitreihen eines BK für einen Kalendertag.
bilanzieller Ausgleich	Kommerzielle Abwicklung des Bilanzkreis-Ausgleichs.
Colocation	Speicher entweder mit Stromerzeugungs- oder mit

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	Verbrauchsanlage Siehe auch Anhang C 1.2 und C 1.3
Day (D)	Tag
Declustering	Nach Anforderung durch einen anfNB erfolgt ein Declustern für den CR-Abruf auf die enthaltenen SR, SG und CR durch den cNB. Pro enthaltener CR erfolgt ein Abruf an nachgelagerte CR – das geschieht so lange, bis beim Declustern der CR ausschließlich SR oder SG ermittelt werden.
Duldungsfall	Redispatch-Maßnahme, bei der der anwNB die Steuerung der SR durchführt. Der anwNB sendet das Steuersignal. Hinweis: Im Duldungsfall ist standardmäßig eine limitierende P_{soll}-Anweisung vorzusehen.
Eigenbedarf	Hiermit ist der technisch notwendige Eigenbedarf einer SEE oder SSE gemeint. (Von der Kühlwasserpumpe bis zum Stand-by-Verbrauch eines Wechselrichters). Hiermit ist nicht die Selbstversorgung eines Kunden hinter einer Netzlokation gemeint.
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 8 Absatz 6 des Gesetzes vom 23. Juli 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 226) geändert worden ist[3]
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 23 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist[4].

[3] Vollzitat des Gesetzes zum Zeitpunkt 20.08.2026

[4] Vollzitat des Gesetzes zum Zeitpunkt 20.08.2026

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
Finanzieller Ausgleich	Finanzieller Ausgleich gemäß §13a Abs. 2 EnWG.
Flexibilitätsbeschränkungen (Flex-Beschränkungen)	Beschränkungen der RD-Potentiale, die aus der begrenzenden Belastung weiterer Netzbetriebsmittel (NBM) resultieren, die selbst aber nicht Auslöser einer RD-Maßnahme sind
Flexibilitäts-Potential (Flex-Potential)	Ist das Potential zur Veränderung von Einspeisung oder Verbrauch im Vergleich zur Baseline, d. h. zum geplanten/prognostizierten Arbeitspunkt (ein oder mehrere Abrufobjekte können auf Anforderung seine/ihre Leistungslieferung/-bezug anpassen). Dieses Flex-Potential kann grundsätzlich systemdienlich, netzdienlich oder marktdienlich wirken, wobei der Fokus der hier behandelten Prozesse auf dem netzdienlichen Einsatz liegt. Im Rahmen der Umsetzung des Redispatch 2.0 werden die Begriffe Flex-Potential und Redispatch-Potential beziehungsweise Redispatchvermögen (RDV) synonym verwendet.
Generation and load data provision methodology (GLDPM)	Einheitliche Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten gemäß Artikel 17 der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität, BK6-17-034.
Geplante Redispatch-Maßnahme (GRM)	Im Rahmen der Netzzustandsanalyse respektive Vorschauprozesse bestimmt ein NB im Falle eines oder mehrerer Engpässe geeignete Maßnahmen. Dabei kann es je nach Prognoseungenauigkeit und Vorlaufzeit sich anbieten, eine Maßnahme erst später umzusetzen. In diesem Falle spricht man von einer (noch unverbindlich) geplanten Redispatch-Maßnahme. Während ARM bei einer bestätigten Anforderung durch den anfNB verschickt werden und verbindliche Informationen zu einem Abruf abbilden, können GRM nach jeder

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	Maßnahmendimensionierung im Sinne der Synergiehebung mit allen betrNB geteilt werden. Dabei handelt es sich um eine voraussichtliche also unverbindliche Redispatch-Maßnahme.
Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)	Siehe dazugehörige Festlegung der BNetzA
geplante Einspeisung	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich aus dem letzten, vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Planungsdaten ergibt
Information über den aggregierten bilanziellen Ausgleich (IABA)	Zeitreihe vom anwNB, die im Anschluss der Abrufprozesse die Höhe des bilanziellen Ausgleichs je Bilanzkreis-Dupel transportiert, um die BK-Fahrplanmeldung festzulegen.
Information zum bilanziellen Ausgleich (IBA)	Im Rahmen der Abrufprozesse vom anwNB bzw. cNB an den EIV und LF bzw. anfNB gemeldete Zeitreihe, welche die Höhe des erforderlichen bilanziellen Ausgleichs je Abrufobjekt enthält.
Information zur physikalischen Umsetzung (IPU)	Im Rahmen der Abrufprozesse vom anwNB bzw. cNB an den anfNB gemeldete Zeitreihe, welche als Bestätigung eines RD-Abrufs [ACR], die realisierbare Höhe der physikalischen Leistungsanpassung bzw. den physikalischen RD-Sollwert beschreibt.
Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist[5]
marktbedingte Anpassung (mBA)	Siehe Datenpunkte unter Abschnitt 3.5

[5] Vollzitat des Gesetzes zum Zeitpunkt 20.08.2026

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
Marktpartner	Als ein Marktpartner wird ein Marktteilnehmer in einer Rolle bezeichnet.
Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)	Siehe dazugehörige Festlegung der BNetzA
Marktteilnehmer	Unter dem Begriff Marktteilnehmer wird eine natürliche oder juristische Person verstanden, die eine oder mehrere Rollen einnimmt.[6]
Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK)	Netzbetreiberkoordinationskonzept, das ein einheitliches Vorgehen der Netzbetreiber (NB) bei der Beseitigung von Netzengpässen ermöglicht und den zwischen Netzbetreiber erforderlichen Datenaustausch im Rahmen des Redispatch 2.0 enthält.
Netzverknüpfungspunkt (NVP)	Ein Netzverknüpfungspunkt ist der technische Übergabepunkt, an dem eine Anlage oder ein anderes Stromnetz mit dem Stromnetz eines Netzbetreibers verbunden ist. An diesem Punkt wird elektrische Energie eingespeist oder entnommen.
Nichtbeanspruchbarkeit (NiBa)	Siehe Datenpunkte unter Abschnitt 3.3
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
Planwertmodell	Planwertmodell gemäß Kapitel 5.1.1.
Planungsdaten	Planungsdaten sind alle zu meldenden Zeitreihen gemäß Kapitel 3.2 , die die geplante Fahrweise und sonstige, für Redispatch relevante Leistungsscheiben (u.a. RDV, RDA) für das entsprechende Objekt (SR, SG, CR) beschreiben.

[6] 1:1 aus Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 übernommen

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
Prognosemodell	Prognosemodell gemäß Kapitel 5.1.2
Redispatch (RD)	Positive oder negative Anpassung der Wirkleistungs-anpassung des anwNB einer Erzeugungseinheit.
Redispatch-Bilanzkreis	Bilanzkreis gemäß § 11a Abs. 1 StromNZV.
Sonderredispatch	Siehe Kapitel 4.3.3
Stilllegung einer TR	Bei der Stilllegung einer TR ist zu unterscheiden, ob es sich dabei um eine vorläufige oder endgültige Stilllegung handelt. • Vorläufige Stilllegung Eine vorläufige Stilllegung bezeichnet den Zustand, indem die TR (z. B. ein Generator) am gleichen Standort vorrübergehend weder Strom produziert noch aktiv betrieben wird. Beispielsweise Repowering eines Generators oder zeitweises Konservieren eines Generators, um diesen zu einem späteren Zeitpunkt am gleichen Standort wieder in Betrieb zu nehmen • Endgültige Stilllegung Eine endgültige Stilllegung bezeichnet den Zustand, indem eine TR (z. B. ein Generator) nicht mehr am gleichen Standort betrieben wird beziehungsweise unwiederbringlich zerstört ist. Beispielsweise Umzug des Generators an einen anderen Standort oder Abbrennen des Generators Hinweis: Bei Solarmodulen bilden mehrere Module eine TR.
Systemdienstleistungen (SDL)	Systemdienstleistungen sind technische Dienstleistungen, die zusätzlich zur eigentlichen Stromerzeugung und Stromübertragung erforderlich sind, um

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	einen sicheren, stabilen und zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten. Systemdienstleistungen im Sinne dieses Dokuments sind Regelleistung und Besicherungsleistung.
System Operation Guideline (SOGL)	Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.
Tag (T)[7]	dies beinhaltet sämtliche Werktage, Samstage, Sonntage und gesetzliche Feiertage.
Tag des Empfangs der Übertragungsdatei (ÜT)[8]	Dieser Tag ist aus der AS4 Zustellquittung *[Red.: Für die Redispatch 2.0 Prozesse ist stattdessen der Tag aus den dazu vergleichbaren Informationen des verwendeten Übertragungswegs der für die im Rahmen der Redispatch 2.0 Prozesse erlaubten Übertragungswege E-Mail, AS2, SFTP, REST-Webservice zu verwenden]* zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt. Für die Fristenberechnung ist der Tag nur anwendbar, sofern es sich um eine positive Zustellquittung bzw. Response-Nachricht handelt.
Technische Vorlaufzeit	siehe Kapitel 4.2.1.1
technisch sicher abrufbares Flex-Potential	Definiert das maximale Flex-Potential, welches unter Berücksichtigung der aktuellen Planungen/Prognosen ohne Verletzung technischer Netzrestriktionen abgerufen werden kann. Das technisch sicher abrufbare Flex-Potential ergibt sich folglich unter der

[7] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung“.

[8] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung“ bis auf die redaktionellen Ergänzungen, welche durch Red. gekennzeichnet sind.

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	Berücksichtigung aller Flex-Beschränkungen.
theoretische Einspeisung	Bei dargebotsabhängigen Anlagen: Einspeisung, die sich ohne Redispatch-Maßnahme, ohne marktbedingte Anpassung, bei voller Verfügbarkeit ergeben hätte
Übermittlungsinformation	Gerichtsfeste Dokumentation des Übergabezeitpunkts, einer vom DP weitergeleiteten Nachricht in den Verantwortungsbereich des Empfängers, an den Sender der ursprünglichen Nachricht.
Umsetzungszeit	Zeit vom Eingang des Signals in der SR bis zum Erreichen des in der Aufforderung enthaltenen neuen Arbeitspunktes. Im Wesentlichen wird die Umsetzungszeit vom Lastgradienten (der Laständerungsgeschwindigkeit) der SR bestimmt.
Umsetzungsviertelstunde	Die Umsetzungsviertelstunde bezeichnet die Viertelstunde, für die ein Abruf physisch umzusetzen ist. Erfolgt der Abruf während einer bereits laufenden Viertelstunde, ist der Abruf für den verbleibenden Teil dieser Viertelstunde zu erfüllen.
Verbindliche Abrufinformation – Activation Information [ACI]	Verbindliche Information über einen Abruf (Redispatch-Maßnahme) vom anwNB.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Verteilnetzbetreiber im Sinne dieser Prozesse sind alle Unternehmen, die die Rolle NB aber nicht die Rolle ÜNB einnehmen.
Werktag (WT)[9]	darunter sind alle Tage zu verstehen, die kein Samstag, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag sind. Wenn

[9] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung“.

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
	in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. eines jeden Jahres gelten als Feiertage.
Werteverbrauch	Der Werteverbrauch beschreibt die kalkulatorische Wertminderung einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers, die durch den Abruf einer Redispatch-Maßnahme verursacht wird (siehe auch Kapitel 3.1.3 sowie 8.3.1.1).
Zeitpunkt des Empfangs der Übertragungsdatei (ÜZ)[10]	Dieser Zeitpunkt (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) ist aus der AS4-Zustellquittung *[Red.: Für die Redispatch 2.0 Prozesse ist stattdessen der Tag aus den dazu vergleichbaren Informationen des verwendeten Übertragungswegs der für die im Rahmen der Redispatch 2.0 Prozesse erlaubten Übertragungswege E-Mail, AS2, SFTP, REST-Webservice zu verwenden]* zu entnehmen, die der Empfänger der Übertragungsdatei an den Sender der Übertragungsdatei übermittelt. Im Fall der API-Webdienste ist der Zeitpunkt der Übertragung (d. h. der Tag inkl. der Uhrzeit der Übertragung) aus der Response-Nachricht zu entnehmen, die sich auf den vom Sender beim Empfänger aufgerufenen API-Webdienst bezieht *[Red.: Dieser Satz ist für die Redispatch 2.0 Prozesse irrelevant]*. Für die Fristenberechnung ist der Zeitpunkt nur anwendbar, sofern es sich um eine positive Zustellquittung bzw. Response-Nachricht handelt.

[10] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung“ bis auf die redaktionellen Ergänzungen, welche durch Red. gekennzeichnet sind.

Bezeichnung (Abkürzung)	Definition
Zuordnungsbeginn[11]	Mit Zuordnungsbeginn wird der Zeitpunkt bezeichnet, ab dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlokation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages. Umgangssprachliches Beispiel: Zieht ein Letztverbraucher am 15. eines Monats in eine verbrauchende Marklokation ein, ist der Zuordnungsbeginn der 15. des Monats zu 00:00 Uhr. Dieses Datum ist in den entsprechenden Prozessen zu kommunizieren und für die Fristberechnung zu verwenden.
Zuordnungsende[12]	Mit Zuordnungsende wird der Zeitpunkt bezeichnet, bis zu dem ein Unternehmen in der jeweiligen Rolle bzw. ein Kunde einem Objekt, wie beispielsweise einer Marktlokation, zugeordnet ist. Dies ist immer 00:00 Uhr eines Tages. Umgangssprachliches Beispiel: Zieht ein Letztverbraucher am 14. eines Monats aus einer verbrauchenden Marktlokation aus, ist das Zuordnungsende der 15. des Monats zu 00:00 Uhr. Dieses Datum ist in den entsprechenden Prozessen zu kommunizieren und für die Fristberechnung zu verwenden.
Zuordnungsermächtigung (RD)	Bei der Zuordnungsermächtigung (RD) handelt es sich um eine Prüfgrundlage für die Zuordnungsprozesse nach GPKE.

352

[11] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung.

[12] Wörtliches Zitat aus der Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 in der Änderungsfassung, Seite Kapitel „7. Fristenberechnung.

2.4 Liste der Synonyme

In diesem und dem Prozessdokument werden die folgenden Begriffe synonym verwendet. Diese Tabelle ist nötig, da in der zur Verfügung stehenden Zeit es nicht möglich war alle Texte und Bilder zu überarbeiten, so dass jeder Begriff nur mittels eines einzigen Worts ausgedrückt wird. Eine Überarbeitung der Dokumente, so dass diese Tabelle entfallen kann, ist für die nächste Iteration vorgesehen.

Begriff	Synonym
Redispatch-Maßnahme	Abruf Aktivierungsanforderung RD-Abruf RD-Maßnahme
Redispatchvermögen (RDV)	Flex-Potential Redispatch-Potential
Netzverknüpfungspunkt (NVP)	Netzkopplungspunkt
Acknowledgement (ACK)	AcknowledgementDocument (ACK) Technische Empfangsbestätigung

3 Basisdatenaustausch

Voraussetzung für die Durchführbarkeit des Redispatch ist, dass EIV bzw. ANB ihren Datenlieferverpflichtungen gemäß *Festlegung Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilA-ReM)* (Az. BK6-23-241) nachkommen. Weiterhin setzt die koordinierte Dimensionierung von RD-Maßnahmen das Vorliegen von Daten der vor-, neben- und nachgelagerten NB voraus, um gewährleisten zu können, dass eventuell vorhandene Engpässe in ihrem jeweiligen Netz bestmöglich beseitigt werden, ohne Engpässe bei anderen NB zu verstärken oder hervorzurufen sowie synergetische Potentiale möglichst zu heben.

Dies umfasst die Bereitstellung von aktuellen Daten an alle Berechtigten bezüglich:

- Stammdaten der TR bzw. SR durch den ANB
- Planungsdaten für SR im Planwertmodell und im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den EIV
- Planungsdaten für SR im Prognosemodell und SG durch den ANB
- Planungsdaten für CR durch den cNB
- Nichtbeanspruchbarkeiten von TR bzw. SR durch den EIV
- Marktbedingte Anpassungen von SR im Prognosemodell durch den EIV
- Flex-Beschränkungen für Abrufobjekte durch den engpassbehafteten NB
- Sensitivitäten für SR durch den ANB bzw. für CR durch den cNB
- Geplante und angewiesene Maßnahmen durch den anfNB

[ENTWURF]

Die beschriebenen Daten bilden die Voraussetzung für einen funktionierenden Redispatch-Prozess und eine koordinierte, effiziente Maßnahmendimensionierung. Die Daten, die im Rahmen der Abrufprozesse ausgetauscht werden, sind in diesem Kapitel zum Datenaustausch noch ausgeklammert und werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Weiterhin werden in diesem Kapitel keine Daten berücksichtigt, die ursächlich aufgrund von Prozessen der Bilanzierung (Kapitel 5), der Abrechnung (Kapitel 6) sowie der Qualitätssicherung (Kapitel 7) ausgetauscht werden.

3.1 Stammdaten

3.1.1 Grundlegende Regelungen

3.1.1.1 Verantwortlichkeiten / Berechtigungen

Für die Werte aller im Rahmen der Stammdatenprozesse ausgetauschten Stammdaten ist der ANB verantwortlich. Alle anderen Rollen sind im Sinne der Stammdatenprozesslogik ausschließlich Berechtigte. Für welche Stammdaten ein Berechtigter berechtigt ist, ergibt sich aus den entsprechenden Anwendungstabellen der entsprechenden Datenformate.

Der DP ist einer der Berechtigten (im Sinne des vorausgehenden Absatzes). Im Gegensatz zu allen anderen Berechtigten muss er unterscheiden, für welche der nachfolgenden Zwecke er Stammdaten erhält:

1. Um diese Stammdaten an die Berechtigten bzw. den Verantwortlichen weiterzugeben.
2. Um zu wissen wer für welches Stammdatum für welchen Zeitraum die Berechtigten sind bzw. der Verantwortliche ist.
3. Um Plausibilisierungsprüfungen durchzuführen (siehe Kapitel 7.2)

Der DP darf nur die Stammdaten, die dem zweiten bzw. dritten Zweck dienen, in seinen Systemen länger ablegen als er diese zur Verteilung / Weiterleitung an die Berechtigten braucht.

Die Verteilung / Weiterleitung aller an den DP übermittelten Stamm- und Bewegungsdaten erfolgt durch den DP ausschließlich auf Basis der dem DP im Rahmen der entsprechenden Stammdatenaustauschprozesse vom NB zur Verfügung gestellten Stammdaten. Aus diesen Stammdaten entnimmt sich der DP die zur Erfüllung dieser Aufgabe benötigten Informationen. Für die Richtigkeit der Stammdaten, die der DP zur Erfüllung seiner Informationsverteilungs- und Informationsweiterleitungsaufgabe verwendet, ist der NB verantwortlich; diese fehlerfrei in seine IT-Systeme zu integrieren und fehlerfrei zu nutzen ist die Verantwortung des DP. Der DP prüft, ob der Marktteilnehmer in der sendenden Rolle dem Objekt bereits zu einem beliebigen Zeitpunkt zugeordnet war oder ist. Ergibt die Prüfung, dass er zu keinem Zeitpunkt dem Objekt zugeordnet ist, lehnt er die Verarbeitung der Nachricht ab.

3.1.1.2 Umfang der Stammdatennachricht

In den IT-Systemen ist der zeitliche Verlauf der Werte jedes Stammdatums mit Hilfe sogenannter Zeitscheiben abgebildet. Eine Zeitscheibe ist der Zeitraum, ab dem der Wert für das Stammdatum gilt, bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der Wert für das Stammdatum endet. Ziel des Stammdatenaustauschs zwischen Verantwortlichen und Berechtigten ist, dass der zeitliche Verlauf der Werte jedes Stammdatums, das zwischen diesen ausgetauscht wird, im IT-System des Berechtigten, mit dem Wert im IT-System des Verantwortlichen übereinstimmt. Bezogen

ENTWURF

auf die Redispatch-Prozesse heißt das, dass bei jeder für ein Stammdatum berechtigten Rolle der zeitliche Verlauf des Werts des Stammdatums mit dem zeitlichen Verlauf dieses Stammdatums beim NB übereinstimmen soll. Um den Datenaustausch so robust und fehlerunanfällig wie möglich zu machen, werden in einer Stammdatennachricht die Werte der Stammdaten ebenfalls in Zeitscheiben ausgetauscht. Eine Nachricht enthält ab einem Beginn Zeitpunkt t_0 alle Zeitscheiben, in denen der Empfänger dem Objekt zugeordnet ist, für das er die Stammdatenmeldung erhält. Alle weiteren Regelungen sind den entsprechenden Formatbeschreibungen zu entnehmen.

Falls bspw. der Empfänger zum Zeitpunkt t_0 dem Objekt zugeordnet ist und noch kein Zeitpunkt bekannt ist, zu dem seine Zuordnung zu diesem Objekt endet, wird ihm über die Nachricht mitgeteilt, dass das Stammdatum für die Dauer t_0 bis t_1 der ersten Zeitscheibe den Wert A hat, für die Dauer t_1 bis t_2 der zweiten Zeitscheibe den Wert B hat und für die dritte Zeitscheibe, die mit dem Zeitpunkt t_2 beginnt und in die Zukunft unbegrenzt ist, den Wert C hat. Diese Information ist identisch mit dem Inhalt des IT-Systems des Nachrichtensenders und wird nach fehlerfreiem Import auch so im IT-System des Empfängers enthalten sein.

3.1.1.3 Änderungszeitpunkte der Stammdatenwerte

Die Werte aller im Redispatch ausgetauschten Stammdaten dürfen nur in die Zukunft geändert werden. Der prozessuale Änderungszeitpunkt muss in der Zukunft liegen, auch wenn der tatsächliche Änderungszeitpunkt in der Vergangenheit liegt. Der tatsächliche Änderungszeitpunkt wird informativ über historische Zeitscheiben mitgegeben, ist aber für die Redispatch-Prozesse irrelevant.

ENTWURF

3.1.2 Grundzuständiger EIV im Stammdatenprozess

Um sicherzustellen, dass es keine SR ohne zugehörigen EIV gibt, wird der grundzuständige EIV eingeführt. Der grundzuständige EIV wird in allen Fällen, in denen sich kein EIV selbständig meldet, durch folgende Regel festgesetzt: Der grundzuständige EIV entspricht dem LF, der der MaLo zugeordnet ist, welche an der SR hängt. Auf Grundlage dieser Regel kann der ANB einer SR den grundzuständigen EIV zuordnen.

Im Falle, dass bei tranchierten Marktlokation unterschiedliche Lieferanten den Tranchen zugeordnet sind, ist es dem ANB nicht möglich einen grundzuständigen EIV abzuleiten. Dann ist der AB verpflichtet dem ANB den EIV zu nennen.

Im Falle, dass die in einer Marktlokation erzeugte Energie nicht direkt, sondern durch die ÜNB im Rahmen des EEG vermarktet wird, müssen den SR derartiger Marktlokationen kein EIV (auch kein grundzuständiger EIV) zugeordnet sein.

Solange der in den TR einer SR erzeugte Strom nicht direktvermarktet wird, bzw. bis im Falle einer tranchierten Marktlokation durch den AB ein EIV für die entsprechenden SR festgelegt ist, können die Stammdatenmeldungen weiterhin durch den ANB erfolgen. In diesem Fall erfolgt die Meldung ohne Benennung eines EIV und unter Zuordnung zur Abrufvariante „Duldungsfall“ sowie dem Prognosemodell. Dadurch bleibt sichergestellt, dass die betreffende SR weiterhin für den Redispatch-Prozess zur Verfügung steht.

Um zu gewährleisten, dass der ANB einen grundzuständigen EIV einer SR zuordnen kann, sollte er sicherstellen, dass keine SR mehr als einer Marktlokation zugeordnet ist, es sei denn, die TR der SR sind sowohl in der Lage Strom zu erzeugen als auch zu verbrauchen, dann ist diese sowohl einer einzigen verbrauchenden als auch einer einzigen erzeugenden Marktlokation zuzuordnen.

3.1.3 Stammdaten für SR oder für die einzelnen enthaltenen TR

Im Folgenden sind die Datenpunkte aufgeführt, für die eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM) besteht. Präzisierungen und Änderungen in roter Schrift.

Alle Datenpunkte sind den Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente zu entnehmen. Anwendung finden nur die Datenpunkte, die in den Formaten definiert sind.

3.1.3.1	
Datum	Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare Leistung anzugeben.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

3.1.3.2	
Datum	Identifikator technische Ressource
Einheit	

Beschreibung	Es ist ein Identifikator für jede TR anzugeben. ~~Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt.~~ Als Identifikator ist die TR-ID des Netzbetreibers zu verwenden.
Objekt	TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

473

3.1.3.3	
Datum	Identifikator SR
Einheit	
Beschreibung	Es ist ein Identifikator für jede SR anzugeben. Als Identifikator ist die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden.
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

474

3.1.3.4	
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. Der Wirkungsgrad wird als Wert zwischen 0 und 100 übermittelt.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

475

3.1.3.5	
Datum	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist der maximal mögliche Leistungsbezug des Speichers anzugeben.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

476

3.1.3.6	
Datum	Maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern
Einheit	MW
Beschreibung	Es ist die maximal mögliche Leistungsabgabe des Speichers anzugeben.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

477

3.1.3.7	
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	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P > 1 MW

478

3.1.3.8	
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	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

479

3.1.3.9	
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	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

480

3.1.3.10	
Datum	Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)
Einheit	Minuten

ENTWURF

3.1.3.10	
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	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

481

3.1.3.11	
Datum	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis P_{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 TR zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der TR vor Anfahrt von größer als 48 h.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P > 1 MW

ENTWURF

482

3.1.3.12	
Datum	Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis P_{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 TR zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der TR vor Anfahrt von kleiner als 48 h.

3.1.3.12	
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P > 1 MW

483

3.1.3.13	
Datum	Abfahrzeit ausgehend von **P_{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	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P > 1 MW

ENTWURF

484

3.1.3.14	
Datum	Lastgradient von **P_{min}** bis P_{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 % P_{Nenn} pro Minute erforderlich.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

485

3.1.3.15	
Datum	Lastgradient von P_{Nenn} (Nettonennleistung) bis P_{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 % P_{Nenn} pro Minute erforderlich.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

486

3.1.3.16	
Datum	Art der technischen Steuerbarkeit
Einheit	% oder MW
Beschreibung	Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und SR im Aufforderungsfall. Es sind folgende Informationen zu übermitteln: a. Relative Stufung auf einen Sollwert (Limit; bspw. „auf 60% der installierten Leistung“) b. Absoluter Sollwert auf (festen) Arbeitspunkt (komplette Fixierung) c. Limitsetzung auf max. MW-Wert
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

487

3.1.3.17	
Datum	Bearbeitungszeit beim EIV
Einheit	Minuten
Beschreibung	Zeit von Eingang einer Aufforderung zur Umsetzung einer Redispatch-Maßnahme beim EIV bis zur Initiierung der technischen Umsetzung in der SR.
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

488

489 **Zusätzliche (neue) Stammdaten**

490 Im Folgenden sind zusätzliche Datenpunkte identifiziert, die für die massengeschäftstaugli-
491 chen Prozesse u.a. für die Abrechnung von Speichern als notwendig erachtet werden, Begrün-
492 dung in Kapitel 8.3.1:

3.1.3.18	
Datum	Werteverzehr (AFA-Wert)
Einheit	€
Beschreibung	Berechnet sich aus handelsrechtlichem Restwert geteilt durch die handelsrechtliche Restnutzungsdauer der einzelnen Wirtschaftsgüter und beschreibt die prognostizierte Absetzung für Abnutzung (AFA). Die Werte des relevanten Sachanlagevermögens sind aus der Bilanz (gemäß HGB) des Unternehmens zu übernehmen bzw. hieraus abzuleiten. $\sum_i^n \frac{\text{handelsrechtlicher Restwert Wirtschaftsgut}_i}{\text{handelsrechtliche Restnutzungsdauer Wirtschaftsgut}_i}$
Objekt	TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

493

3.1.3.19	
Datum	Jahresbetriebsstunden
Einheit	H
Beschreibung	Bei der Investitionsentscheidung geplante Jahresbetriebsstunden
Objekt	TR
Relevante Leis-tungs-klasse	P ≥ 100 kW

494

3.1.3.20	
Datum	Zyklen-Restriktionen
Einheit	N
Beschreibung	Ist die Anzahl der durchschnittlichen, maximalen Zyklen (gänzliche Be- und Entladungen) pro Tag auf Basis der vertraglichen maximalen Jahreszyklen-zahl. Sollte keine maximale Jahreszyklenzahl existieren, so ist die technisch oder vertraglich gegebene Tageszyklenzahl anzusetzen.
Objekt	TR
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

495

3.1.3.21	
Datum	ÜNB Vermarktung
Einheit	“Empfänger“
Beschreibung	Ist eine SR nicht durch einen DV vermarktet, vermarktet der ÜNB diese ge-mäß seiner gesetzlichen Verpflichtung. (Zuordnung zum EEG-Bilanzkreis des ANB.) Hier gibt es keinen EIV und auch der ANB, der die LF Rolle verantwortet, ist nicht geeignet um die Abrufinfo [ACI] zu erhalten. Um Eindeutigkeit

3.1.3.21	
	herzustellen, wird ein zusätzliches Empfängerstammdatum eingeführt. Ein Datenaustauch zu diesen SR findet nur zwischen den NB Anwendung.
Objekt	SR
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

3.1.4 Stammdaten für SG

Für die Stammdatenlieferung einer SG ist der ANB verantwortlich. Der ANB versorgt alle betrNB mit den SG-Stammdaten. Für die von der SG umfassten SR werden alle SR-Stammdaten geliefert.

3.1.5 Stammdaten für CR

Für die Stammdatenlieferung einer CR ist der cNB verantwortlich. Der cNB versorgt alle betrNB mit den CR-Stammdaten. Für die von der CR umfassten SR, für die der cNB die Rolle des ANB wahrnimmt, werden die SR-Stammdaten nur nach bilateral Vereinbarungen zwischen dem cNB und den betrNB ausgetauscht.

ENTWURF

3.2 Planungsdaten

Planungsdatenlieferverpflichtung für SR im Planwertmodell durch den EIV werden gemäß der Festlegung BK6-23-241 (BilAReM Kapitel 4.2.1-4.2.26) definiert. Präzisierungen und Änderungen erfolgen in roter Schrift.

Die im Folgenden festgelegten Datenpunkte werden als Planungsdaten bezeichnet und größtenteils auch im Prognosemodell zwischen den NB ausgetauscht, daher gelten die Definitionen /Beschreibung gleichermaßen.

Werden in diesem Kapitel die Abkürzungen der Datenpunkte (z. B. PROD, +/-RDA) verwendet, sind damit die entsprechenden Zeitreihen der Planungsdaten gemeint.

Anwendung finden nur die Datenpunkte, die in den Formaten definiert sind.

3.2.1	
Datum	Wert Produktion (**PROD**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

3.2.1	
Einheit	MW
Beschreibung	Der Wert Produktion ist die Erzeugungsleistung. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $P_{min} \leq PROD \leq P_{max}$.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

516

3.2.2	
Datum	Mindestleistung Produktion (**P_{min}**) 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	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

517

3.2.3	
Datum	Beanspruchbare Leistung Produktion (**P_{max}**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW

ENTWURF

3.2.3	
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 und SSE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen, flexible Netzanschlussvereinbarungen mit Begrenzung der Netzanschlussleistung) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann P_{max} von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

518

3.2.4	
Datum	Dargebotsleistung (**P_{Dar}**) 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 SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

519

3.2.5	
Datum	Wert Verbrauch (**VERB**) einer SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW
Beschreibung	Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung an der Netzlokation einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $V_{min} \leq VERB \leq V_{max}$.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

520

3.2.6	
Datum	Minimale Entnahmeleistung (**V_{min}**) einer SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW
Beschreibung	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicher-kraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff P_{min} in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungs-grenze). Im Gegensatz zu P_{min} sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zur Netzlokation in der V_{min} enthalten. Für nicht-regel-bare Pumpen gilt, dass V_{min} betragsmäßig der Größe V_{max} entspricht.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungs-klasse	P ≥ 100 kW

521

3.2.7	
Datum	Maximale Entnahme (**V_{max}**) einer SSE ~~im Planwertmodell~~

ENTWURF

3.2.7	
Einheit	MW
Beschreibung	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff P_{max} in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu P_{max} sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zur Netzlokation in der **V_{max}** enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

522

3.2.8	
Datum	Positives Redispatchvermögen (**+RDV**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW
Beschreibung	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren Wirkleistungserhöhung einer SR oder TR.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

523

3.2.9	
Datum	Negatives Redispatchvermögen (**-RDV**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW

3.2.9	
Beschreibung	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien elektrischen Leistung einer SR oder TR in negativer Richtung ohne einen Eingriff in die Kraft-Wärme-Kopplung.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

524

3.2.10	
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	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

525

3.2.11	
Datum	Positive Primärregelleistung (**+PRL**) für SEE und SSE
Einheit	MW

ENTWURF

3.2.11	
Beschreibung	Leistungsvorhaltungen für positive ~~und negative~~ Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. 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	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

526

3.2.12	
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, für die ein Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt erteilt wurde. 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	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

527

3.2.13	
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. 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. Als Leistungsvorhaltung ist ~~Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind~~ vor Ablauf des Regelarbeitsmarkts nur die Leistung aus Geboten mit Zuschlag am Regelleistungsmarkt ~~nicht~~ zu melden, anschließend für alle Gebote am Regelarbeitsmarkt.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

528

3.2.14	
Datum	Negative Sekundärregelleistung [-aFRR] (**-SRL**) für SEE und SSE
Einheit	MW

3.2.14	
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. Als Leistungsvorhaltung ist vor Ablauf des Regelarbeitsmarkts nur die Leistung aus Geboten mit Zuschlag am Regelleistungsmarkt zu melden, anschließend für alle Gebote am Regelarbeitsmarkt. ~~Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.~~
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

529

3.2.15	
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. Als Leistungsvorhaltung ist vor Ablauf des Regelarbeitsmarkts nur die Leistung aus Geboten mit Zuschlag am

ENTWURF

3.2.15	
	Regelleistungsmarkt zu melden, anschließend für alle Gebote am Regelarbeitsmarkt. ~~Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.~~
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

530

3.2.16	
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. Als Leistungsvorhaltung ist vor Ablauf des Regelarbeitsmarkts nur die Leistung aus Geboten mit Zuschlag am Regelleistungsmarkt zu melden, anschließend für alle Gebote am Regelarbeitsmarkt. ~~Gebote und Zuschläge auf dem Regelarbeitsmarkt sind nicht zu melden.~~
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

531

3.2.17	
Datum	Positive Besicherungsleistung (**+BES**) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	Die positive Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung sowie für das zugehörige Nachlademanagement.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

532

3.2.18	
Datum	Negative Besicherungsleistung (**-BES**) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung sowie für das zugehörige Nachlademanagement.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

533

3.2.19	
Datum	Positiver Redispatch-Abruf (**+RDA**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW

ENTWURF

3.2.19	
Beschreibung	Der positive Redispatch-Abruf ist der angewiesene und geplante positive Redispatch-Abruf auf der jeweiligen SR oder TR. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch-Abrufs, welcher angewiesen ist.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

534

3.2.20	
Datum	Negativer Redispatch-Abruf (**-RDA**) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW
Beschreibung	Der negative Redispatch-Abruf ist der angewiesene und geplante negative Redispatch-Abruf auf der jeweiligen Anlage. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatch-Abrufs, welcher angewiesen ist.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

535

3.2.22	
Datum	Füllstand für SSE
Einheit	MWh
Beschreibung	Ladezustand bzw. Füllstand von SSE Der Füllstand ist in Analogie zum korrespondierenden Stammdatum „Nutzbare Speicherkapazität“ als nutzbarer Speicherfüllstand anzugeben. Diese bedeutet, dass der Gesamtwirkungsgrad des Speichers hier bei der Beladung des Speichers Berücksichtigung findet. D.h. die mit dem Füllstand quantifizierte Energie ist in Richtung der Ausspeicherung definiert.

3.2.22	
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

536

3.2.23	
Datum	Arbeitsvolumen für SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MWh
Beschreibung	Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

537

3.2.24	
Datum	Füllstandsgrenzen für SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MWh
Beschreibung	Gibt die Füllstandgrenzen des Speichers (MWh) jeweils für Einspeichern und Ausspeichern innerhalb der Viertelstunde aufgrund technischer Restriktionen an. Dadurch können temporäre technische Restriktionen auch auf energetischer Basis gemeldet werden.
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

538

ENTWURF

3.2.25	
Datum	Ausgesprochene Limitierung für SSE ~~im Planwertmodell~~
Einheit	MW
Beschreibung	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: • Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf • Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf • Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf • Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf • ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

539

ENTWURF

3.2.26	
Datum	Selbstversorgung (**SVER**) für SEE und SSE
Einheit	MW
Beschreibung	Selbstversorgung mit Strom aus Erzeugungsanlagen, die über den Verbrauch betriebsnotwendiger Kraftwerkskomponenten (Eigenbedarf) hinaus geht. Im Falle von EE- und KWK-Strom handelt es um privilegierte Selbstversorgung gemäß Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 in der Fassung vom 13. Juni 2024
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

540

3.2.27 [optional zu melden]	
Datum	Zyklenrestriktion für SSE
Einheit	MWh
Beschreibung	Absoluter Energiedurchsatz jeweils für das Ein- und Ausspeichern, das aufgrund der Zyklenrestriktion für den restlichen Tag noch maximal zur Verfügung steht.
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

541

3.2.28	
Datum	marktbedingte Anpassung (mbA)
Einheit	MW

ENTWURF

Beschreibung	Das Datum beschreibt die geplante Fahrweise (absoluter Leistungswert) aufgrund einer marktlichen Steuerung der SR unabhängig einer Leistungsanpassung durch Redispatch bei fluktuierender Erzeugung. Sie berücksichtigt die Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerungen seitens EIV. Hinweis: Befindet sich die SR im Prognosemodell mit Datenlieferung durch den NB, ist diese Information der einzige Inhalt einer separaten Meldung (siehe Kapitel 3.5). In allen anderen Fällen ist diese Information Bestandteil der Planungsdaten des EIV.
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

Ergänzende Definitionen dieser Datenpunkte finden sich im Anhang an die Formate.

3.2.1 Regeln für die Erstellung der Planungsdaten

Sowohl für die Planungsdatenerstellung im Planwertmodell durch den EIV als auch Prognosemodell durch den EIV oder ANB gelten die im folgenden aufgezeigten Regeln und Zusammenhänge, für Speicher gibt es darüber hinaus in Kapitel 8.4 ergänzende Vorgaben.

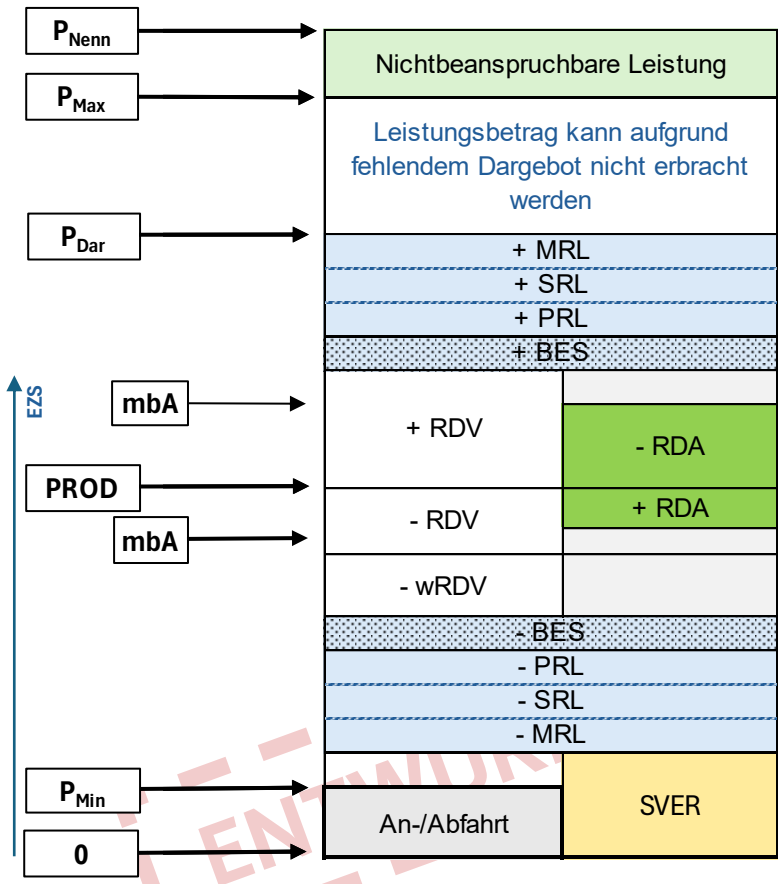
Nichtbeanspruchbarkeiten, Selbstversorgung und marktbedingte Anpassungen gemäß den Kapiteln 3.3 bis 3.5 sind durch die im Folgenden beschriebenen Mechanismen vom NB oder EIV in den Planungsdaten zu berücksichtigen. Im Fall, dass der EIV Planungsdaten sendet, erfolgen separate Meldungen ausschließlich zu den Nichtbeanspruchbarkeiten, da diese für größere Vorschau-Zeiträume, wenn bekannt, übermittelt werden sollen.

3.2.1.1 Abhängigkeiten der einzelnen Planungsdaten zueinander

Für Stromerzeugungseinheiten (SEE) sind bei der Lieferung der Leistungszeitreihen[13] **pro Viertelstunde** Abhängigkeiten zu beachten. Diese werden in der folgenden Abbildung dargestellt und anschließend beschrieben. Für Speicher siehe entsprechende Abbildung in Kapitel 8.4. Die mbA bewegt sich im Falle des negativen Redispatch zwischen PROD und P_{max} (bei nicht-dargebotsabhängigen SEE) bzw. P_{dar} und im Fall des positiven Redispatch zwischen 0 und PROD.

[13] Alle Leistungszeitreihen der Planungsdaten sind als Mittelwert für die jeweilige Viertelstunde zu verstehen.

558



559

560 *Abbildung 3: Schematische Darstellung der Abhängigkeiten zwischen den Planungsdaten (unter Vernachlässigung*
561 *des Eigenbedarfs)*

562

563 Es gelten folgende mathematische Randbedingungen für korrekte Planungsdaten:

564 $$P_{max} \leq \mathrm{P_{Nenn}} - P_{\mathrm{NiBa}} \text{ (siehe Fußnote}^{14}\text{)}$$

565 $$Pdar \leq \mathrm{P}_{max}$$

[14] P_{Nenn} gibt einen Maximalwert unter Normbedingungen an. Es können z. B. bei thermischen Anlagen bei abweichenden Bedingungen auch höhere Leistungswerte und somit Abweichungen von der beschriebenen Bedingung auftreten.

$$PROD \leq \text{Pdar}$$

$$P_{min} \leq \text{PROD (siehe Fußnote}^{15}\text{)}$$

$$SVER \leq PROD \ (siehe\ Fußnote\ ^{16})$$

P_{NiBa} entspricht dabei der nicht-beanspruchbaren Leistung. Für nähere Ausführungen siehe Kapitel 3.3

Die Leistungszeitreihen (+/-) MRL/SRL/PRL/ BES/RDV und -wRDV erfüllen die Abhängigkeiten der Planungsdatenzeitreihen gem. Abbildung 3 und werden im weiten Verlauf unter der Abkürzung (+/-)SDL zusammengefasst, dabei gilt:

SDL: richtungsabhängige Summe der Leistungszeitreihen für Systemdienstleistungen (Regelleistung, Besicherungsleistung) Die Vorzeichen beschreiben die Richtung der SDL und sind nicht mathematisch zu interpretieren

Im Falle von Selbstversorgung (vgl. Kapitel 3.4) bzw. marktbedingten Anpassungen (vgl. Kapitel 3.5) sind die Auswirkungen auf die Planungsdaten nachfolgend aufgeführt. Die Auswirkungen einer Redispatch-Maßnahme sind dabei zunächst unberücksichtigt, diese werden in Kapitel 3.2.1.2 dargestellt.

- Für SR, die alleinig aus TR vom Typ fluktuierender SEE bestehen, gilt:

  $$PROD = \min(P_{Dar}, mbA),$$

  Sollte keine mbA Datenmeldung vorliegen, so ist sie in der Berechnung nicht zu berücksichtigen,
- Für nicht-fluktuierende SR ergibt sich PROD aus der geplanten Fahrweise
- Die Zeitreihe mbA ist ohne Redispatch-Maßnahme identisch zu PROD

Das Redispatchvermögen RDV ergibt sich gemäß Abbildung 4 zu:

ENTWURF

[15] Für Zeiträumen, in denen sich die SEE weder im Stillstand noch in der An- bzw. Abfahrt befindet.

[16] Die Selbstversorgung kann nicht größer als die Produktion, bzw. die korrespondierende Dargebotsleistung sein, falls eine Datenmeldung dies durch zu großzügige Abschätzung suggeriert, ist diese bei der Erstellung der Planungsdaten (durch den NB) entsprechend anzupassen.

$$-\mathrm{RDV} = \min\{(PROD - Pmin); (PROD - SVER)\} - |-SDL| - wRDV$$

$$+RDV = P_{Dar} - |+SDL| - PROD$$

Im Falle von nicht-fluktuierenden SEE ist für die Berechnung von +RDV statt P_{Dar} das P_{max} anzusetzen.

Das negative wärmegebundene Redispatchvermögen (-wRDV) kann ebenfalls für Redispatch-Maßnahmen herangezogen werden. Gegenüber dem gemeldeten negativen Redispatchvermögen (-RDV) erfolgt die Berücksichtigung des -wRDV nachrangig. Werden für das -wRDV explizit reale Kosten gemeldet, werden diese bei der Auswahl berücksichtigt. Liegt keine explizite Kostenmeldung vor, muss der anfNB mit dieser Informationslücke umgehen.

Der Umfang der Planungsdaten richtet sich entsprechend der Formatbeschreibung. Es sind immer vollständige, also alle Zeitreihen der Planungsdaten zu liefern, mit Ausnahme der Planungsdaten zur Regelleistung. Diese Daten sind nur für SR, welche mindestens eine TR enthalten, die eine Präqualifikation zur Regelleistungserbringung haben, zu melden. Denn nur durch vollständige PD können die obigen Ungleichungen systematisch überprüft werden.

Hinweis: Die Zeitreihen +/-RDV beziehen sich auf die physikalisch anpassbare Wirkleistung unter Berücksichtigung von regulär nicht zur Verfügung stehenden Leistungsscheiben (vgl. Kapitel 4.3.3 bzw. die Berechnungsvorschrift in diesem Kapitel). Das bedeutet auch, dass das +/-RDV entsprechend reduziert wird, wenn eine Anlage steuertechnisch nicht erreichbar ist.

ENTWURF

3.2.1.2 Anpassungen der Planungsdaten aufgrund einer RD-Maßnahme

Eine Redispatch-Maßnahme führt – sofern sie in die geplante Wirkleistungserzeugung bzw. den -verbrauch einer SR, SG oder CR eingreift - zu einer Anpassung des PROD, RDA und RDV. Sie hängt dabei maßgeblich an der Anweisungsart, weshalb grundsätzlich zwischen Delta- und Sollwertanweisung differenziert werden muss. Die nachfolgenden Regeln gelten für jede einzelne Viertelstunde und grundsätzlich für SR, SG und auch CR. Im Falle von SR mit enthaltenen TR-SSE unter zusätzlicher Berücksichtigung von Kapitel 8.4 und in Analogie zu PROD auch für VERB.

3.2.1.2.1 Anpassung der Planungsdaten bei Sollwert-Anweisungen

Nachfolgend sind die Aktualisierungen der Planungsdaten beschrieben, die sich aufgrund einer Redispatch-Maßnahme mit einer Sollwert-Anweisung ergeben.

<u>Ermittlung des RDA</u>

Das RDA entspricht dem mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen Leistungseingriff. Es ist folglich immer Null, sofern in der betreffenden Viertelstunde keine Redispatch-Maßnahme vorliegt. Im Planwertmodell spiegelt das RDA zudem den bilanziellen Ausgleich und ist allein abhängig von Redispatch-Maßnahmen und deren Aktualisierungen. Damit ist es unabhängig von Änderungen des PROD aufgrund von Änderungen des Dargebots, marktlichen Anpassungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten. Im Prognosemodell hingegen wird es durch Änderungen des Dargebots, marktliche Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten beeinflusst.

Für die Aktualisierung der Planungsdaten in der Version $(v+1)$ gegenüber der aktuellen Version v gilt:

- Im Falle des negativen Redispatch:

$$-RDA(v+1) = \max\left(0, \mathrm{PROD}(v) - \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}} + |-RDA(v)| - |+RDA(v)|\right)$$

$$-\mathrm{RDA}(v+1) = \max\left(0, \mathrm{V}_{\mathrm{Soll,min}} - \mathrm{VERB}(v) + |+RDA(v)| - |-RDA(v)|\right)$$

- Im Falle des positiven Redispatch:

$$+RDA(v+1) = \max\left(0, \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}} - \mathrm{PROD}(v) + |+RDA(v)| - |-RDA(v)|\right)$$

$$+\mathrm{RDA}(v+1) = \max\left(0, \mathrm{VERB}(v) - \mathrm{V}_{\mathrm{Soll,max}} + |-RDA(v)| - |+RDA(v)|\right)$$

ENTWURF

Für die obigen Formeln gilt: Es darf immer nur entweder +RDA oder – RDA größer 0 sein, nie beides gleichzeitig für eine Viertelstunde. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}}$ bzw. $\mathrm{V}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{V}_{\mathrm{Soll,min}}$ ist die Sollwertanweisung: im Duldungsfall entsprechend der Abrufanweisung, im Aufforderungsfall entsprechend des jeweils über die ACR bestätigten bzw. AAR aktualisierten Sollwerts. Damit entspricht das RDA im Planwertmodell bei vollständiger Bestätigung der im ACO mitgeteilten IBA.

Ermittlung des PROD

Für die Aktualisierung der Planungsdaten ergibt sich das neue PROD (v +1) auf Basis des PROD der aktuellen Version v sowie der aktuellen Abrufanforderung $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}}$

- Im Falle des negativen Redispatch:

$$\mathrm{PROD}(v+1) = \min(\mathrm{PROD}(v), \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}})$$

- Im Falle des positiven Redispatch:

$$\mathrm{PROD}(\nu+1) = \max(\mathrm{PROD}(\nu), \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}})$$

$\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}}$ ist die Sollwertanweisung: im Duldungsfall entsprechend der Abrufanweisung, im Aufforderungsfall entsprechend des jeweils über die ACR bestätigten bzw. AAR aktualisierten Sollwerts.

Handelt es sich bei der Anweisungsart um eine beidseitige Fixierung, so ist das neue PROD exakt entsprechend der Abrufanforderung.

3.2.1.2.2 Anpassung der Planungsdaten bei Delta-Anweisungen

Nachfolgend sind die Aktualisierungen der Planungsdaten beschrieben, die sich aufgrund einer Redispatch-Maßnahme mit einer Delta-Anweisung ergeben.

Ermittlung des RDA

Das RDA entspricht dem mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen Leistungseingriff und damit dem angeforderten Delta. Es ist Null, sofern in der betreffenden Viertelstunde keine Redispatch-Maßnahme vorliegt. Im Planwertmodell bildet das RDA zudem die Grundlage für den bilanziellen Ausgleich und ist allein abhängig von Redispatch-Maßnahmen und deren Aktualisierungen. Damit ist es unabhängig von Änderungen des PROD aufgrund von Änderungen des Dargebots, marktlichen Anpassungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten. Im Prognosemodell hingegen wird es durch Änderungen des Dargebots, marktliche Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten beeinflusst.

ENTWURF

Für die Aktualisierung der Planungsdaten in der Version $(\nu+1)$ gegenüber der aktuellen Version ν gilt sowohl für positiven als auch für negativen Redispatch:

$$\mathrm{RDA}_{-/+}(\nu+1) = \mathrm{P}_{\mathrm{Delta},-/+}$$

, dabei ist $\mathrm{P}_{\mathrm{Delta},+/-}$ die über die ACR bestätigte bzw. AAR aktualisierte Deltaanweisung entsprechend positivem oder negativem Redispatch.

Ermittlung des PROD:

Bei einer positiven Redispatch-Maßnahme ergibt sich das neue PROD (ν +1) auf Basis des PROD der aktuellen Version ν sowie der aktuellen Abrufanforderung:

$$\mathrm{PROD}(\nu+1) = \mathrm{PROD}(\nu) - |+RDA(\nu)| + |-RDA(\nu)| + |+P_{Delta}| \text{ für pos. Redispatch}$$

$$\mathrm{PROD}(\nu+1) = \mathrm{PROD}(\nu) - |+RDA(\nu)| + |-RDA(\nu)| - |-P_{Delta}| \text{ für neg. Redispatch}$$

Bei einer negativen Redispatch-Maßnahme ergibt sich das neue PROD (v +1) auf Basis des PROD der aktuellen Version v sowie der aktuellen Abrufanforderung:

, dabei ist $P_{Delta,-/+}$ die über die ACR bestätigte bzw. AAR aktualisierte Deltaanweisung entsprechend positivem oder negativem Redispatch.

Im Planwertmodell ergibt sich das RDA entsprechend der vom anwNB übermittelten IBA (Verweis auf Abrufkapitel). Im Falle des Delta-Abrufs ist eine Anpassung des PROD und RDA gemäß obiger Beschreibung nur dann vorzunehmen, wenn sich die IBA in der betreffenden Viertelstunde im Vergleich zur vorangegangenen Version geändert hat. Ändern sich lediglich die referenzierte Planungsdatenversion jedoch nicht die IBA, dann bedeutet das, dass der anwNB keinen neuen limitierenden Sollwert gesetzt hat, sondern der vorher vom EIV gesetzte Sollwert weiterhin Gültigkeit hat.

ENTWURF

3.2.1.2.3 Auswirkungen auf das Redispatchvermögen

Nach der Anpassung von PROD sind auch +RDV und −RDV zu aktualisieren. Durch die Verschiebung des Arbeitspunktes verringert sich das Redispatchvermögen in Richtung der Maßnahme und erhöht sich grundsätzlich in Gegenrichtung.

Bei einer reinen Verschiebung von PROD bleibt die Summe der beiden RDV-Bereiche einer SR grundsätzlich unverändert.

Die sonstigen Abhängigkeiten der Planungsdaten sind weiterhin einzuhalten. Dies betrifft insbesondere die Abhängigkeiten zu:

- P_{min},
- P_{max},
- P_{dar},
- Systemdienstleistungen,
- Nichtbeanspruchbarkeiten,

- Selbstversorgung und
- marktbedingten Anpassungen.

3.2.1.3 Aktualisierung der Planungsdaten bei vorliegenden und unveränderten RD-Maßnahmen

Im Falle einer bestehenden (und unverändert gültigen) Redispatch-Maßnahme kann eine Aktualisierung der Planungsdaten durch Veränderungen des Dargebots, markbedingte Anpassungen[17] oder Nichtbeanspruchbarkeiten ausgelöst werden.

3.2.1.3.1 Anpassung des RDA

Planwertmodell:

Das RDA im Planwertmodell entspricht dem bilanziellen Ausgleich auf Ebene der SR, es ist damit alleinig abhängig von einer Aktualisierung der Redispatch-Maßnahme und bleibt somit für den hier beschriebenen Fall unverändert

Prognosemodell:

Da das RDA im Prognosemodell dem Leistungseingriff durch eine Redispatch-Maßnahme unter Berücksichtigung von Anpassungen des Dargebots, marktlicher Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten entspricht, gilt für eine Aktualisierung $(v+1)$ der Planungsdaten der Version v:

$$+\mathrm{RDA}(v+1) = \max(0, P_{Soll,min} - \mathrm{P_{mbA}}(v+1))$$

$$-\mathrm{RDA}(v+1) = \max(0, min(P_{mbA}(v+1), P_{Dar}(v+1)) - P_{Soll,max})$$

Im Falle von nicht-fluktuierenden SR ist anstelle des $\mathrm{P_{Dar}}$ die beanspruchbare Leistung anzusetzen, die sich aus der Leistung aufgrund von Nichtbeanspruchbarkeiten ergibt (vgl. Kapitel 3.3). Zusätzlich entfällt das P_{mbA} und wird durch das im letzten Abrufdokument referenzierte PROD(v) (ggfs. angepasst durch bereits enthaltene RDA(v)) ersetzt:

[17] Nutzung der verbleibenden Freiheitsgrade (i. A. Anpassung in Richtung des Abrufs)

ENTWURF

$$+\mathrm{RDA}(\nu+1) = \begin{cases} max\big(0, P_{Soll,min} - PROD(\nu) - |+RDA(\nu)| + |-RDA(\nu)|\big), falls\ PROD(\nu+1) = P_{Soll,min} \\ 0 \qquad , falls\ PROD(\nu+1) > P_{Soll,min} \end{cases}$$

$$-RDA(\nu+1) = \begin{cases} max(0, min(PROD(\nu) - |+RDA(\nu)| + |-RDA(\nu)|, P_{bean}) - P_{Soll,max}), falls\ PROD(\nu+1) = P_{Soll,max} \\ 0 \qquad , falls\ PROD(\nu+1) < P_{Soll,max} \end{cases}$$

Im Falle von Delta-Anweisungen entspricht das $\mathrm{P_{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{P_{Soll,min}}$ der aus der Delta-Anweisung resultierenden, einzuhaltenden Leistungsvorgabe.

Immer dann, wenn die Wirkleistungserzeugung auch ohne die Redispatch-Maßnahme besteht, ist das RDA folglich Null.

3.2.1.3.2 Anpassung des PROD

<u>Bei einseitiger Limitierung:</u>

Bei negativem Redispatch:

$$\mathrm{PROD}(\nu+1) = \min(\mathrm{P_{Soll,max}}, \mathrm{P_{mbA}}(\nu+1), \mathrm{P_{Dar}}(\nu+1))$$

Bei positivem Redispatch:

$$\mathrm{PROD}(\nu+1) = \max(P_{Soll,min}, \min(\mathrm{P_{mbA}}(\nu+1), \mathrm{P_{Dar}}(\nu+1)))$$

Im Falle von nicht-fluktuierenden SR ist anstelle des Dargebots die beanspruchbare Leistung anzusetzen, die sich aus der Leistung aufgrund von Nichtbeanspruchbarkeiten ergibt (vgl. Kapitel 3.3). Im Falle von Delta-Anweisungen entspricht das $\mathrm{P_{Soll,max}}$ bzw $\mathrm{P_{Soll,min}}$ der aus der Delta-Anweisung resultierenden, einzuhaltenden Leistungsvorgabe

<u>Im Falle beidseitiger Fixierung:</u>

In diesem Fall ist keine Anpassung des PROD möglich. Sofern eine Einhaltung des geforderten PROD aus technischen Gründen nicht möglich ist, ist eine entsprechende Aktualisierung der Abrufrückmeldung erforderlich (vgl. UC 4.2.3 des Prozessdokumentes).

ENTWURF

3.2.2 Planungsdatenlieferung für SR im Planwertmodell durch den EIV

Die Planungsdatenlieferung im Planwertmodell bilden die Grundlage für die RD-Abwicklung und die Höhe des Bilanziellen Ausgleichs und sind daher mit einer hohen Güte und Zuverlässigkeit innerhalb der Fristen zu melden.

Liegen keine Planungsdaten vor, wird für Redispatch-Abrufe ein bilanzieller Ausgleich von 0 angesetzt.

Wenn der NB Planungsdaten gemäß 3.2.4 oder 3.2.5 aggregiert, sind immer ausschließlich die Planungsdaten vom EIV zu verwenden.

3.2.3 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell

Es sind auch im Prognosemodell immer vollständige Planungsdaten zu liefern, analog zur Lieferung der Planungsdaten im Planwertmodell. Im Gegensatz zum Planwertmodell bilden die Planungsdaten aber keine Grundlage für die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs. Sie dienen allein für die NB als wichtige Grundlage für die Netzzustandsanalyse, Maßnahmendimensionierung und Abrufplanung innerhalb der Netzbetreiberkoordination. Es werden je nach Verantwortung für die Planungsdaten verschiedene Fälle unterschieden.

3.2.3.1 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell durch den EIV

Für eine SR im Prognosemodell ist eine Planungsdatenlieferung durch den EIV erforderlich, bis diese ins Planwertmodell überführt wurde, sofern es

- sich um eine nicht-fluktuierende SR handelt, an der marktbedinge Anpassungen vorgenommen werden
- sich um eine SR vom Typ SSE oder eine Kombination aus TR-SSE und TR-SEE und/oder TR-SVE gemäß Kapitel 8.2 handelt
- sich um eine SR (oder einzelne TR innerhalb der SR) handelt, die für die Regelleistung präqualifiziert sind
- sich um eine SR handelt, die in fünf, spätestens jedoch in drei Monaten, ins Planwertmodell überführt werden soll (vgl. Kapitel 5.2.3)
- sich um eine SR handelt, die Teil einer Flexiblen Netzanschlussvereinbarung ist

Nach Abstimmung mit dem EIV teilt der ANB in diesen Fällen dem EIV die Notwendigkeit zur Übermittlung von Planungsdaten über die Stammdatenprozesse mit (Zuordnung der SR zum Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung).

Die Möglichkeit des EIV, seinerseits (und losgelöst von den obig angeführten Kriterien) freiwillig Planungsdaten zu senden, bleibt davon unberührt. Der EIV teilt dies in diesem Fall dem

[ENTWURF]

ANB über die Stammdatenprozesse mit (Zuordnung der SR zum Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den EIV).

Soweit kontinuierlich Planungsdaten gemeldet werden, die für die Auswahlentscheidung der Netzbetreiber relevant sind, sind diese bei der Planung und dem Abruf von Redispatch-Maßnahmen im Einklang mit den rechtlichen Vorgaben anzuwenden.

3.2.3.2 Planungsdatenlieferung für SR im Prognosemodell durch den NB

Die Planungsdatenerstellung durch den NB erfolgt immer dann, wenn keine Planungsdatenlieferung in Verantwortung durch den EIV gemäß voranstehendem Kapitel erfolgt.

Die Planungsdatenerstellung für SR durch den NB erfolgt mit den in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Mechanismen.

Der NB hat die Güte seiner Prognosen durch geeignete Prognoseverfahren und Qualitätssicherungsmechanismen sicherzustellen.

3.2.4 Planungsdatenlieferung für SG durch den NB

Die Planungsdaten der SG ergeben sich aus einzelnen Planungsdaten einer jeden SR innerhalb der SG entsprechend unten angeführten Regeln. Des Weiteren berücksichtigt der ANB hierbei vorliegende Nichtbeanspruchbarkeitsmeldungen sowie marktbedingte Anpassungen der in der SG enthaltenen SR bzw. TR.

SR einer SG können nicht einzeln ins Planwertmodell überführt werden, sondern es müssen alle SR einer SG gemeinsam und gleichzeitig überführt werden.

Hinweis: Für die einer SG zugeordneten SR werden alle Einzelplanungsdaten (vom EIV gesendet) über den DP an die betrNB geliefert.

Enthält eine SG ausschließlich SEE, sind folgende Datenpunkte vom ANB an die betrNB zu übermitteln:

- Produktion (PROD): Summe der PROD der einzelnen SR
- Mindestleistung Produktion (P_{min}): Das P_{min} der SG entspricht dem höchsten P_{min} aus der Menge der SR
- Beanspruchbare Leistung Produktion (P_{max}): Summe der P_{max} der einzelnen SR
- Dargebotsleistung (P_{dar}): Summe der P_{dar} der einzelnen SR
- Positives Redispatchvermögen (+RDV): Summe der (+RDV) der einzelnen SR
- Negatives Redispatchvermögen (-RDV): Summe der (-RDV) der einzelnen SR

ENTWURF

- Negatives Redispatchvermögen (-wRDV): Summe der (-wRDV) der einzelnen SR
- Positiver Redispatch-Abruf (+RDA) Summe der (+RDA) der einzelnen SR
- Negativer Redispatch-Abruf (-RDA) Summe der (-RDA) der einzelnen SR

Die Verbrauchsseite von Speichern innerhalb einer SG wird bis auf Weiteres bei der Planungsdatenlieferung vernachlässigt.

3.2.5 Planungsdatenlieferung für CR durch den NB

Der cNB übermittelt die Planungsdaten über den DP an die betrNB. Bei der Erstellung der Cluster-Planungsdaten, getrennt nach Prognose und Planwertmodell, berücksichtigt der cNB die Planungsdaten der enthaltenen Abrufobjekte, die mit den in Kapitel 3.2.1 beschriebene Mechanismen erstellt werden. Der cNB trägt die Verantwortung für die prozesskonforme Aktualisierung der Stamm- und Planungsdaten für die CR.

Eine implizite Abbildung von Netzrestriktionen des cNB in der CR, d. h. Reduktion des RDV, findet i.d.R. nicht statt, sondern erfolgen bei Bedarf durch explizite Flexibilitätsbeschränkungen für die CR.

Der PROD-Wert eines Clusters ergibts sich aus der Summe der geplanten Einspeisungen aller im Cluster enthaltenen Abrufobjekte:

$$PROD_{CR} = \sum^{AO \in CR} PROD_{AO}$$

Analog gilt dies für die anderen Planungsdatenzeitreihen. Die in Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3 aufgeführten Regeln zu Aktualisierung der Planungsdaten gelten analog zu SR auch für CR. Hierbei ist zu beachten, dass für CR ausschließlich der Aufforderungsfall relevant ist (vgl. Kapitel 4.1).

AUSNAHME:

Wird ein in der CR enthaltenes Abrufobjekt durch den cNB oder einen ihm nachgelagerten NB zur eigenen Engpassentlastung angewiesen, so hat dies keinen Einfluss auf die Meldung des RDV der CR in Gegenrichtung der Maßnahme. Hingegen ist das RDV des angewiesenen Abrufobjektes in Gegenrichtung der Maßnahme sowie das RDA des angewiesenen Abrufobjektes in Maßnahmenrichtung gemäß Kapitel 4 auszuweisen. Auf diese Weise wird verhindert, dass ein vorgelagerter NB auf die dadurch frei werdenden Potenziale zugreift und seinerseits eine Redispatch-Maßnahme in Gegenrichtung anweist.

ENTWURF

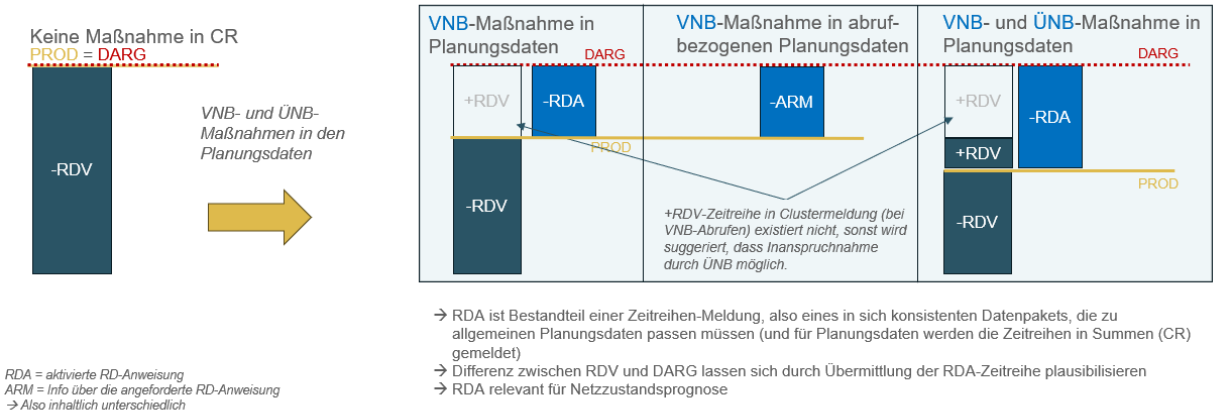


Abbildung 4: Visualisierung RDV und RDA bei CR

Für Maßnahmen, die ausschließlich für den anfNB eines Clusters umgesetzt werden, weist der cNB das RDV sowohl für die CR als auch für die von der CR-Maßnahme betroffenen Abrufobjekte entsprechend der geltenden Regeln in Gegenrichtung aus. Das RDA in Maßnahmenrichtung für diese Art der Anforderung wird sowohl für die CR als auch für die von der CR-Maßnahme betroffenen Abrufobjekte entsprechend der Maßnahmenhöhe ausgewiesen. Das RDV in Maßnahmenrichtung wird grundsätzlich um die Höhe der Maßnahme reduziert.

Dies zeigt *Abbildung 4: Visualisierung RDV und RDA bei CR* sowie Anhang *A 6 Beispiele Planungsdatenanpassungen bei Abrufen von CR*.

Enthält eine CR ausschließlich SEE, sind mindestens folgende Datenpunkte zu übermitteln:

- Produktion (PROD)
- Mindestleistung Produktion (P_{min})
- Beanspruchbare Leistung Produktion (P_{max})
- Positives Redispatchvermögen (+RDV)
- Negatives Redispatchvermögen (-RDV)
- Positiver Redispatch-Abruf (+RDA)
- Negativer Redispatch-Abruf (-RDA)

Falls mindestens eine SEE der CR einen der beiden folgenden Datenpunkte beinhaltet, ist zusätzlich auch der jeweilige Datenpunkt zu übermitteln:

- Dargebotsleistung (P_{dar})

- Negatives Redispatchvermögen (-wRDV)

3.2.6 Geplante und angeforderte/bestätigte Redispatch-Maßnahmen (GRM und ARM)

Neben den unter 3.2.1. beschriebenen Planungsdaten werden im NKK weitere abrufbezogene Planungsdaten ausgetauscht. Diese umfassen die Meldung von geplanten RD-Maßnahmen (GRM) und angeforderten und bestätigten RD-Maßnahmen (ARM). Weitere Erläuterungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.2.2.

3.3 Nichtbeanspruchbarkeiten

Im Folgenden ist der Datenpunkt aufgeführt, für den eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM Kapitel 4.3.1) besteht. Präzisierungen und Änderungen in roter Schrift

Alle weiteren Datenpunkte sind den Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente zu entnehmen.

3.3.1	
Datum	Nichtbeanspruchbarkeiten (NiBa)
Einheit	MW
Beschreibung	Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen).
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

Nichtbeanspruchbarkeiten sind auf Basis der TR zu melden, sofern der EIV keine bilaterale Vereinbarung auf Basis der SR mit den betrNB getroffen hat. Für die Abrechnung sind ex post alle Nichtbeanspruchbarkeiten zu verwenden.

Es gibt keine Schwellwerte für Leistung oder Dauer einer Nichtbeanspruchbarkeit, die den EIV von der Meldepflicht entbinden würde. Nur falls eine Vereinbarung zwischen dem EIV und den betrNB zu nicht vollständigen Meldungen der Nichtbeanspruchbarkeit inkl. der Schwellwerte

zustande kommt, muss nicht jede Nichtbeanspruchbarkeit gemeldet werden:

- z.B. kann für dargebotsabhängige SR kleiner 1 MW ein Verzicht auf die Meldung Nichtbeanspruchbarkeiten vereinbart werden, wenn diese kleiner als 50% der Nennleistung der SR und gleichzeitig kürzer als 1 Stunde Dauer sind (d.h. z.B. ein kurzer Wartungsstillstand einer einzelnen TR mit 100 kW, die temporär für 20 Minuten nicht beanspruchbar ist, muss bei einer SR mit 500 kW Gesamtleistung (P_{Nenn}) nicht gemeldet werden).

Anmerkung: Für TR kleiner 100 kW müssen keine Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß den Festlegungen der BNetzA zu Redispatch 2.0 gemeldet werden.

Der Redispatch-Abruf ist nicht als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden, um Doppelberücksichtigung zu vermeiden. D.h. der Redispatch ist hier nicht unter den Außeneinflüssen gemäß VGB-Standard: VGB-S-002-03-2019-10-DE zu berücksichtigen.

Unterschiedliche Gründe für Nichtbeanspruchbarkeiten, die separat gemeldet werden, addieren sich nicht auf.

Der Netzbetreiber muss in seinem RD-Abruf die Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß Prozess sowie die gemeldeten Stammdaten berücksichtigen.

Für Nichtbeanspruchbarkeiten im Kontext eines EIV-Wechsels gilt: NiBas, welche von einem EIV gesendet wurden, werden zu dem Zeitpunkt und für den folgenden Zeitraum ungültig, ab dem derjenige EIV nicht mehr der SR zugeordnet ist.

ENTWURF

Typ	Reason-Code[18]	Grund	Technische Berücksichtigung
NiBa	B18	Ausfall	Für die resultierende nichtbeanspruchbare Leistung im zeitlichen Verlauf gilt je TR je Viertelstunde: $P_{\mathrm{NiBa}} = \max(einzelner\ P_{NiBa})$
NiBa	B19	vorhergesehene Wartung	
NiBa	B20	Abschaltung	
NiBa	Z07	Einschränkungen auf Grund netzbedingter Störung	

[18] Hier sind die bisherigen ReasonCodes aus den Formaten aufgeführt, im Sinne einer Anwendungshilfe und nicht im Sinne der Definition

Typ	Reason-Code[18]	Grund	Technische Berücksichtigung
NiBa	Z03	Einschränkungen auf Grund behördlicher oder umwelt-rechtlicher Vorgaben	
Mindest-leistung	Z01	Außeneinfluss (z. B. Min-destabgabe von Wasser-kraft), der auch nicht durch Nutzung des §13 Absatz 2 EnWG beeinflusst werden kann	P_{min}: in Höhe von NiBa
Mindest-leistung	Z02	Einschränkungen auf Grund von Energielieferverpflich-tungen (z. B. Wärme und Dampf; exklusive Strom)	ist für hoch effiziente KWK Anlagen im wRDV abzubilden, andernfalls nicht zu berücksichtigen

Für Nichtbeanspruchbarkeiten im Kontext der Berechnung der Ausfallarbeit gilt: Die Berechnung ist auf Basis von Ist-Daten, d.h. mit den ex post bekannten Nichtbeanspruchbarkeiten durchzuführen, welche fristgerecht gemeldet wurden. Dies gilt sowohl für das Prognose- wie auch für das Planwertmodell. Gerade die nachträgliche Meldung im Planwertmodell ist wichtig, weil die Planungsdaten nachträglich nicht angepasst/aktualisiert werden können. Im Planwertmodell werden nach einem Abruf gemeldete NiBa nicht zur Korrektur des bilanziellen Ausgleichs verwendet, sondern ex post bei der Berechnung der Ausfallarbeit berücksichtigt.

Gemeldete Mindestleistungen sind hiervon auszunehmen, diese Meldungen sind auch nicht verpflichtend, da sie die Fahrweise gewissermaßen „schützen“.

3.4 Selbstversorgung

Im Folgenden ist der Datenpunkt aufgeführt, für den eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM Kapitel 4.3.3) besteht. Präzisierungen und Änderungen erfolgen in roter Schrift.

Alle weiteren Datenpunkte sind den Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente zu entnehmen.

3.4.3	
Datum	Im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den NB: Selbstversorgung (**SVER**) für SEE und SSE ~~mit EE- und KWK-Strom~~
Einheit	MW
Beschreibung	Selbstversorgung mit Strom aus Erzeugungsanlagen, die über den Verbrauch betriebsnotwendiger Kraftwerkskomponenten (Eigenbedarf) hinaus geht. Im Falle von EE- und KWK-Strom handelt es um privilegierte Selbstversorgung gemäß Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 in der Fassung vom 13. Juni 2024 ~~Nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.~~
Objekt	SR ~~oder für die einzelnen enthaltenen TR~~
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

Die Prognose des zu erwartenden Lastverhaltens für die Meldung der Selbstversorgung (SVER) (Last in der Kundenanlage, welche über für den Kraftwerksbetrieb notwendige Komponenten hinaus geht) ist bestmöglich zu erstellen und entsprechend anzugeben.

Im Gegensatz zu Meldungen von Nichtbeanspruchbarkeiten mit anderen Codes führt die Meldung einer Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom nicht zu einer Reduktion der „Beanspruchbaren Leistung Produktion (P_{max})“, sondern definiert ein Band zwischen 0 MW bis zur Höhe der gemeldeten Selbstversorgung, in welches der Netzbetreiber nur gemäß den gesetzlichen Ausnahmefällen eingreifen darf.

Dies impliziert, dass die jeweiligen technischen Einschränkungen bei der Steuerung zu beachten sind, welche aus den Stammdaten (siehe Kapitel 3.1.3):

- 1.1 Fahrbare mind. Erzeugungswirkleistung (P_{min})
- 1.16 Art der technischen Steuerbarkeit

Für SR im Planwert- oder Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung muss der EIV oder NB entsprechend der Nichtbeanspruchbarkeiten die Planungsdaten der SR anpassen, bzw. das

korrespondierende Planungsdatum für die Selbstversorgung anstelle der gesonderten Datenmeldung liefern. Siehe hierzu Kapitel 3.2.

3.5 Marktbedingte Anpassungen

Im Folgenden ist der Datenpunkt aufgeführt, für den eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM Kapitel 4.3.2) besteht. Präzisierungen und Änderungen erfolgen in roter Schrift

Alle weiteren Datenpunkte sind den Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente zu entnehmen.

3.5.2	
Datum	Im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den NB: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung bei PV/Wind (marktbasierte Abregelung)
Einheit	MW
Beschreibung	Das Datum beschreibt ~~die~~ den prognostizierten Leistungsverlauf~~änderung~~ aufgrund ~~einer~~ der marktlichen Steuerung der SR. Sie berücksichtigt die Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind.
Objekt	Dargebotsabhängige SR (alternativ für die enthaltenen TR nach Vereinbarung)
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

ENTWURF

Zu SR im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den NB sind marktbedingte Anpassungen durch den EIV in einer separaten Nachricht zu senden. Für SR im Planwertmodell und im Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung durch den EIV sind marktbedingte Anpassungen im Rahmen der Planungsdaten zu melden (siehe Datenpunkte in Kap 3.2.28).

Für marktbedingte Anpassungen im Kontext eines EIV-Wechsels gilt: Äquivalent zu Nichtbeanspruchbarkeiten, siehe vorhergehender Abschnitt.

3.6 Flexibilitätsbeschränkungen

Ermittlung des technisch sicher abrufbaren Flex-Potentials

Für den netzbetreiberübergreifenden Koordinierungsprozess ist die Deklaration von Flexibilitätsbeschränkungen (Flex-Beschränkungen) erforderlich, da der unkoordinierte Abruf von Flex-Potentialen im Netz eines anderen NB zu einer Gefährdung des sicheren und zuverlässigen Betriebs, z. B. durch die Überlastung eines Betriebsmittels oder durch Spannungsbandverletzungen, führen kann. Damit jeder NB bei der Bestimmung der erforderlichen Flexibilitätsnutzung Restriktionen anderer NB berücksichtigen kann, ist es unerlässlich, dass Informationen über Flexibilitätsbeschränkungen aufgrund potentieller oder bestehender Engpässe, die zu einer Beschränkung des nutzbaren Flex-Potentials führen, transparent kommuniziert werden. Im Umkehrschluss definiert die Schnittmenge zwischen gemeldeten Flex-Potentialen und Flexibilitätsbeschränkungen das technisch sicher abrufbare Flex-Potential. Innerhalb dieses technisch sicher abrufbaren Flex-Potentials wird angenommen, dass ein Abruf von Flex-Potentialen keine unzulässigen Netzzustände im Netz eines anderen NB verursacht. Diese Vorgehensweise vermeidet eine u. U. hohe Anzahl an Iterationen, falls eine Koordinierung zwischen den NB jeweils erst nach Maßnahmendimensionierung stattfinden würde. Somit wird der für die Koordinierung notwendige Zeitaufwand reduziert. Weitere Flexibilitätsbeschränkungen können auch aufgrund der Notwendigkeit der Blindleistungsstellfähigkeit der Anlagen ermittelt werden. Für bereits angeforderte Maßnahmen-Mengen ist die Berücksichtigung von nachträglichen Flexibilitätsbeschränkungen nicht vorgesehen.

Im Rahmen des Koordinierungsprozesses erfolgt der Informationsaustausch über potentielle Netzengpässe in Form sogenannter Flexibilitätsbeschränkungen. Eine Flexibilitätsbeschränkung weist:

- ID des betroffenen Betriebsmittels,
- die **zulässige Leistungsänderung**[19] je Zeitpunkt auf einem Betriebsmittel (in positive [Max DeltaP^{+}] und/oder negative Richtung [Max DeltaP^{-}]) und
- die **Sensitivitäten aller relevanten SR, SG oder CR** auf eben dieses Betriebsmittel aus.

Die Flexibilitätsbeschränkung bezieht sich damit auf die **aktuellen Planungsdaten** und **muss mit neuen Planungsdaten für SR, SG und CR neu berechnet werden**. Relevant sind diejenigen SR, SG und CR, deren Abruf eine signifikante Veränderung des Wirkleistungsflusses über das

[19] Eine Flexbeschränkung entspricht also einer Remaining Avialable Margin. Der Bezugspunkt für die Margen-Ermittlung bildet der Arbeitspunkt auf dem Betriebsmittel, welcher sich als Ergebnis der Netzzustandsanalyse auf Basis der aktuell vorliegenden Planungsdaten einstellt.

ENTWURF

kritische Netzbetriebsmittel oder eine signifikante Veränderung der Spannung verursachen würden.

Mit jeder Änderung der Planungsdaten eines Abrufobjektes aufgrund von bspw. Abrufen oder Prognoseänderungen ändert sich die Situation im Netz eines jeden NB. Die sich einstellenden Leistungsflüsse verändern die Margen der Flex-Beschränkungen. Somit muss ein jeder NB, welcher Flex-Beschränkungen ausspricht, diese entsprechend den neuen Situationen bewerten und ggf. neu berechnen und mit den betrNB teilen.

Zur Veranschaulichung dieser Definition von Flexibilitätsbeschränkungen finden sich im Anhang A 4 entsprechende Beispiele.

3.7 Sensitivitäten

Für die Sicherheitsanalyse und die Maßnahmendimensionierung müssen NB die Sensitivität eines Abrufs der gemeldeten Flex-Potenziale bewerten können. Hierzu bestimmt der ANB für alle mittelbar oder unmittelbar an sein Netz angeschlossenen SR bzw. SG oder CR die Sensitivität auf die NVP[20, 21] zum vorgelagerten bzw. benachbarten NB und übermittelt dem vorgelagerten oder benachbarten NB diese Information in gleicher zeitlicher Auflösung wie alle anderen Bewegungsdaten. Der vorgelagerte bzw. benachbarte NB reichert zudem die Informationen über die Sensitivität des nachgelagerten bzw. benachbarten NB so an, dass die Sensitivität auf die NVP dem/den ihm vorgelagerten bzw. benachbarten NB ebenso korrekt zur Verfügung steht.

Dieses Vorgehen wird äquivalent auf SG und CR angewendet, wobei bei CR diese Aufgabe vom ANB an den cNB übergeht.

Beispiel: Die Sensitivitäten von SR1 und SR2 aus der Abbildung ergeben sich für VNB1. und den ÜNB entsprechend des sukzessiven Informationszugewinns wie folgt:

Sensitivität von SR1 auf…	
Trafo 2 des VNB1	$SEN_{SR1àTr2}$
Trafo 3 des VNB1	$SEN_{SR1àTr3}$

[20] Nach bilateraler Vereinbarung ist auch die Berechnung und Übermittlung der Sensitivität auf andere Netzelemente als den NVP möglich.

[21] Die Summe der Sensitivitäten eines Abrufobjektes über alle eigenen NVP muss immer 1 ergeben.

Trafo 1 des ÜNB	$SEN_{SR1àTr1} = SEN_{SR1àTr2} * SEN_{Tr2àTr1} + SEN_{SR1àTr3} * SEN_{Tr3àTr1}$
Sensitivität von SR2 auf…	
Trafo 2 des VNB1	$SEN_{SR2àTr2}$
Trafo 3 des VNB1	$SEN_{SR2àTr3}$
Trafo 1 des ÜNB	$SEN_{SR2àTr1} = SEN_{SR2àTr2} * SEN_{Tr2àTr1} + SEN_{SR2àTr3} * SEN_{Tr3àTr1}$

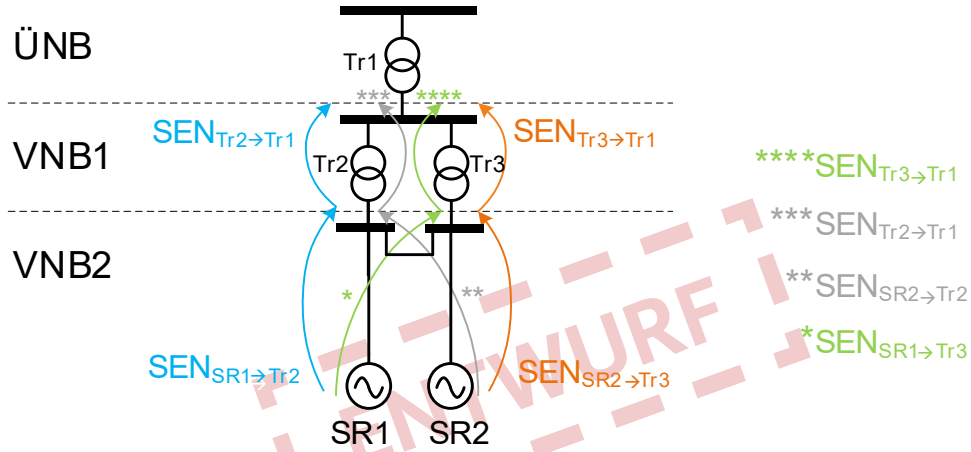


Abbildung 5: Bestimmung der Sensitivität

3.8 Kostenblätter

Im Folgenden sind die Datenpunkte aufgeführt, für die eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM) besteht. Alle weiteren Datenpunkte sind den Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente zu entnehmen.

3.7.1	
Datum	Kosten nicht-EEG-vergüteter TR für SEE und SSE
Einheit	EUR/MWh

3.7.1	
Beschreibung	Die Kosten nicht nach EEG vergüteter TR sind eine Zeitreihe der spezifischen Kosten. Ersparte Aufwendungen sind bei den Kosten in Ansatz zu bringen. Es sind dabei folgende Kosten jeweils einzeln mitzuteilen: a. Für **+RDV** nach 4.2.8. b. Für **-RDV** nach 4.2.9. c. Für **-wRDV** nach 4.2.10.
Objekt	SR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

Kostenblätter bilden die Grundlage für die Maßnahmendimensionierung (d. h. für die Anlagenauswahl, nicht für die finanzielle Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen. Die in der Abrechnung zu verwendenden Kosten werden bilateral zwischen dem ANB und AB ex-post abgestimmt). Ohne diese Informationen kann ein anfNB nur mit größerer Unschärfe der gesetzlichen Forderung gemäß EnWG §13 Abs. 1 S. 2 „Bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“ gerecht werden.

Die übermittelten Informationen zu den Kosten haben keine Verbindlichkeit für die Abrechnungsprozesse, geprüfte bzw. plausible Werte können für Abrechnungen herangezogen werden. Eine Aktualisierung des Kostenblatts ist nur bei Änderung der Kosten erforderlich. Für die Übermittlung des Kostenblattes gilt zu unterscheiden:

1) SR

   a. EE-Anlagen: Die auszuweisenden Kosten entsprechen den kalkulatorischen Kosten für EE. Hierfür ist **keine** Kostenblattübermittelung notwendig.

   b. KWK: Der EIV übermittelt eine Abschätzung der tatsächlichen Kosten des +RDV und -RDV sowie bei hocheffizienten KWK-Anlagen ebenfalls die zusätzlichen Kosten für das -wRDV.

c. restliche nicht dargebotsabhängige Anlagen: Der EIV übermittelt eine Abschätzung der tatsächlichen Kosten des +RDV und -RDV.

2) SG: Für eine SG muss ein jeder ANB die nach der installierten Leistung gewichteten Kosten ermitteln, welche durch das gemeinsame Ansprechen aller SR in einer SG entstehen. Sind in einer SG **nur EE-Anlagen** enthalten, ist **keine** Kostenblattübermittlung erforderlich.

3) CR: der cNB weist für sein Cluster einen Kostensatz aus. Hierzu werden entweder die nach der installierten Leistung gewichteten Kosten der in der CR enthaltenen Abrufobjekte berücksichtigt oder eine alternative Methode mit höherer Genauigkeit verwendet (bspw. historische Kostendaten). Sind im Cluster nur EE-Anlagen enthalten, ist keine Kostenblattübermittlung erforderlich.

3.9 Echtzeitdaten

Im Folgenden sind die Datenpunkte aufgeführt, für die eine gesonderte Datenlieferverpflichtung gemäß Festlegung BK6-23-241 (BilAReM) besteht.

3.9.1	
Datum	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern)
Einheit	MWh
Beschreibung	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln, sofern für den ANB keine viertelstündliche Auflösung ausreichend ist. Das Echtzeitdatum ist korrespondierend zum Planungsdatum Füllstand entsprechend Kapitel 3.2.
Objekt	SR oder für die einzelnen enthaltenen TR
Relevante Leistungsklasse	P ≥ 100 kW

Diese und weitere Echtzeitdaten, werden derzeit nicht in festgelegten Datenformaten übermittelt, sondern werden auf den bilateral abgestimmten Wegen zwischen AB (oder seinen Beauftragten) und ANB ausgetauscht (z. B. über Fernwirktechnik).

Hinweis: Die Ausstattungspflichten nach § 9 Abs. 1 bis 3 und § 100 Abs. 4 EEG 2021 bleiben unberührt und sind unter den dort genannten Voraussetzungen zu erfüllen.[22]

3.10 Beschaffungsvorbehalt

Der Beschaffungsvorbehalt findet derzeit keine praktische Anwendung. Der Prozess wird im Rahmen der nächsten Iteration ausgestaltet.

3.11 Übermittlung von meteorologischen Daten

Alle Informationen zur Übermittlung von meteorologischen Daten befinden sich in Kapitel 6.1.2 sowie im Prozessdokument.

3.12 Übersicht des Datenaustauschs inkl. Verantwortlichkeiten

Abbildung 6 gibt einen groben Überblick darüber, welche Rolle (Sender) welche Daten bereitzustellen hat.

		DATEN						
		STAMMDATEN	**BEWEGUNGSDATEN**					
			Planungsdaten (PROD, +/- RDA, +/- RDV, P_{min}, P_{max}, P_{dar}) & Kosten	**Sensitivität**	**+/- ARM**	**+/- GRM**	**Flexibilitätsbeschränkungen**	**Abrufe**	**IABA**
SEN-	**ANB**	SR, SG	SR_{PR}, SG	SR, SG			SR, SG		

[22] Siehe Mitteilung Nr. 7 vom 23.09.2021, Beschlusskammer 6, Az. BK6-20-061

	cNB	CR	CR	CR	CR	CR[23]	CR	
	an-fNB				SR, SG, CR		SR, SG, CR	
	an-wNB							BK
	be-trNB[24]			SR, SG, CR		SR, SG, CR		
	EIV		SR_{PL}					
PROD – geplante Erzeugung +/- RDA – konsolidierte Redispatch-Anweisung (in PROD enthalten) als aktivierte Wirkleistungsanpassung positiv und negativ +/- RDV – Redispatchvermögen als aktivierbare Wirkleistungsanpassung positiv und negativ +/- ARM – Info über angeforderte RD-Maßnahme positiv und negativ +/- GRM – prognostizierte (geplante) RD-Maßnahme positiv und negativ SR_{PR} – Steuerbare Ressource im Prognosemodell SR_{PL} – Steuerbare Ressource im Planwertmodell								

ENTWURF

1069 *Abbildung 6: Übersicht der Datenlieferungen für das NKK*

[23] Fasst Flex-Beschränkungen von SRs, SGs und CRs innerhalb seiner Clusters zu Clusterflexbeschränkungen zusammen.

[24] Der betrNB reichert die Sensitivitäten an, sofern er ein zwischengelagerter NB ist. ÜNB übermitteln keine Sensitivitäten. Des Weiteren obliegt es dem zwischengelagerten NB für sein Netz Flexibilitätsbeschränkungen auszusprechen, sofern der Abruf eines Abrufobjektes im ihm nach/nebengelagerten Netz negative Auswirkungen auf sein eigenes Netz hat.

3.13 Nicht durch die Marktkommunikationsprozesse abgedeckter Informationsastausch

Nur für den Informationsaustausch, der im Prozessdokument durch die entsprechenden Pfeile in den Sequenzdiagrammen als einer beschrieben und damit definiert ist, dass er mittels elektronischer Datenaustauschformate erfolgt, werden die entsprechenden Beschreibungen der Datenaustauschformate erstellt bzw. weiterentwickelt. Jeder nicht so beschriebene bzw. in diesem oder dem Prozessdokument nicht beschriebene Informationsaustausch muss somit zwischen den betroffenen Marktpartnern über andere Formate und Wege erfolgen. Dies gilt insbesondere für den Informationsaustausch zwischen anwNB und ANB, wenn diese zwei Aufgaben von zwei unterschiedlichen Unternehmen wahrgenommen werden, und der anwNB die Verschiebung des Zeitpunkts des Wechsels einer SR ins Planwertmodell wünscht.

ENTWURF

4 Abrufe

Nach der Maßnahmendimensionierung erfolgt der zugehörige Abruf von SR, SG oder CR. Maßnahmen werden grundsätzlich so spät wie möglich und so früh wie nötig angewiesen, um diese auf Basis einer bestmöglichen Prognose bzw. möglichst aktueller Netzzustandsprognose und der verfügbaren Potentiale aus den Planungsdaten bestimmen zu können. Insbesondere bei großen anzuweisenden Mengen kann allerdings ein früher Abruf notwendig werden. Die Steuerung (Duldungsfall) einer SR oder SG bzw. die Aufforderung zur Steuerung an den EIV (Aufforderungsfall) einer SR erfolgt durch den anwNB.

4.1 Gesamtüberblick

4.1.1 Anforderungen von Abrufobjekten SR, SG und CR

Der Abruf kann auf zwei unterschiedliche Arten angefordert werden, wobei die Stammdaten der SR, SG oder CR vorschreiben, welche Anweisungsart für das jeweilige Abrufobjekt anzuwenden ist:

- **„Sollwertanweisung als Limitierung“** (für SR, SG oder CR), d. h. Anpassung bzw. Begrenzung (Limitierung) der physikalischen Wirkleistungserzeugung bzw. des Wirkleistungsverbrauchs durch Setzen eines Limits (einseitige Fixierung) oder die Vorgabe eines konkreten Arbeitspunkts (beidseitige Fixierung).
- **„Deltaanweisung“** (für SR, SG und CR), d. h. eine Anforderung für eine Erhöhung oder Absenkung der physikalischen Wirkleistungserzeugung bzw. des Wirkleistungsverbrauchs um eine absolute Wirkleistung („y MW“). Deltaanweisungen sind dabei mindestens einseitig fixiert. Das bedeutet, dass sich die geplante Erzeugung bzw. der Verbrauch der Ressource nur in Richtung, aber nicht entgegen des Redispatch verändern darf. Eine beidseitige Fixierung ist ebenso möglich.

Pro Abrufobjekt-Typ dürfen nur bestimmte Kombinationen aus Abrufart und Bilanzierungsmodell vorkommen.

Abrufkonstellation zwischen Netzbetreibern:

Abrufobjekt	Abrufart	Anweisungsart	Bilanzierungsmodell	Steuerung	Einheit
CR	Aufforderung	Delta	Prognose	Schritte	MW
CR, SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Prognose	Schritte	MW
CR, SR, SG	Aufforderung	Delta	Planwert	Schritte	MW
CR, SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Planwert	Schritte	MW

ENTWURF

SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Prognose	Schritte	%
SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Prognose	Stufen	%
SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Planwert	Stufen	%
SR, SG	Aufforderung	Sollwert	Planwert	Schritte	%

1108

1109 Abrufkonstellationen zwischen Netzbetreiber und Einsatzverantwortlichen (nur für SR):

Abrufart	Anweisungsart	Bilanzierungsmodell	Steuerung	Einheit
Duldung	Sollwert	Prognose	Schritte	%
Duldung	Sollwert	Prognose	Stufen	%
Duldung	Sollwert	Planwert	Stufen	%
Duldung	Sollwert	Planwert	Schritte	%
Duldung	Sollwert	Prognose	Schritte	MW
Duldung	Sollwert	Planwert	Schritte	MW
Aufforderung	Sollwert	Prognose	Schritte	%
Aufforderung	Sollwert	Prognose	Schritte	MW
Aufforderung	Sollwert	Planwert	Stufen	%
Aufforderung	Sollwert	Planwert	Schritte	%
Aufforderung	Sollwert	Planwert	Schritte	MW
Aufforderung	Delta	Planwert	Schritte	MW

1110

1111

ENTWURF

1112 SR und SG, die sich in einem Cluster befinden, können durch vorgelagerte bzw. benachbarte
1113 NB des cNB nur über das Cluster abgerufen werden. Ein Abruf direkt auf die SR bzw. SG ist in
1114 diesem Fall ausgeschlossen. Ist eine SR Teil einer SG kann diese zudem von den anfNB nicht
1115 einzeln abgerufen werden. Zwischen anwNB und EIV können nur SR abgerufen werden.

1116

Anforderung von - an	Abrufobjekt
anfNB – anwNB (cNB)	CR
anfNB – anwNB (kein cNB)	SG
anfNB – anwNB (kein cNB)	SR
anwNB – EIV	SR

1117

Den anfNB steht grundsätzlich zum Abruf nur das Ihnen gemeldete RDV zur Verfügung. Sollte das gemeldete RDV aller SR mit relevanter Wirkung auf den Engpass zur Behebung eines Netzengpasses nicht ausreichen, kann nachrangig auf die verbleibende Leistung PROD-RDV zugegriffen werden, also die Leistung der SR komplett auf 0 reduziert werden (siehe Kapitel 4.3.3).

4.1.2 Aktivierung und Rückmeldung

Die explizite Anforderung erfolgt durch eine aktive Handlung des anfNB, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und die RD-Maßnahme gesichert durchführen möchte. Dies erfolgt durch die Übermittlung eines RD-Abrufdokuments [ACO] vom anfNB an den anwNB (bzw. bei Cluster-Anforderung an den cNB). Dabei sind die Besonderheiten der Anforderung für die unterschiedlichen Abrufobjekte aus Kapitel 4.1.1 zu beachten.

Abrufe erfolgen durch NB entweder

1. als anfNB für eine CR an den cNB
2. als anfNB für eine SR bzw. SG an den anwNB
3. als anwNB für eine SR an den EIV

Im Zuge des Declustering wird der cNB

- zum anfNB für CR, die mit nachgelagerten oder benachbarten cNB vereinbart sind
- zum anfNB für SG oder SR in nachgelagerten oder benachbarten Netzen, für die er nicht selbst anwNB ist
- zum anwNB für SG oder SR in seinem eigenen Netz oder in Netzen, für die eine entsprechende Vereinbarung mit den ANB vorliegt

Nach Anweisung durch den anfNB erfolgt ein Declustern für den CR-Abruf auf die enthaltenen SR, SG und CR durch den cNB. Pro enthaltener CR erfolgt ein Abruf an nachgelagerte cNB – das geschieht so lange, bis beim Declustern der CR ausschließlich SR oder SG ermittelt werden.

Der Abruf der SR bzw. SG erfolgt vom anfNB an den anwNB. Der anwNB sendet den Abruf [ACO] bzw. die Abrufinfo [ACI] der SR bzw. der in der SG enthaltenen SR an den zuständigen EIV.

Der „letzte“ cNB in der Abrufkette declustert und sendet an die nachgelagerten anwNB (die nicht clustern) die Abrufe [ACO] für die einzelnen Abrufobjekte (SR und SG). D. h., ggf. sind „zwischengelagerte“ NB nicht in die Abrufkette eingebunden.

ENTWURF

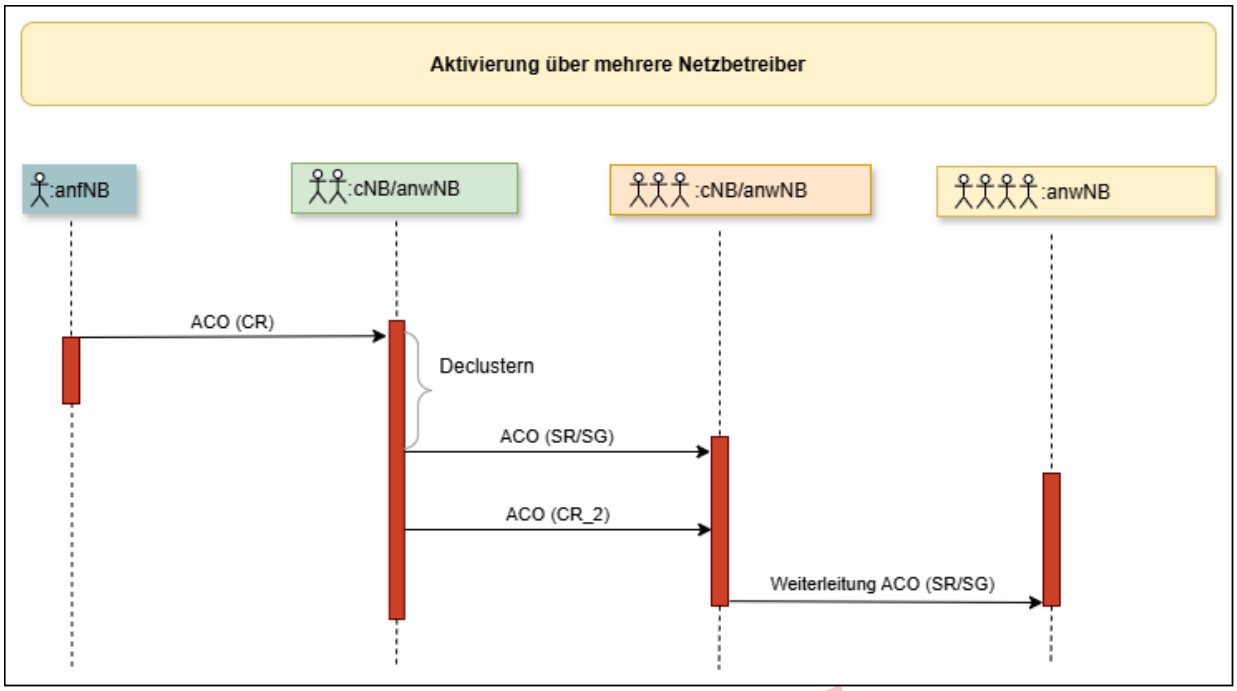


Abbildung 7: NB-Abrufkette[25]

In allen Fällen und Kombinationen aus Bilanzierungsmodell und Abruffall soll eine Rückmeldung über die verbindliche Umsetzung eine möglichst verlässliche Information enthalten.

- Für SR im Duldungsfall wird nach Versand der Abrufinfo [ACI] durch anwNB nach einer positiven notwendigen Empfangsbestätigung durch den Data Provider (DP) davon ausgegangen, dass die ACI vom EIV/Lieferant (LF) verarbeitet werden kann.
- Für SR im Aufforderungsfall wird nach Versand des Abrufs [ACO] durch den anwNB eine Rückmeldung [ACR] vom EIV erwartet.
- Für Abrufe von SR/SG [ACO] durch den anfNB wird eine Rückmeldung vom anwNB per ACR erwartet.
- Für Abrufe von CR [ACO] durch den anfNB wird eine Rückmeldung vom cNB per ACR erwartet. Diese berücksichtigt die vorliegenden Planungsdatenstände der in der CR enthaltener SR, SG und CR. Der Versand der ACR des cNB erfolgt nach dem

[25] Die Abbildungen bieten einen Gesamtüberblick über den grundsätzlichen Ablauf eines Abrufprozesses. Sie dienen ausschließlich der anschaulichen Darstellung und der Illustration der in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte. Die Darstellungen wurden nicht nach den Vorgaben der Prozessmodellierung erstellt und erheben daher keinen Anspruch auf eine formale Prozessabbildung.

Declustering und Prüfung der vorliegenden Planungsdaten. Erfolgt die Rückmeldung nicht fristgerecht, wird von einer Nichtumsetzung der Maßnahme ausgegangen. Alle weiteren Rückmeldungen des cNB an den anfNB erfolgen per aktualisierter Abrufrückmeldung (AAR) in der Regel einmal pro ¼ h.

Jeder cNB hat bei Nichterfüllung der angeforderten CR-Abrufe (ACR mit abweichender Menge oder vor Versand einer AAR) einen Nachdimensionierungsversuch durchzuführen.

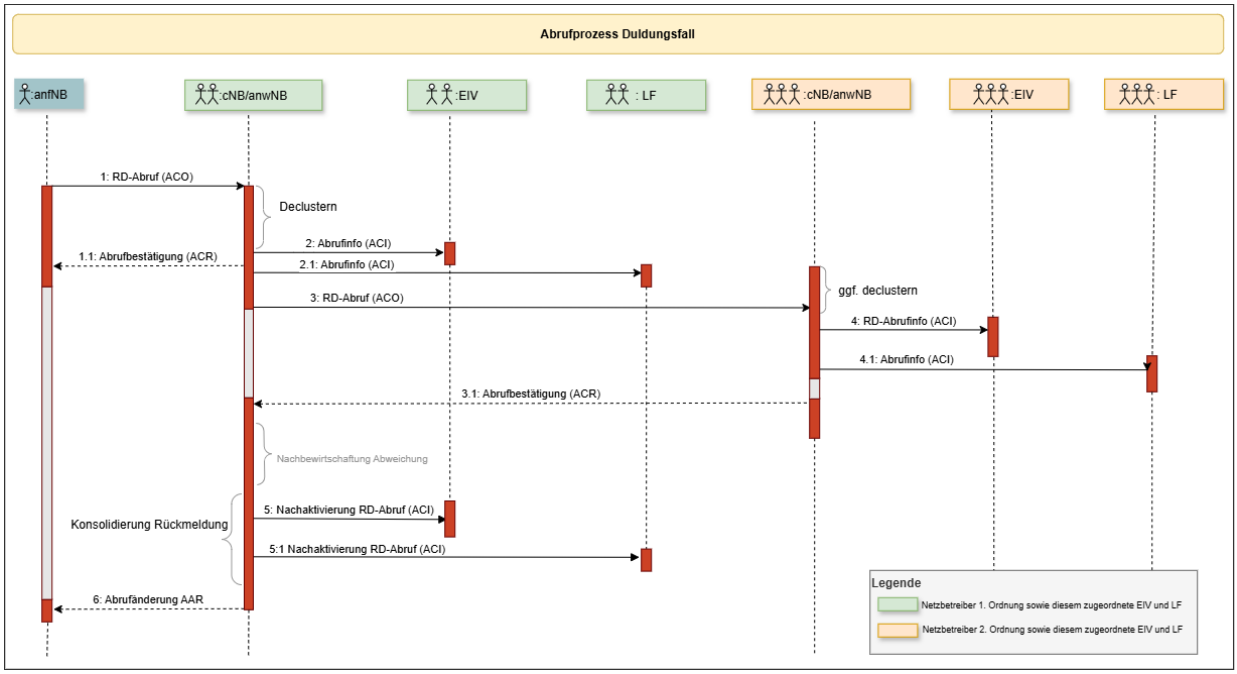


Abbildung 8: Übersicht der Prozesskette für CR-Abruf mit SR im Duldungsfall[26]

[26] Die Abbildungen bieten einen Gesamtüberblick über den grundsätzlichen Ablauf eines Abrufprozesses. Sie dienen ausschließlich der anschaulichen Darstellung und der Illustration der in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte. Die Darstellungen wurden nicht nach den Vorgaben der Prozessmodellierung erstellt und erheben daher keinen Anspruch auf eine formale Prozessabbildung.

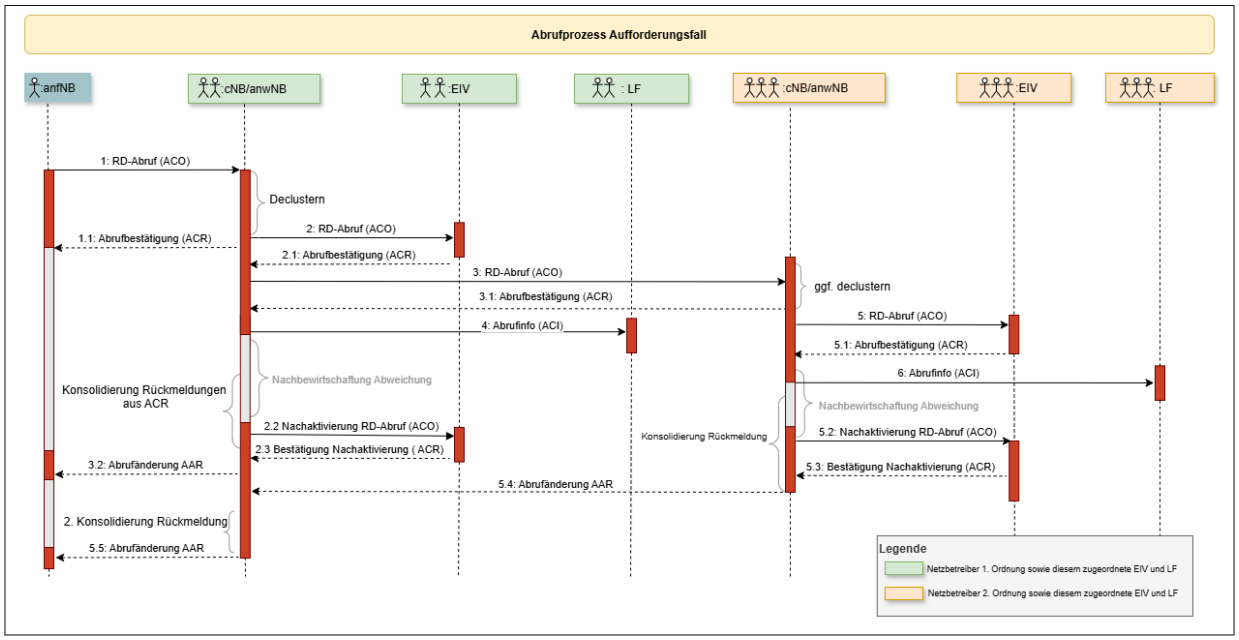


Abbildung 9: Übersicht der Prozesskette für CR-Abruf mit SR im Aufforderungsfall[27]

Die Anforderung kann direkt zwischen anfNB und anwNB erfolgen oder unter Nutzung der zwischengelagerten NB („Kaskade“). Die Nutzung der zwischengelagerten NB bei einer Anforderung ist in den Detailprozessen nicht explizit beschrieben und erfordert demzufolge eine bi- bzw. multilaterale Prozessvereinbarung. Der anwNB (bzw. clusternde NB) antwortet auf den RD-Abruf [ACO] des anfNB mit einer Rückmeldung [ACR] und teilt ihm die Information zur physikalischen Umsetzung der Anforderung mit.

Bei einer Anpassung oder Verlängerung eines Abrufs durch eine ACO des anfNB dürfen bereits bestätigte Werte (durch vorherige ACR oder AAR) vom cNB, anwNB oder EIV im zugehörigen ACR-Dokument nicht geändert werden, falls diese nicht Teil der Anpassung der ACO sind. Falls sich zum Zeitpunkt der ACO die Umsetzbarkeit für diese Werte geändert hat, ist im Anschluss an den ACO/ACR-Prozess der AAR-Prozess für diese Werte anzuwenden.

[27] Die Abbildungen bieten einen Gesamtüberblick über den grundsätzlichen Ablauf eines Abrufprozesses. Sie dienen ausschließlich der anschaulichen Darstellung und der Illustration der in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte. Die Darstellungen wurden nicht nach den Vorgaben der Prozessmodellierung erstellt und erheben daher keinen Anspruch auf eine formale Prozessabbildung.

Bei Ausbleiben der ACR kann der anfNB davon ausgehen, dass die entsprechende Anforderung des anfNB durch den anwNB bzw. cNB nicht umgesetzt wird.

Mit der Information zur physikalischen Umsetzung (ACR) bestätigt der anwNB bzw. cNB die realisierbare Höhe der physikalischen Leistungsanpassung (für SR mit Delta-Anforderung und CR-Abrufe) bzw. den physikalischen RD-Sollwert (für SR mit Sollwert-Abruf und SG). Dies ist in der ACR/AAR stets in der Einheit des RD-Abrufs [ACO] anzugeben. Dabei sind die Konventionen von Sollwert- und Deltaanforderung zu berücksichtigen. Im Falle einer DeltaP-Anforderung erfolgt die Rückmeldung in MW und kann zwischen 0 MW (Ablehnung der Anforderung) und der Höhe der Anforderung (vollständige Umsetzung) liegen. Bei P_{soll}-Anforderungen erfolgt die Rückmeldung in % oder MW bezogen auf die Nettonennleistung der SR.

Bei Veränderung der Umsetzbarkeit von bereits mit einer ACR bestätigten Anforderungen kann der anwNB bzw. cNB eine Aktualisierung der Abrufrückmeldung (AAR) versenden. Die Veränderung kann dabei jeweils nur in Richtung einer Reduzierung des Abrufs gehen (Minder-Umsetzung des ursprünglich angeforderten ACO).

Im Prognosemodell werden in der zu meldenden AAR für CR nur jene Viertelstundenwerte angepasst, die sich gegenüber der letzten AAR bzw. ACR um ≥10 MW oder ≥10% in Bezug auf den Redispatch-Abruf [ACO] verändert haben. Die übrigen Viertelstunden bleiben gegenüber der vorangegangenen AAR oder ACR unverändert. Dieser Zusatz gilt nur für CR, nicht für SR bzw. SG. Wird ein Cluster im Prognosemodell auf einen Sollwert limitiert, führen Dargebotsänderungen, die das gesetzte Limit einhalten, grundsätzlich nicht zum Versand einer AAR.

Im Planwertmodell muss eine AAR-Meldung einmal zum Ende jeder Viertelstunde erfolgen, wenn sich für mindestens eine Viertelstunde die Werte gegenüber der letzten bestätigten ACR- bzw. AAR-Meldung verändert haben.

Nach (teil)bestätigter Anforderung und anschließender Anweisung werden die Planungsdaten des Abrufobjektes durch den ANB (SR im Prognosemodell und SG) bzw. durch den EIV (SR im Planwertmodell sowie SR im Prognosemodell mit freiwilliger oder verpflichtender Planungsdatenlieferung) bzw. den cNB (CR) sowie ggf. Flexbeschränkungen aktualisiert.

Nachbewirtschaftung von Fehlmengen:

Durch den EIV oder den anwNB kann eine Nichterfüllbarkeit eines bereits per ACR bestätigten Abrufs erkannt werden.

ENTWURF

- Stellt der EIV dies fest, übermittelt er diese mittels Aktualisierung der Abrufrückmeldung (AAR) an den anwNB.
- Für eine CR kann der anfNB der CR durch eine AAR des cNB über eine Nichterfüllbarkeit des Abrufs der CR informiert werden, sofern das gesamte RDV der CR ausgeschöpft ist.

Der cNB führt bei Abweichungen des RD-Abrufs [ACO] von ≥10 MW oder ≥10% einen Versuch der Nachdimensionierung der Clusteranforderung durch, sodass die ursprüngliche Abrufanforderung eingehalten werden kann. Im Rahmen dessen soll er vorrangig auf diejenigen SR bzw. SG im Cluster zurückgreifen, für die er der anwNB ist. Damit kann sichergestellt werden, dass sich die Zeit bis zur Rückmeldung der vollständigen ACR oder später AAR an den anfNB der CR nicht verlängert.

- Kann die Clusteranforderung durch die Nachdimensionierung erfüllt werden, endet der Prozess.
- Kann die Clusteranforderung durch die Nachdimensionierung nicht (vollständig) erfüllt werden, versendet der cNB eine AAR an den anfNB.

ENTWURF

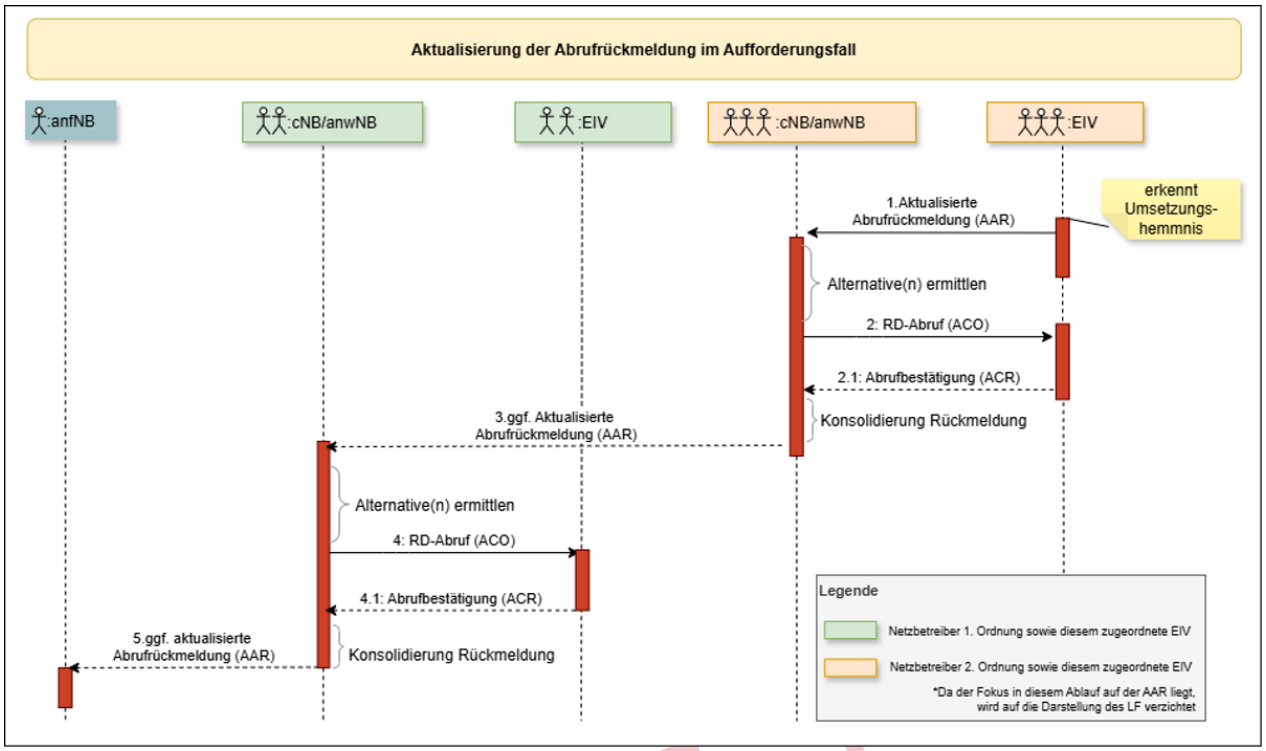


Abbildung 10: Übersicht der Prozesskette für Aktualisierung der Abrufrückmeldung im Aufforderungsfall[28]

ENTWURF

Rücknahmen von Anforderungen:

Rücknahmen sind jederzeit unter Berücksichtigung der Bearbeitungs- und Umsetzungszeiten möglich. Hierfür schickt der anfNB einen angepassten RD-Abruf [ACO][29] mit entsprechend angepassten Abrufwerten. Für Zeitintervalle ohne RD-Abruf bzw. vollständige Rücknahme des RD-Abrufs ist für den Fall der Sollwertanweisung der Wert "100" und kein ReasonCode anzugeben; für den Fall der Deltaanweisung ist der Wert "0" ohne ReasonCode anzugeben.

[28] Die Abbildungen bieten einen Gesamtüberblick über den grundsätzlichen Ablauf eines Abrufprozesses. Sie dienen ausschließlich der anschaulichen Darstellung und der Illustration der in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte. Die Darstellungen wurden nicht nach den Vorgaben der Prozessmodellierung erstellt und erheben daher keinen Anspruch auf eine formale Prozessabbildung.

[29] Das heißt, der anfNB schickt eine neue Version seiner ACO, die er aktualisieren oder zurücknehmen will.

Sollte der anwNB aus bspw. technischen Gründen die abgestimmte Maßnahme von sich aus vollständig zurücknehmen, sind in der AAR bei Sollwert Qty = 100 und der ReasonCode A44 zu verwenden.

4.1.3 Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell

4.1.3.1 Information über den bilanziellen Ausgleich (IBA)

Bei Abrufen im Planwertmodell erfolgt neben der reinen Kommunikation der Abrufinformation/-anweisung ACI/ACO einer SR vom anwNB an den EIV, LF und BTR zusätzlich die Übermittlung der Information zum bilanziellen Ausgleich (IBA). Der BKV des betroffenen Bilanzkreises erhält die IBA ebenfalls über die Weiterleitung des jeweiligen LF.

Zusätzlich übermittelt der anwNB die IBA an den anfordernden Netzbetreiber. Die IBA muss dabei immer dem jeweiligen Abrufobjekt entsprechen. Folglich entspricht die IBA

- im Falle von Abrufen auf SG der Summe der IBA der in der SG enthaltenen SR
- im Falle von Abrufen auf CR der Summe der IBA der in der CR enthaltenen SR

Die Höhe der IBA auf Ebene der SR ergibt sich analog zur Bestimmung des RDA für SR im Planwertmodell je nach Art der Abrufanweisung. Für jede Viertelstunde mit einem RD-Abruf ergibt sich der bilanzielle Ausgleich für das Abrufobjekt aus der Differenz der resultierenden Wirkleistungserzeugung in MW und dem PROD bereinigt um das RDA der im RD-Abruf referenzierten Planungsdatenversion:

ENTWURF

Für Sollwert-Anweisungen gilt:

In Bezug auf Anpassungen/Vorgaben bzgl. PROD

- Im Falle des negativen Redispatch:

$$\mathrm{IBA} = \max\left(0, \mathrm{PROD}(\nu) - \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}} + |-RDA(\nu)| - |+RDA(\nu)|\right)$$

- Im Falle des positiven Redispatch:

$$\mathrm{IBA} = \max\left(0, \mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}} - \mathrm{PROD}(\nu) + |+RDA(\nu)| - |-RDA(\nu)|\right)$$

, dabei ist das $\mathrm{PROD}(\nu)$ entsprechend der im Rahmen des Abrufs referenzierten Planungsdaten. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{P}_{\mathrm{Soll,min}}$ ist die aktuelle Sollwertanweisung: im Duldungsfall entsprechend der Abrufanweisung, im Aufforderungsfall entsprechend des jeweils über die ACR bestätigten bzw. AAR aktualisierten Sollwerts.

Die vollständige Aufhebung eines Abrufs führt dazu, dass auch der bilanzielle Ausgleich aufgehoben wird.

In Bezug auf Anpassungen/Vorgaben bzgl. VERB

- Im Falle des positiven Redispatch:

$$\mathrm{IBA} = \max\left(0, \mathrm{VERB}(\nu) - \mathrm{V}_{\mathrm{Soll,max}} + |-RDA(\nu)| - |+RDA(\nu)|\right)$$

- Im Falle des negativen Redispatch:

$$\mathrm{IBA} = \max\left(0, \mathrm{V}_{\mathrm{Soll,min}} - \mathrm{VERB}(\nu) + |+RDA(\nu)| - |-RDA(\nu)|\right)$$

, dabei ist das $\mathrm{VERB}(\nu)$ entsprechend der im Rahmen des Abrufs referenzierten Planungsdaten. $\mathrm{V}_{\mathrm{Soll,max}}$ bzw. $\mathrm{V}_{\mathrm{Soll,min}}$ ist die aktuelle Sollwertanweisung: im Duldungsfall entsprechend der Abrufanweisung, im Aufforderungsfall entsprechend des jeweils über die ACR bestätigten bzw. AAR aktualisierten Sollwerts.

Die vollständige Aufhebung eines Abrufs führt dazu, dass auch der bilanzielle Ausgleich aufgehoben wird.

ENTWURF

Für Delta-Anweisungen gilt:

Für die Aktualisierung der Planungsdaten in der Version $(\nu + 1)$ gegenüber der aktuellen Version ν gilt sowohl für positiven als auch für negativen Redispatch:

$$\mathrm{IBA} = \mathrm{P}_{\mathrm{Delta},-/+}$$

, dabei ist $\mathrm{P}_{\mathrm{Delta},-/+}$ die aktuelle über die ACR bestätigte bzw. AAR aktualisierte Deltaanweisung entsprechend positivem oder negativem Redispatch.

Im Fall, dass der EIV die initiale Version eines Abrufs im Planwertmodell bestätigt (d. h., dass der EIV den Abruf vollständig erfüllen kann), sind die Werte der IBA aus dem Abruf unverändert in die RDA-Zeitreihe der Planungsdaten zu überführen. In den Viertelstunden, in denen der NB bei der Delta-Anweisung die IBA nicht ändert, aber die referenzierten Planungsdaten anpasst, bleibt die implizite Sollwertvorgabe des vorangegangenen Abrufs bestehen und wird durch die Anpassung der Referenz nicht neu gesetzt.

4.1.3.2 Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich (IABA)

Der BKV des betroffenen Bilanzkreises erhält die IBA auf Ebene der SR im Rahmen des Abrufs, der über den jeweiligen LF an den BKV des LF weitergeleitet wird. Im Falle eines Abrufs mehrerer SRs, die demselben Bilanzkreis zugeordnet sind, entspricht die für den bilanziellen Ausgleich relevante Menge auf Ebene des Bilanzkreises allerdings dem Aggregat des bilanziellen Ausgleichs der einzelnen Abrufe (entspricht Summe der IBA der entsprechenden SR). Wenn die Marktlokationen der SRs verschiedenen LF zugeordnet sind, erhält der BKV der LF die Abrufdatei von verschiedenen LF weitergeleitet, die jeweils Informationen zum bilanziellen Ausgleich enthalten.

Um das Matching der Bilanzkreis-Fahrpläne beim ÜNB zum Austausch des bilanziellen Ausgleichs zwischen BKV des anwNB und dem BKV des betroffenen BK sicherzustellen, aggregiert der anwNB den bilanziellen Ausgleich und es wird die Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich (IABA) eingeführt.

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die IABA an den BKV des betroffenen Bilanzkreises. Zusätzlich wird vom anwNB auch an den anfNB eine IABA verschickt, die Regelungen dazu sind in Kapitel 4.2.4 aufgeführt.

Der Versand der IABA erfolgt sowohl im Duldungs- als auch im Aufforderungsfall damit eine Zuordnung des bilanziellen Ausgleichs zu einem Abruf beim BKV stattfinden kann. Der einzige Unterschied in den Abrufarten ist der, dass im Aufforderungsfall die IBA der korrespondierenden SR erst dann bei der Bildung der IABA berücksichtigt wird, wenn die Abrufrückmeldung des EIV in Form der ACR vorliegt. Im Duldungsfall erfolgt die Bildung und der Versand der IABA direkt nach dem Versand der einzelnen Abrufinformationen.

Einzig die IABA enthält die für das Bilanzkreis-Fahrplanmanagement, zwischen BKV des anwNB und dem BKV des betroffenen BK maßgeblichen Informationen des bilanziellen Ausgleichs.

Zusätzlich enthält die IABA die Information des bilanziellen Ausgleichs aggregiert auf Ebene der in die Abrufe involvierten LF, um ein nachträgliches Clearing zwischen BKV des betroffenen BK und LF im Falle von Abweichungen in der Höhe des bilanziellen Ausgleichs zwischen der IABA und der Summe der bilanziellen Ausgleiche gemäß den einzelnen Abrufen zu ermöglichen.

Trotz entsprechender Kommunikation der IABA und damit einhergehend die eindeutige Festlegung der Mengen, die in den Bilanzkreis-Fahrplänen der BKV zu berücksichtigen sind, kann eine Nachbewirtschaftung durch den BKV des betroffenen Bilanzkreises notwendig sein.

ENTWURF

Zwar soll die IABA sicherstellen, dass asynchrone Planungsdaten beim anwNB und EIV zu keinem Mismatch im Fahrplanmanagement führen und der BKV des betroffenen Bilanzkreises ein klares Bild über die Mengen in seinem Bilanzkreis erhalten kann, auch dann, wenn der bilanzielle Ausgleich nicht der tatsächlichen Fahrweise der SR und demzufolge der tatsächlichen Abregelung entspricht. Bei sehr kurzfristigen Abrufen und demzufolge kurzfristiger Kommunikation der IABA mit weniger als 15 Minuten Vorlauf vor der jeweiligen Umsetzungsviertelstunde, kann eine Berücksichtigung des bilanziellen Ausgleichs oder auch das Ausbleiben eines für den Abruf angemessenen bilanziellen Ausgleichs durch den BKV des betroffenen Bilanzkreises nicht mehr vorausgesetzt werden. In der Folge kann ein Schiefstand im betroffenen Bilanzkreis entstehen, der vom ÜNB über Ausgleichsenergie auszugleichen ist. Eine Kommunikation der IABA mit mehr als 15 Minuten Vorlauf vor Umsetzungsviertelstunde wird dabei als hinreichend gesehen, damit der BKV Schiefstände in seinem Bilanzkreis eigenständig ausgleicht. Somit grenzt die Frist von 15 Minuten den Verantwortungsbereich zwischen BKV des anwNB und den BKV des betroffenen Bilanzkreises voneinander ab. Die Bewertungen eventueller finanzieller Schadensersatzansprüche resultierend aus Preis-Risiken müssen ebenfalls diese Frist zugrunde legen.

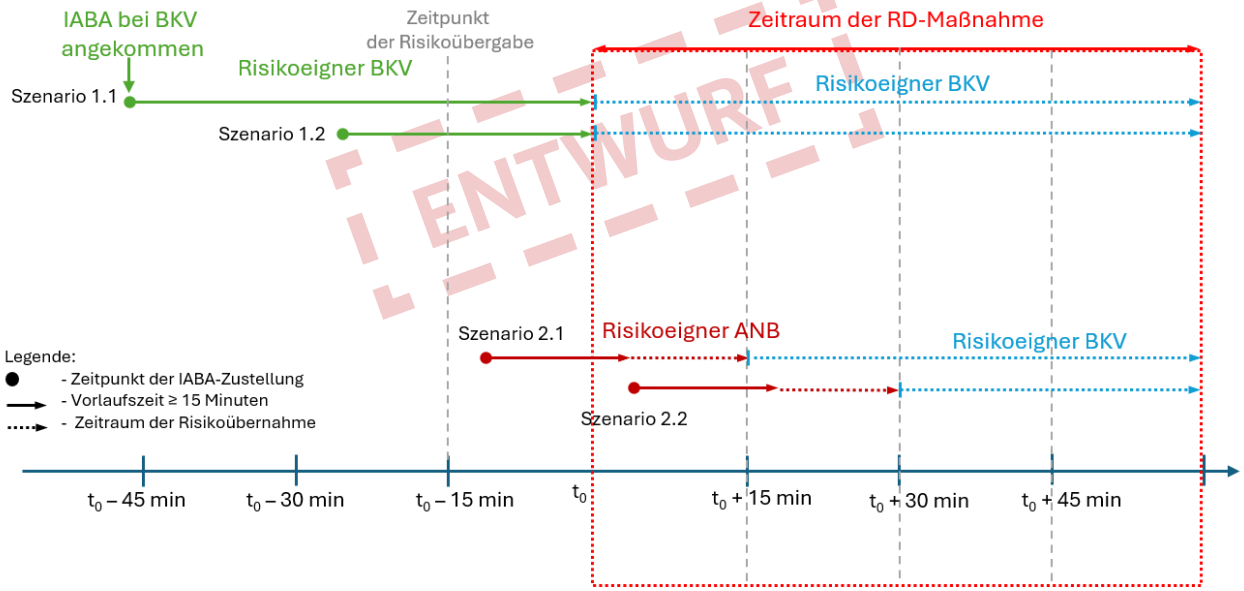


Abbildung 11: Fristen für Verantwortung betroffener BK

Eine AAR löst grundsätzlich eine Anpassung der Bilanzierungsmenge zwischen den Sender und Empfänger der AAR aus. Vor dem Hintergrund der Frist von 15 Minuten erfolgt eine Anpassung des bilanziellen Ausgleichs durch den anwNB auf Basis der AAR allerdings nur dann, wenn eine Übermittlung der IABA unter Berücksichtigung der Bearbeitungszeiten 15 Minuten vor

Umsetzungsviertelstunde an den BKV des betroffenen BK möglich ist – damit ergibt sich ein spätestmöglicher Versandzeitpunkt der AAR vom EIV an den anwNB von 28 Minuten vor Umsetzungsviertelstunde. Erfolgt der AAR-Versand zu kurzfristig vor Maßnahmenbeginn, werden nur diejenigen Viertelstunden der zu bilanzierenden Mengen angepasst, die rechtzeitig versendet wurden.

Maßgeblich für die Bewertung der Fristeinhaltung ist der Zeitpunkt des erfolgreichen oder gescheiterten Zustellungsversuches der IABA durch den Data Provider an den BKV des betroffenen Bilanzkreises. Der Data Provider muss die ermittelten Zeitpunkte des Zustellungsversuches sowie der final erfolgreichen oder gescheiterten Weiterleitung (unter Berücksichtigung der technischen Rückmeldung des BKV) unter Benennung aufgetretener Fehlerfälle an den Sender der IABA, den anwNB, zurückmelden (Übermittlungsinformation, siehe Kapitel 4 des Prozessdokuments).

Hinweis: Änderungen der von Netzbetreibern erstellten Dargebotsprognosen führen bei SR im Planwertmodell nicht zu einer Änderung der bestätigten Redispatch-Menge. Im Planwertmodell können lediglich technische Gründe (Steuerung nicht möglich, technischer Defekt der Anlage, etc.) zu einer AAR führen.

4.2 Abrufe zwischen Netzbetreibern

4.2.1 Anforderungs- und Anweisungszeitpunkt

4.2.1.1 Technische Vorlaufzeit im Sinne der operativen Netzführung

Im Abrufprozess zwischen NB ist eine Umsetzung der Abrufanforderung nur dann gesichert möglich (technische Störungen oä. ausgenommen), wenn der Anforderungszeitpunkt so gewählt ist, dass die Bearbeitungszeiten der involvierten Rollen (DP, cNB bzw. anwNB, EIV für SR im Aufforderungsfall) eingehalten werden können - dies wird im Folgenden als technische Vorlaufzeit bezeichnet. Sollte das nicht der Fall sein, wird die Abrufanforderung zwar unverzüglich prozessiert, ihre rechtzeitige Umsetzung ist aber nicht mehr sichergestellt. Im Falle der Anforderung einer CR obliegt die Wahl des konkreten Anweisungszeitpunktes der SR (Anforderungszeitpunkt → Anweisungszeitpunkt → Erfüllungszeitpunkt) dem cNB, welcher die daraus ggf. resultierenden Chancen und Risiken trägt.

Zur Gewährleistung der Handlungsfähigkeit von NB, vor allem in Notfallsituationen zur Aufrechterhaltung der allgemeinen Stromversorgung, ist der Bedarf einer kurzfristigen Anforderung auch nach Ablauf der technischen Vorlaufzeit möglich und nötig. Anforderungen dieser Art können nach bilateraler Abstimmung über die regulären NKK-Abrufprozesse erfolgen, hierbei sind Anforderungen für die laufende Viertelstunde möglich. Bei Anforderungen nach

! ENTWURF !

Ablauf der technischen Vorlaufzeit ist eine unverzügliche Anweisung durch den anwNB und Umsetzung durch den EIV gewünscht. Dies bedeutet i.d.R. einen tatsächlichen Beginn des Abrufs innerhalb einer laufenden Viertelstunde. Alternativ zur Nutzung der regulären NB-Abrufprozesse können Abrufe zwischen den Netzbetreibern nach Fristablauf auch über bilateral vereinbarte individuelle Kommunikationswege (z. B. telefonisch, Leitstellenkopplung, …) erfolgen. Die Umsetzung von Anforderungen nach Ablauf der technischen Vorlaufzeit erfolgt grundsätzlich nach Können und Vermögen.

Technische Restriktionen in Form bestehender Flexibilitätsbeschränkungen aus dem vorherigen Koordinierungsprozess sind auch hier durch den anfNB vollständig zu berücksichtigen. Dabei sind auch Lastgradienten durch den anfNB zu berücksichtigen. Gegenläufige Maßnahmen (+RDA; -RDA) zu bereits bestätigten Anforderungen anderer NB auf eines Abrufobjektes aus dem Koordinierungsprozess sind nicht zulässig.

Durch den Einfluss der Prognoseunsicherheiten ist zu erwarten, dass sich eine kurzfristige Anforderung von RD-Maßnahmen nach dem Ablauf der technischen Vorlaufzeit nicht vermeiden lässt. Um sicherzustellen, dass ein Großteil der RD-Maßnahmen zwischen den NB koordiniert und über die Regelprozesse umgesetzt werden kann, ist jedoch darauf zu achten, dass RD-Maßnahmen nur in Ausnahmefällen und geringem Umfang nach Ablauf der technischen Vorlaufzeit gemäß Detailprozessen angefordert werden.

ENTWURF

4.2.1.2 Abruffristen im Sinne der Allokation netzwirtschaftlicher Verantwortung

Neben den vorangehend dargestellten technischen Abruffristen, die sich im Standardfall aus einer Addition der Einzelfristen gemäß Use-Case-Beschreibungen ergeben, sind für die Allokation netzwirtschaftlicher Verantwortungen weitere Fristen zu berücksichtigen.

Prognosemodell:

Abrufe sollen gemäß Ziffer 6.3.1 BilAReM in der Regel mit einer Vorlaufzeit von 30 Minuten vor Beginn der Umsetzungsviertelstunde der Redispatch-Maßnahme beim EIV (ACI im Duldungsfall respektive ACO im Aufforderungsfall) und LF [ACI] eingehen. Entsprechend muss der anfNB zusätzlich zu der Vorlaufzeit von 30 Minuten die technische Abruffrist berücksichtigen.

Planwertmodell:

Für Abrufe im Planwertmodell ist gemäß Kapitel 4.2.3 definiert, dass die Verantwortung für Bilanzkreis-Schiefstände des betroffenen BKV aufgrund des bilanziellen Ausgleichs im Zuge einer Redispatch-Maßnahme beim anweisenden Netzbetreiber allokiert wird, sofern dieser die Information über den aggregierten

bilanziellen Ausgleich (IABA) nicht innerhalb der dort beschriebenen Frist von 15 Minuten an den betroffenen BKV übermittelt hat.

Duldungsfall:

Für die Erstellung und den Versand der IABA durch den anwNB ergibt sich eine zusätzliche Frist von 5 Minuten, sodass sich entsprechend der einzelnen Use-Case-Prozessfristen eine technische Frist ausgehend vom Versand eines ACO an den anwNB bis zur Übermittlung der entsprechenden IABA an den BKV des betroffenen BK sowie an den anfNB von 13 Minuten ergibt. Unter Berücksichtigung der Frist gemäß Kapitel 4.1.3.2 ergibt sich eine Gesamtfrist von 28 Minuten.

Aufforderungsfall:

Für SR im Aufforderungsfall ist die Abrufbestätigung des EIV über das ACR die Voraussetzung für die Erstellung und den Versand der IABA durch den anwNB. Damit ergibt sich entsprechend der einzelnen Use-Case-Prozessfristen eine technische Frist ausgehend vom Versand eines ACO an den anwNB bis zu Übermittlung der entsprechenden IABA an den betroffenen BKV von 21 Minuten. Unter Berücksichtigung der Frist gemäß Kapitel 4.2.3 ergibt sich eine Gesamtfrist von 36 Minuten.

Im Falle weiterer zwischengelagerter NB ergibt sich eine resultierende Gesamtfrist gemäß der eingehend beschriebenen technischen Abruffristen zwischen NB.

Das Einhalten der jeweiligen Fristen wird über die ermittelten Zeitpunkte der final erfolgreichen oder gescheiterten Weiterleitung der ACO vom anfNB an den cNB respektive anwNB durch den DP nachgewiesen (Übermittlungsinformation). Abrufe, die außerhalb der Gesamtfrist erfolgen, allokieren etwaige netzwirtschaftliche Konsequenzen bei dem jeweiligen anfNB.

ENTWURF

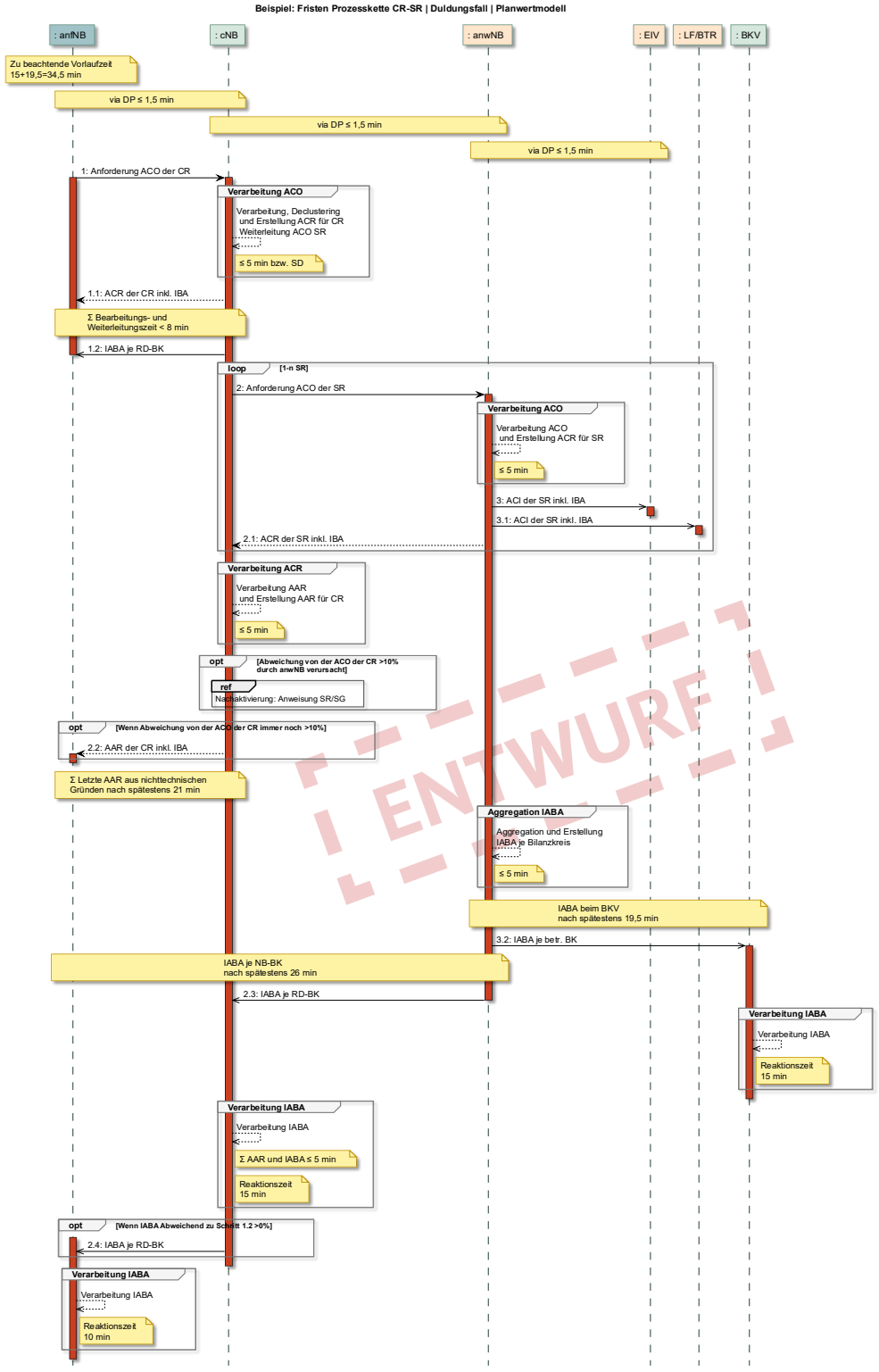


Abbildung 12: Beispiel: Fristen Prozesskette CR-SR | Duldungsfall | Planwertmodell

4.2.2 Information über Abruf

ARM:

Nach Erhalt des ACR informiert der anfNB alle betrNB mittels ARM über die erhaltene *Information zur physikalischen Umsetzung.* Dabei gilt für die ARM:

1. ARM sind in positiver und negativer Richtung zu unterscheiden.
2. ARM können als Soll- oder Deltawert ausgewiesen werden. Dabei sollten für DeltaP-Abrufe ausschließlich ARM mit Deltawert und bei P_{soll}-Abrufen dementsprechend ARM mit Sollwert übermittelt werden.
3. ARM-Sollwert beschreibt die bestätigte physikalische Absenkung/Erhöhung auf x % bzw. x MW.
4. ARM-Deltawert beschreibt die bestätigte physikalische Absenkung/Erhöhung um x MW.
5. Eine ARM wird bei Delta-Anforderungen stets als Absolut (pro SR und Zeitschritt) je NB ausgewiesen.

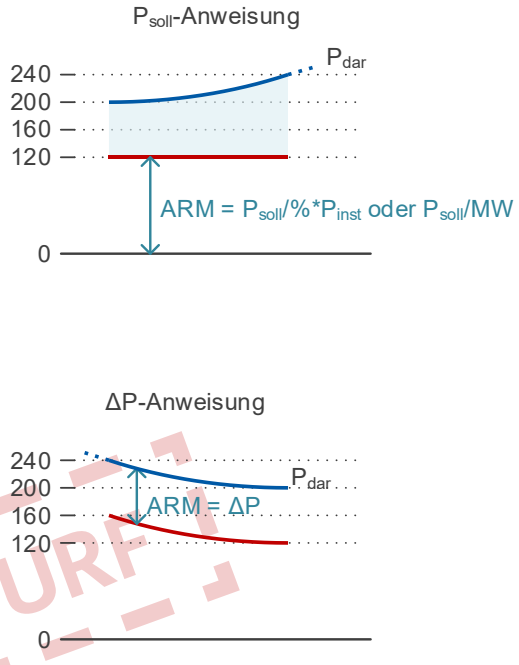


Abbildung 13: Vergleich ARM für Delta- und Sollwert am Bsp. SR im Prognosemodell

Bei Rücknahmen sind anfNB verpflichtet, entsprechende ARM[30] an die betrNB zu versenden. Entsprechend den Datenformaten ist folgende Logik vorgesehen:

	Für P_{soll}-Anforderung	**Für DeltaP-Anforderung**
Teilrücknahme	ARM in Höhe der neuen P_{soll}-Anforderung	ARM in der neuen DeltaP-Anforderung

[30] Das hier beschriebene Verfahren kann analog auch für GRM angewendet werden.

komplette Rücknahme	ARM = Nettonennleistung (Sollwert = Ersatzwert 999)	ARM in Höhe von „0“

GRM:

Im Rahmen der Netzzustandsanalyse identifiziert ein jeder NB für sein Verantwortungsbereich ggf. Engpässe und ermittelt benötigte RD-Maßnahmen. Dabei unterscheiden sich diese in tatsächliche angeforderte und bestätigte RD-Maßnahmen (ARM) sowie geplante RD-Maßnahmen (GRM). Während erstere in einem Abruf resultieren, sind geplante RD-Maßnahmen (GRM) unverbindliche indikative Maßnahmen, welche als Anhaltspunkte für die Maßnahmendimensionierung anderer NB dienen. Andere NB können im Sinne der Synergiehebung Abrufobjekte auf denen bereits prognostizierte Maßnahmen gemeldet worden sind, bevorzugt abrufen und so einen Beitrag liefern, die Kosten für das Engpassmanagement über alle Netzebenen zu reduzieren.

Geplante Redispatch-Maßnahmen werden grundsätzlich für alle Abrufobjekte, auf denen ein NB einen Abruf plant, über den DP an alle betrNB gemeldet. Eine Besonderheit bildet hierbei die Konstellation des cNB und der von ihm verantworteten CR. Plant der cNB Maßnahmen auf einer oder mehrerer Abrufobjekte innerhalb der CR Maßnahmen, so meldet der cNB ebenfalls eine GRM für die CR, damit der vorgelagerte NB die CR bevorzugt in seiner Maßnahmendimensionierung berücksichtigten kann.

Sofern ein Abruf des anfNB durch den anwNB (teil)bestätigt wird, informiert der anfNB im Sinne des NKK alle betroffenen NB über den bestätigten Abruf mittels ARM. Infolgedessen sollten etwaige vorher kommunizierte GRM für diese Maßnahme entsprechend zurückgenommen werden.

4.2.3 Umgang mit mehreren anfNB

Eine SR oder SG kann je ¼ h nur von einem NB angefordert werden. Auch bei CR kann nur ein anfNB je ¼ h die CR anfordern. Sollte dieser NB die Anforderung zurücknehmen, kann das Abrufobjekt nach der Rücknahme von einem anderen NB angefordert werden.

Eine SR oder SG ist nach Möglichkeit vollständig abzurufen, um keine Redispatch-Potenziale durch Teilabrufe für andere NB zu blockieren.

Fordern mehrere NB eine Redispatch-Maßnahme für den gleichen Zeitraum und das gleiche Abrufobjekt (SR/SG/CR) an, obliegt es dem anwNB bzw. cNB, diese Anforderungen zu koordinieren. Im Rahmen dieser Koordination führt der anwNB bzw. cNB eine Konsolidierung der angeforderten Engpassmaßnahmen durch. Dabei wird bei gleichgerichteten Abrufanforderungen

ENTWURF

die höchste Abrufanforderung für die entsprechende Viertelstunde maßgeblich für die physikalische Umsetzung und Abrechnung, bei entgegengesetzten Anforderungen erfolgt die Konsolidierung entsprechend der Anforderung des NB der niedrigeren Spannungsebene („lokal vor regional“). Entsprechend der Konsolidierung werden die Mengen für den bilanziellen Ausgleich durch den anwNB zugewiesen. Der anwNB meldet demjenigen anfNB, dessen Maßnahme nicht umgesetzt wird, eine Ablehnung der Maßnahme im entsprechenden Format zurück.

4.2.4 Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell

Bei Abrufen im Planwertmodell erfolgt neben der reinen Kommunikation der Abrufaufforderung [ACO] für die CR, SG oder SR vom anfNB an den cNB/anwNB zusätzlich auch die Übermittlung der für den bilanziellen Ausgleich vorgesehen aggregierten Menge des Redispatch-Bilanzkreises vom cNB/anwNB an den anfNB.

Um das Matching der Bilanzkreis-Fahrpläne beim ÜNB zum Austausch des bilanziellen Ausgleichs zwischen BKV des anfNB und dem BKV des anwNB sicherzustellen, aggregiert der anwNB den bilanziellen Ausgleich je Viertelstunde und anfNB. Diese Aggregation wird als Information aggregierter bilanzieller Ausgleich (IABA) vom anwNB an den anfNB versendet. Der Versand der IABA erfolgt mit jedem Versand der Rückmeldung zum Abruf [ACR] respektive mit jeder Aktualisierung der Abrufrückmeldung (AAR).

Einzig die IABA enthält die für das Bilanzkreis-Fahrplanmanagement, zwischen BKV des anwNB und BKV des anfNB maßgeblichen Informationen des bilanziellen Ausgleichs.

ENTWURF

4.2.5 Abruf einer SR in der ÜNB-Vermarktung

Wenn eine vom ÜNB-vermarktete SR abgerufen wird, muss der ÜNB die Abrufinformation ebenfalls erhalten, damit dieser die EEG-Vermarktung nach unten reduzieren kann. Bei Abruf einer solche SR erfolgt kein bilanzieller Ausgleich.

4.3 Abrufarten zwischen NB und EIV

Unabhängig von Bilanzierungsmodell gibt es zwei Arten von Abrufen: Aufforderungs- und Duldungsfall. Dabei gilt für beide Abrufarten die Prämisse, dass es pro SR immer nur einen anwNB geben kann, der den bilanziellen Ausgleich durchführt.

Der anwNB hat zum Zeitpunkt der Anweisung bzw. Maßnahmen Dimensionierung die aktuellen ihm vorliegenden Planungsdaten zu verwenden, die bei erstmaliger Anweisung die Basis für die Höhe des bilanziellen Ausgleichs sind.

Die jeweiligen technischen Einschränkungen bei der Steuerung sind zu beachten, welche aus den Stammdaten (siehe Kapitel 3.1.3)

- 3.1.3.1 Fahrbare mind. Erzeugungswirkleistung (P_{min})
- 3.1.3.16 Art der technischen Steuerbarkeit

zu entnehmen sind.

Der NB muss in seinem RD-Abruf die Nichtbeanspruchbarkeiten und die gemeldete Selbstversorgung berücksichtigen, soll also im Standardfall nur das ausgewiesene RDV abrufen.

4.3.1 Aufforderungsfall

Im Aufforderungsfall übermittelt der anwNB den Abruf [ACO] für die SR über den DP an den EIV. Dieser passt daraufhin die Wirkleistungserzeugung bzw. den Wirkleistungsbezug an und berücksichtigt diese Anpassung in den Planungsdaten für die SR, falls für diese Planungsdaten durch den EIV geliefert werden, und übermittelt diese an den DP, der die angepassten Planungsdaten an den anwNB weiterleitet.

Für SR im Aufforderungsfall wird neben dem Versand der angepassten Planungsdaten zusätzlich eine Rückmeldung [ACR] als Antwort auf den Abruf [ACO] erwartet.

Anmerkung: Eine abweichende Bestätigung zur im RD-Abruf geforderten Umsetzung ist dabei i.d.R. nur bei technischen Hinderungsgründen (z.B. eingeschränkte Steuerbarkeit) möglich.

Sollte bei einer RD-Maßnahme mit SR im Aufforderungsfall, der Abruf durch den anwNB erst nach definierter Frist für Gewährleistung der Bearbeitungszeit des EIV erfolgen, beispielsweise durch plötzliche Prognoseabweichung oder durch eine Störung im Netz, die eine spontane Engpasssituation erzeugt, kann die betreffende SR für den betreffenden Zeitpunkt nicht für die Maßnahme herangezogen werden, wenn der anwNB keinen (zusätzlich zum EIV) steuernden Zugriff auf die SR hat und die Umsetzungszeit (Veränderung der Leistungsabgabe an der SR) zu lang für eine rechtzeitige Engpassbeseitigung ist oder der steuernde Zugriff des anwNB nicht schneller als die Bearbeitungszeit des EIV ist. Dann muss eine andere SR ausgesucht werden. In allen anderen Fällen, in denen der Abruf nicht innerhalb der Bearbeitungs- und Umsetzungszeit erfolgt, wird abweichend zum vorgesehenen Prozess ausnahmsweise durch den anwNB gesteuert. Die Prozesse für die Übermittlung des "Abrufs" einschließlich der "Information über den Abruf" werden unter Nichteinhaltung der vorgesehenen Frist jedoch so schnell wie möglich trotzdem genutzt. Die Ablösung der Steuerung durch den anwNB durch den EIV erfolgt mit der nächsten Viertelstunde nach Ablauf der durch den EIV hinterlegten Bearbeitungszeit.

Hinweis: Bei Abruf in der Bearbeitungszeit weist der anwNB auf Anforderung des EIV die Notwendigkeit nach. Kosten, die durch die Nichteinhaltung der Fristen bzw. durch die

ENTWURF

Fremdsteuerung entstehen (z.B. durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie oder durch Ausregeln der Istwerte) werden durch den anwNB erstattet. Der AB/EIV hat hierfür die Nachweispflicht.

4.3.2 Duldungsfall

Im Duldungsfall übermittelt der anwNB die Information über den Abruf [ACI] für die SR über den DP an den EIV. Eine Rückmeldung vom EIV wird nicht erwartet, da der anwNB die Steuerung der SR durchführt.

Bei der Ermittlung des Sollwerts $P_{Soll,max}$ bzw. $P_{Soll,min}$ berücksichtigt der NB im Standardfall zusätzlich zu den in 4.3 beschriebene Restriktionen die Zeitreihen für Systemdienstleistungen, die das RDV nicht einschränken, da diese sonst nicht vollständig erbracht werden können. Es gilt:

$$P_{Soll,max} \geq PROD - [-RDV] + [+SDL] \quad für\ neg.RD$$

$$P_{Soll,min} \leq PROD + [+RDV] - [-SDL] \quad für\ pos.RD$$

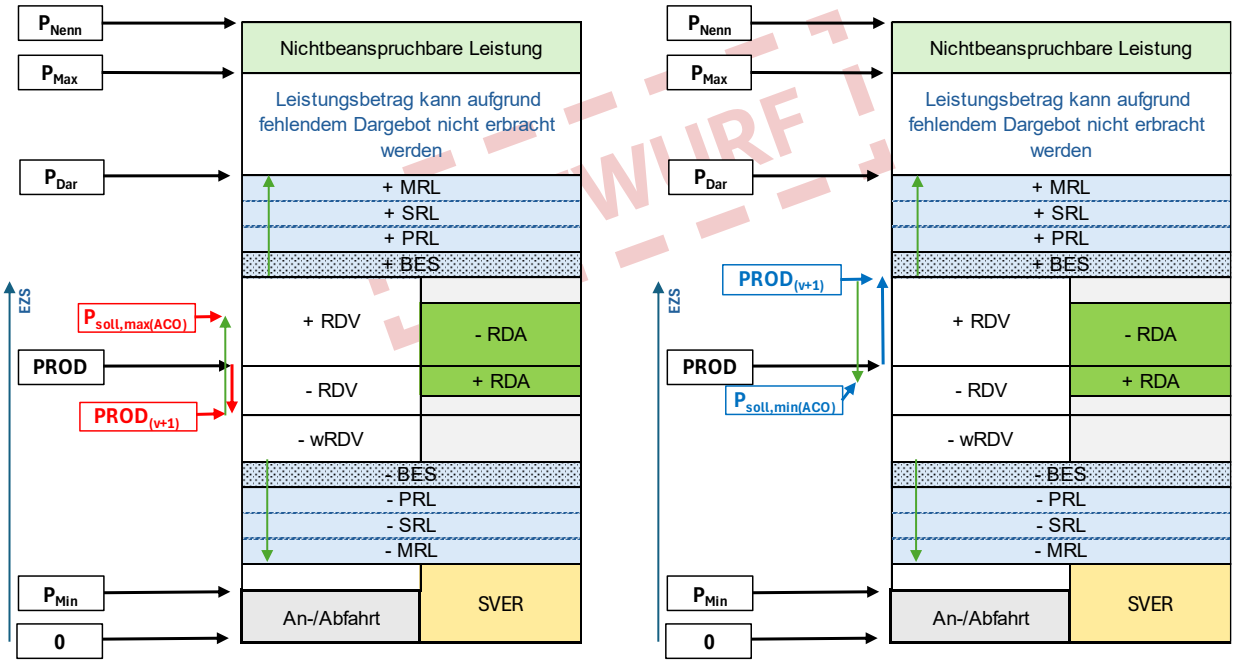


Abbildung 14 Darstellung Sollwert Steuerung für neg. und pos. Redispatch

Die Steuerbarkeit einer SR kann entweder durch eine Menge zulässiger Leistungsstufen oder durch eine definierte Schrittweite beschrieben werden. Der für einen Abruf erforderliche Sollwert ergibt sich aus der Zielgröße $P_{Soll,max}$, bzw. $P_{Soll,min}$ welche aus der aktuell verfügbaren

Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung von Redispatchvermögen und Systemdienstleistungsanteilen ermittelt wird.

Sofern die Steuerbarkeit über Leistungsstufen erfolgt, ist der Sollwert auf diejenige zulässige Stufe abzubilden, die den ermittelten Zielwert bestmöglich repräsentiert. Bei den Stufen 0 %, 30 %, 60 % und 100 % können daher ausschließlich diese Werte angefahren werden. Liegt der berechnete Zielwert zwischen zwei Stufen, ist die nächstzulässige Stufe unter Einhaltung der obigen Formeln auszuwählen. Genauso verhält es sich auch bei den Schritten.

4.3.3 Abrufe außerhalb des RDV („Sonderredispatch“)

Grundsätzlich müssen Abrufe in der Form ausgestaltet sein, dass sie sich in Bezug auf die Leistung innerhalb des RDV befinden. Im Falle netztechnischer Notwendigkeit sind auch Abrufe möglich, die über das in den Planungsdaten enthaltene RDV hinausgehen. Hier ist insbesondere die Option zu erwähnen, dass SR oder SG komplett runtergefahren werden können. Abrufe dieser Art werden dezidiert vom anfNB angefordert und als „Sonderredispatch“ gekennzeichnet. Wie beim herkömmlichen Redispatch sind die finanziellen Folgekosten für Sonderredispatch (z. B. Eingriff in die Selbstversorgung oder Regelleistung) vom anfNB zu tragen, jedoch im Vorfeld in der Regel nicht bekannt.

ENTWURF

5 Bilanzierung

Hinweis: Die Texte dieses Kapitels mit samt all seiner Unterkapitel sind 1:1 der Anlage zur Festlegung BK6-23-241 entnommen, so sie in schwarzer Schrift gehalten sind. Jedwede Ergänzung oder anderweitige Veränderung ist in roter Schrift gehalten. Dies gilt auch für diese Zeilen.

5.1 Bilanzierungsmodelle

In Redispatch kommen die Bilanzierungsmodelle „Prognosemodell“ und „Planwertmodell“ zum Einsatz. Diese werden nachfolgend knapp beschrieben, um deren Nutzung in den vier Verfahrensmodellen beschreiben zu können.

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

Der bilanzielle Ausgleich durch den NB erfolgt ausschließlich im Planwertmodell (Kapitel 5.1.1). Verantwortlich für den bilanziellen Ausgleich ist der BKV des anwNB. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt gegenüber dem BKV des betroffenen BK.

ENTWURF

5.1.1 Planwertmodell

Im Planwertmodell erstellt der EIV die (Erzeugungs- bzw. Verbrauchs)prognose (= Planwerte) und übermittelt diese über den DP an die betrNB. Diese ex-ante ausgetauschten Planwerte bilden im Folgenden die Grundlage zur Bestimmung des bilanziellen Ausgleichs. Darüber hinaus werden diese von den NB für die Prognoseerstellung der SG bzw. CR verwendet, denen die entsprechenden SR zugeordnet sind (d. h. im Planwertmodell erstellt der SG-bildende bzw. cNB für diese Objekte die Prognosen auf Basis der vom EIV versandten Planwerte). Wird das bzw. ein Teil des Redispatchvermögens einer SR für das Netzengpassmanagement benötigt, passt der NB die Leistung der SR an (oder lässt diese durch den EIV anpassen) und kommuniziert seine Anpassung u. a. gegenüber dem EIV, BTR und LF. Aus dieser Leistungsanpassung ergibt sich die Höhe des bilanziellen Ausgleichs, der zwischen dem BKV des anwNB und dem BKV des betroffenen Bilanzkreis auszutauschen ist. Der EIV berücksichtigt diese Leistungsveränderung durch Anpassung seiner Planwerte und sendet die so angepassten Planwerte über den DP an die betrNB.

Ex-post ermittelte Abweichungen zwischen der Ausfallarbeit und dem bilanziellen Ausgleich werden finanziell zwischen ANB und AB ausgeglichen.

5.1.1.1 Anwendungsbereich

Der bilanzielle Ausgleich für SR, deren ANB ein ÜNB ist, erfolgt im Planwertmodell. Im Übrigen erfolgt der bilanzielle Ausgleich für SR durch den NB gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im Planwertmodell, wenn die SR nach den Vorgaben des Kapitels 5.1.3 in das Planwertmodell überführt wurde.

5.1.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs

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

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

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

Da die Prozesse zur Nennung des betroffenen BK der verbrauchenden MaLo aktuell noch nicht vorgesehen sind, findet der bilanzielle Ausgleich ausschließlich mit dem betroffenen BK der erzeugenden MaLo statt.

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender BK-Fahrpläne beim ÜNB. Jeder ~~Netzbetreiber~~ NB verwendet genau einen Bilanzkreis als Redispatch-Bilanzkreis.

Maßgeblich für den bilanziellen Ausgleich an den BKV des betroffenen BK ist die Information zum aggregierten bilanziellen Ausgleich (IABA) entsprechend Kapitel 4.2.3, die sich aus der Summe der bilanziellen Ausgleiche der einzelnen Objekte SR bzw. CR entsprechend obiger Darstellung ergibt.

5.1.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich

Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel ~~3~~6.2 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel ~~2.1.2~~ 5.1.1.2 abweicht, wird diese

Differenz anhand des Index Ausgleichsenergiepreis (ID-AEP[31]) finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Differenz vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert.

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

$Korr_{fin,i}$:	Korrekturbetrag des finanziellen Ausgleichs in der Viertelstunde i in €
$W_{A,i}$:	Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh
$W_{Ausgl,i}$:	bilanzieller Ausgleich in der Viertelstunde i in kWh
$ID - AEP_i$:	ID-AEP für die Viertelstunde i in €/MWh

Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des ~~Anlagenbetreibers~~ AB auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Der Korrekturbetrag für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums ist vorzeichenrichtig den übrigen Posten des finanziellen Ausgleichs hinzuzuaddieren. Soweit kein ID-AEP veröffentlicht wurde, findet stattdessen der ID1-Index[32] Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz aus Ausfallarbeit und bilanziellem Ausgleich findet nicht statt.

5.1.2 Prognosemodell

Alle SR, welche nicht dem Planwertmodell zugeordnet sind, befinden sich im Prognosemodell. Im Standardfall, mit Ausnahme der unter 3.2.3.1 beschriebenen Kriterien, erstellt der ANB die Prognosen für diese SR.

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

[31] Index Ausgleichsenergiepreis (ID-AEP) gemäß Art. 1 Abs. 3 des Änderungsvorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 18.12.2019, der mit Beschluss vom 11.05.2020 (BK6-19-552) genehmigt worden ist.

[32] ID1-Index der EPEX SPOT.

5.2 Überführung ins Planwertmodell

5.2.1 Auswahl von SR

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

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

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

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

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

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

5.2.2 Zuordnungsverfahren

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

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

Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber, wenn entsprechende Datenformate anwendbar sind. Der ~~ANB~~ anwNB testet

LEITFADEN 1 ENTWURF 1

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.

5.2.3 Konkretisierungen zur Überführung ins Planwertmodell

Die konkrete Auswahl von SR erfolgt in Abstimmung zwischen ANB und anwNB und wird dem ÜNB mitgeteilt. Der ANB informiert LF, EIV, BTR, anwNB und alle betrNB über die Stammdatenmitteilung mindestens sechs Monate vor dem Überführungszeitpunkt. Der LF muss spätestens drei Monate nach Stammdatenmitteilung bzgl. des Überführungszeitpunkts ins Planwertmodell den betroffenen Bilanzkreis je MaLo bzw. Tranche dem ANB mitteilen.

Spätestens drei Monate vor dem geplanten Überführungszeitpunkt sind durch den EIV der SR Planungsdaten (vgl. 3.2.3.1) zu liefern. Hierüber erfolgt durch den ANB ebenfalls eine Stammdatenmitteilung.

Der anwNB führt eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen unter Zuhilfenahme der Prüfregeln nach Kapitel 7.2 durch.

Die Teilnahme am Status-Request-Prozess und grundlegende Erreichbarkeit seitens LF, BKV des betroffenen BK, EIV ist eine notwendige Bedingung für die Überführung ins Planwertmodell und Voraussetzung für die Gewährleistung der Systemsicherheit.

ENTWURF

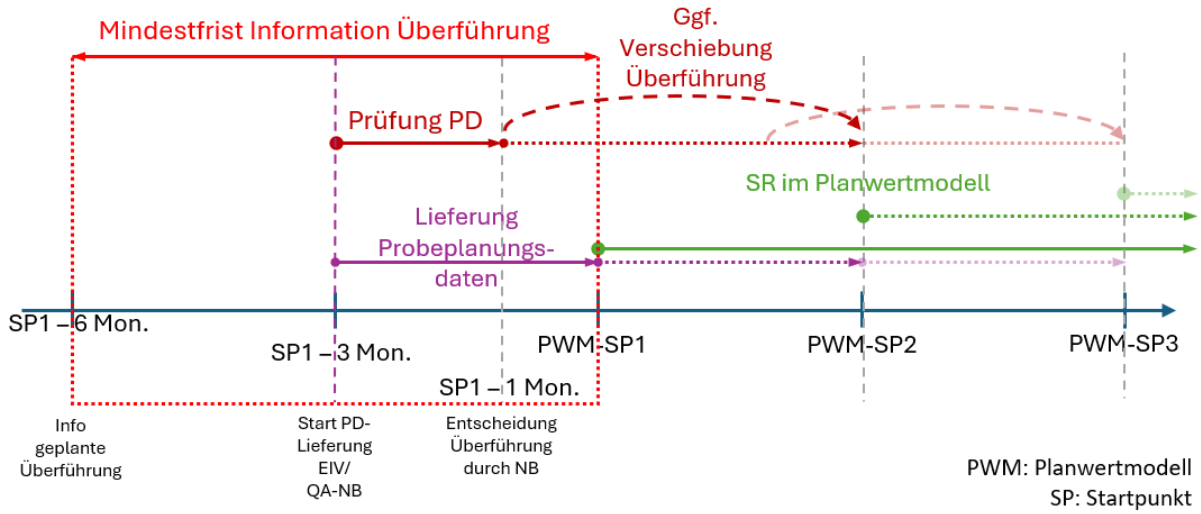


Abbildung 15: Schematische Darstellung des Überführungsprozesses ins Planwertmodell

Erfüllen die Planungsdaten nicht die Qualitätsanforderungen, kann der anwNB die geplante Überführung ins Planwertmodell für die entsprechende SR verschieben und informiert den ANB über diese Verschiebung spätestens 2 WT und einen Monat vor dem geplanten Überführungszeitpunkt. Es erfolgt eine entsprechend geänderte Stammdatenmeldung vom ANB an EIV, LF, BTR sowie alle betroffenen NB mindestens einen Monat vor dem geplanten Überführungszeitpunkt. Dies entbindet den EIV nicht von der weiteren Lieferung von Planungsdaten und der Zeitpunkt zur Überführung ins Planwertmodell verschiebt sich um 3 Monate.

Erfolgt bis einen Monat vor dem geplanten Überführungszeitpunkt keine Änderung der Stammdaten zum Bilanzierungsmodell, welchen ab dem Beginn des nächsten Monats für die SR gilt, befindet sich die SR ab dem in den Stammdaten mitgeteilten Überführungszeitpunkt im Planwertmodell.

ENTWURF

6 Ausfallarbeit und Abrechnung

Die Ausfallarbeit ist zwischen dem ANB und dem Betreiber (BTR) abzustimmen. Die Prozesse zur Bestimmung der Ausfallarbeit sehen vor, dass spätestens zum Ende des dritten Folgemonats nach Ende der Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber die Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit nach dem Clearing festgestellt wird (Kapitel 6.4.3 der Anlage zur BK-6-23-241).

6.1 Ausfallarbeit

Ausfallarbeit ist – arbeitsbezogen – die Differenz zwischen der theoretischen Erzeugung einer TR und dem Wert der Leistungslimitierung (s. Kapitel 3.1)[33]; bei negativem Redispatch ist die Ausfallarbeit positiv, bei positivem Redispatch ist die Ausfallarbeit negativ (Mehrarbeit).

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

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

6.1.1 Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung

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

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

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

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

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

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

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

[33] Der Verweis bezieht sich auf das Kapitel 3.1 der BilAReM.

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

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

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

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

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

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

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

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

Bei Verwendung eines **Referenzprofilverfahrens** (ehemals „Standardlastprofil“) gilt abweichend im **Duldungs- und Aufforderungsfall**:

Beim negativen Redispatch:

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

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

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

ENTWURF

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

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

6.1.2 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.

6.1.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

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

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

ENTWURF

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

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

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

dem 01.01.2029 werden diese TR der vereinfachten Spitzabrechnung zugeordnet, wenn nicht der AB spätestens bis zum 30.11.2028 die Spitzabrechnung festlegt. TR, die zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Festlegung nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet waren, können nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet werden.

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

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

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

Generell erfolgt die Betrachtung des Vergleichszeitraumes TR scharf. Dies führt dazu, dass im Falle von mehreren TR unter einer SR sich der anzuwendende Vergleichszeitraum unterscheiden kann. Der Versand von Nichtbeanspruchbarkeiten für einzelne TR einer SR führt folglich zu unterschiedlichen Vergleichszeiträumen innerhalb einer SR.

Gesendete Nichtbeanspruchbarkeiten auf SR-Ebene und marktbedingte Anpassungen (immer auf SR-Ebene) gelten für alle zugeordneten TR der SR als Einschränkung bei der Wahl des Vergleichszeitraumes.

6.1.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See

6.1.2.2.1 Spitzabrechnung

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

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

KF: Korrekturfaktor

ENTWURF

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

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

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

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

Der Korrekturfaktor KF bestimmt sich wie folgt:

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

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

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

Die theoretische Erzeugungsleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2023 zu bestimmen. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren. Solange keine zertifizierte Leistungskennlinie vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der Windenergieanlage gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6[34]verwendet.

[34] 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.

ENTWURF

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

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

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

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

ENTWURF

6.1.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

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

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

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

6.1.2.2.3 Pauschal-Abrechnung

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

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

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

P_{inst}: installierte Leistung der TR in kW

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

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

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

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

ENTWURF 1

6.1.2.3 Windenergieanlagen auf See

6.1.2.3.1 Abrechnungsvarianten

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, das Wind-Bin-Verfahren zur Ermittlung des Korrekturfaktors zu wählen.

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

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

6.1.2.3.2 Wind-Bin-Verfahren

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

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

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

KF_{Bin}: Korrekturfaktor für das jeweilige Bin

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

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

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

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

Der Korrekturfaktor je Bin ergibt sich aus:

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

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

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

ENTWURF

Zur Ermittlung der Korrekturfaktoren KF_{Bin} sind die in der SCADA[35]-Datenbank für eine TR hinterlegten Messdaten (Wertepaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung) heranzuziehen. Es dürfen nur Datensätze aus störungsfreiem Betrieb gemäß DIN EN 61400-12-1 verwendet werden. Zeiten,

in denen die TR nicht uneingeschränkt einspeisen konnte, und Zeiten, in denen der Leistungsmittelwert nicht mindestens 10 % der Nennleistung der TR betrug, sind auszuschließen.

Die in der SCADA-Datenbank aufgezeichneten Wertepaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung werden je TR in Bins eingeteilt. Die Bins sind mit einer Breite von 0,5 m/s nach dem Verfahren gemäß DIN EN 61400-12-1 zu bilden. Je Bin wird der Durchschnitt aus allen Windgeschwindigkeitswerten einerseits und allen Leistungswerten andererseits gebildet. So entsteht je Bin ein Durchschnittswertepaar. Alle Durchschnittswertepaare ergeben die Leistungskennlinie.

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

Die Leistungsfaktoren KF_{LBin} sind monatlich für jede TR zu bestimmen und bleiben für entsprechende Monate in den nächsten zwei Folgejahren gültig. Es sind nur solche Bins in die Berechnung der Leistungsfaktoren KF_{LBin} einzubeziehen, die während der Redispatch-Maßnahmen in diesem Monat auch tatsächlich vorkamen. Die so gefundene Anzahl von Bins ist gültig, wenn darin jeweils eine Mindestanzahl von Wertepaaren (m) enthalten sind. Zur Ermittlung der Leistungsfaktoren KF_{LBin} ist die mittlere gemessene Leistung je Bin (P_{Bin}) ins Verhältnis zur theoretischen Leistung aus der zertifizierten Leistungskennlinie (P_{zertLK}) derselben TR zu setzen. Solange keine zertifizierte Leistungskennlinie vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der TR gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6[36] verwendet.

ENTWURF

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

[36] 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.

$$P_{Bin} = \frac{\sum_1^m P}{m} \quad mit\ m \geq 3$$

$$KF_{LBin} = \frac{P_{Bin}}{P_{zertLK}} \quad mit\ KF_{LBin} \geq 0$$

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

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

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

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

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

ENTWURF

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.

6.1.2.4 Solaranlagen

6.1.2.4.1 Spitzabrechnung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme (G_i) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung müssen im Vergleichszeitraum und während der Redispatch-Maßnahme unverändert bleiben. Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene oder der erste nachfolgende Kalendertag vor oder nach der Redispatch-Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der SR stattgefunden hat. Bei gleichem zeitlichem Abstand ist der Kalendertag vor der Redispatch-Maßnahme zu verwenden. Kalendertage aus dem Folgemonat sind nicht zu verwenden. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt und in denen keine Nichtbeanspruchbarkeiten oder marktbedingten Anpassungen vorliegen. Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10 % Einspeisung stattgefunden hat.

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

6.1.2.4.2 Vereinfachte Spitzabrechnung

Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass als Eingangsdaten für die Einstrahlleistung geeignete Einstrahlwerte eines Wetterdatendienstleisters 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.

ENTWURF

6.1.2.4.3 Pauschal-Abrechnung

$$W_{A,i} = max\{0;\ [min(AF * P_{inst};\ P_{WR};\ P_{mbA,i};\ P_{bean,i}) - P_{lim,i}] * 1/_4\ h\}$$

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

AF: Anlagenfaktor

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

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

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

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

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

Zur Bestimmung der theoretischen Leistung in der Viertelstunde wird die installierte Leistung der TR mit dem Anlagenfaktor multipliziert. Der Anlagenfaktor AF bestimmt sich wie folgt[37]:

Jahreszeit	Uhrzeit (UTC+1)	Anlagenfaktor AF
	19:00 - 6:00	0,0000
Sommer	6:00 - 9:00	0,2456
01.03. - 31.10.	9:00 - 15:00	0,6189
	15:00 - 19:00	0,2456
	16:45 - 9:00	0,0000

[37] Vgl. Saint-Drenan/Bofinger/Rohrig: Bestimmung von Koeffizienten für die Entschädigungszahlungen von PV Anlagen, Januar 2013, S. 3, https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES_Studie_Entschaedi-gungsparameter.pdf.

Winter	9:00 - 10:00	0,2796
01.11. - 28./29.02.	10:00 - 14:00	0,5030
	14:00 - 16:45	0,2796

6.1.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung

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

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

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

6.1.3.1 Spitzabrechnung

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

Im Fall des positiven Redispatch gilt:

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

Im Fall des negativen Redispatch gilt:

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

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

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

Hieraus ergibt sich bezogen auf die letzte Version der Planungsdaten für die jeweilig betroffene Viertelstunde:

Erzeugung:

ENTWURF

$$P_{plan,i} = min(\ (PROD + |-RDA| - |+RDA|\ );\ P_{bean})$$

Verbrauch:

$$P_{plan,i} = min(\ (VERB + |-RDA| - |+RDA|\ );\ P_{bean})$$

Die je SR gemeldeten Planungsdaten werden gemäß der gleichen Logik auf die einzelnen TR verteilt wie die Leistungswerte von Marktlokationen auf die einzelnen TR aufgeteilt werden.

Für die obigen Formeln gilt: Es darf immer nur entweder +RDA oder – RDA größer 0 sein, nie beides gleichzeitig für eine Viertelstunde (siehe Kapitel 3.2.1).

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

6.1.3.2 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:

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

Im Fall des negativen Redispatch:

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

ENTWURF

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

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

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

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

6.1.4 Überbauung von Anschlüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz

Übersteigt in einer Viertelstunde die Summe der nach den Kapiteln 6.1.2 und 6.1.3 bestimmten Ausfallarbeit aller TR, die über eine Netzlokation mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt aus Anschlussleistung für diese Netzlokation mit einer Viertelstunde abzüglich der Einspeisung über die Netzlokation, ist die Ausfallarbeit der betroffenen TR um den übersteigenden Teil zu kürzen. Dabei ist die Kürzung sachgerecht auf die betroffenen TR zu verteilen. ~~Als sachgerecht gilt jedenfalls eine Kürzung anhand des Verhältnisses der jeweiligen installierten Leistung der einzelnen TR zur Summe der installierten Leistung aller betroffenen TR.~~

$$W_{A,alg,i,k} = W_{A,i,k} - MAX\left\{\left(\sum_{k=1}^{m} W_{A,i,k} + \sum_{k=1}^{m} P_{lim,i,k} * \frac{1}{4}h + \sum_{k=m+1}^{n} P_{ist,i,k} * \frac{1}{4}h\right) - P_{anschl} * \frac{1}{4}h\,;0\right\} * \frac{W_{A,i,k}}{\sum_{k=1}^{m} W_{A,i,k}}$$

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

$W_{A,\mathrm{alg},i,k}$: optional gekürzte Ausfallarbeit der TR k in der Viertelstunde i in kWh

$W_{A,i,k}$: Ausfallarbeit nach Kapitel 3.2 oder 3.3 der TR 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

$P_{\mathrm{lim,i,k}}$: Wert der Leistungslimitierung der TR k in der Viertelstunde i in kW

$P_{\mathrm{ist,i,k}}$: Tatsächlicher Leistungsmittelwert der TR k in der Viertelstunde i in kW

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

m_i: Anzahl der TR, die mit der Anschlussleistung mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind und für die in der Viertelstunde i eine Ausfallarbeit (WA,i,k > 0) ermittelt wurde.

$n - m_i$: Anzahl der TR, die mit der Anschlussleistung mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind und für die in der Viertelstunde i KEINE Ausfallarbeit (WA,i,k = 0) ermittelt wurde.

Bei negativem Redispatch mit Eingriff in als nicht beanspruchbar gemeldete Selbstversorgung, sind die zu diesem Zwecke vor der Redispatch-Maßnahme gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten bei der Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen.

6.1.5 Festlegung von Clearinggrenzen und -gründen für die Ausfallarbeitsabstimmung zwischen VNB-BTR bzw. ÜNB-BTR

Aufgrund des Redispatch-Volumens sind massengeschäftstaugliche Prozesse unerlässlich. Jeglicher Prozess mit manuellen Tätigkeiten sollte daher auf seine Notwendigkeit überprüft werden und nach Möglichkeit automatisiert werden. Im Rahmen dieser Prozessüberprüfung für den Abstimmungsprozess der Ausfallarbeit zwischen VNB-BTR bzw. ÜNB-BTR wurde festgestellt, dass die Einführung einer Clearinggrenze sinnvoll ist.

Um im Rahmen der Ausfallarbeitsabrechnung ein Clearing anzustoßen, indem die gesendete Ausfallarbeit abgelehnt und ein Gegenvorschlag unterbreitet wird, sollte der Unterschied in der Ausfallarbeit je TR und Maßnahme mindestens 100 kWh betragen.

Zudem sind Versäumnisse des BTR oder EIV in den Vorprozessen kein ausreichender Grund für die Legitimierung eines Clearings im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung.

Folgende Gründe sind Beispiele, die nicht als Clearinggrund gelten:

- Verspätet gesendete Wetterdaten
- Verspätet gesendete oder nicht aktualisierte Nichtbeanspruchbarkeiten
- Verspätet oder nicht übermittelte marktbedingte Anpassungen

Verspätet oder nicht gesendete Daten im Sinne der jeweils geltenden Festlegung werden für die Ausfallarbeitsberechnung grundsätzlich nicht herangezogen.

Der Prozess der Ausfallarbeitsabstimmung ist hingegen dafür gedacht, um Unstimmigkeiten in den zugrundeliegenden Basisdaten aufzuzeigen oder Berechnungsfehler des jeweils anderen Marktpartners aufzuzeigen und mit Hilfe eines Gegenvorschlages zu verbessern.

Anbei Beispiele für berechtigte Clearinggründe:

- Stammdatenfehler (EIV falsch zugeordnet, Referenzertrag/installierte Leistung falsch, Falsche Abrechnungsvariante hinterlegt, Falsche Kennlinie verwendet, Falsche Abrufvariante, Nennleistung je TR falsch)
- Ist-Lastgang falsch
- Berechnung der Ausfallarbeit ist fehlerhaft (NBK/MBA nicht/falsch berücksichtigt, Uneingeschränkte Viertelstunde/Stunde/Vergleichszeitraum/Vortag falsch)
- Abweichungen in der zertifizierten Windkennlinie
- Abweichungen in Wetterdaten (wenn fristgerecht gemäß der jeweils geltenden Festlegung gesendet)

ENTWURF

- Anlagenfaktor falsch
- Die vom DP übermittelten Abruf-Informationen lagen dem BTR beim Abstimmungsprozess nicht vor

6.1.6 Abrechnungsrelevanz

Die Ausfallarbeit gilt dann als abrechnungsrelevant, wenn sie für die Abrechnung gegenüber dem AB oder anfNB verwendet werden darf. Sobald die Ausfallarbeit einmal den Status abrechnungsrelevant hat, gilt eine erneut berechnete Ausfallarbeit – egal ob vom NB oder BTR gesendet – erst als abgestimmt und abrechnungsrelevant, sobald der jeweils andere Marktpartner aktiv mit Bestätigung zugestimmt hat.

Eine Ausfallarbeit gilt dann als abrechnungsrelevant, wenn ihr aktiv oder passiv zugestimmt wurde. Aktive Zustimmung bedeutet, wenn über die beschriebenen Prozesse eine Zustimmung erfolgt ist. Passive Zustimmung liegt dann vor, wenn nach Ablauf einer Frist keine Zustimmung oder Ablehnung über die beschriebenen Prozesse erfolgt ist und zuvor keine aktive Zustimmung vorlag.

Falls kein BTR der TR für den betrachteten Zeitraum zugeordnet ist, gilt die vom NB berechnete Ausfallarbeit.

6.2 Abrechnung

Die Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen gliedert sich in zwei Themenbereiche:

1. **Abrechnung zwischen AB und ANB**
2. **Abrechnung zwischen Netzbetreibern**, insbesondere die Weiterverrechnung der durch Redispatch entstandenen Kosten vom ANB an den anfNB

Die Entschädigung bzw. Abrechnung gegenüber dem AB erfolgt grundsätzlich durch den ANB. Dies gilt unabhängig davon, welcher Netzbetreiber die jeweilige Redispatch-Maßnahme ursprünglich angefordert hat.

Die finanzielle Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen orientiert sich an den Vorgaben des § 13a Abs. 2 Satz 2 EnWG:

„Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.“

Bei der Berücksichtigung des bilanziellen Ausgleichs ist zwischen verschiedenen Vermarktungs- und Bilanzierungsmodellen der betroffenen Anlage zu unterscheiden. Dazu gehören u. a.:

ENTWURF

- **Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):** Eine Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs erfolgt nicht (§ 13a Abs. 2 Satz 5 EnWG).
- **Bilanzierungsmodell „Prognosemodell“:** Der „Aufwendungsersatz“ (§ 14 Abs. 1b EnWG) wird ex post auf Basis der Ausfallarbeit und eines von der BNetzA festgelegten Preises ermittelt
- **Bilanzierungsmodell „Planwertmodell“ bei fluktuierenden Erzeugungsanlagen:** Die Ermittlung des Korrekturbetrags des finanziellen Ausgleichs erfolgt ex post auf Basis der Ausfallarbeit, des bilanziellen Ausgleichs und des Intraday-Ausgleichsenergiepreises (ID-AEP) ermittelt.

Die dem ANB im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen entstehenden Kosten werden in die Kategorien **eigene Maßnahmen** und **fremde Maßnahmen** unterteilt.
Die Kosten fremder Maßnahmen werden im Rahmen der Netzbetreiber-Abrechnung (NB-NB-Abrechnung) gegenüber dem anfNB weiter verrechnet. Die hierfür maßgeblichen Regelungen und Prozesse sind in Kapitel 6.2.2 „NB-NB-Abrechnung“ beschrieben.
Die Kosten aus eigenen Redispatch-Maßnahmen des ANB werden hingegen nicht an andere Netzbetreiber weiterverrechnet.

6.2.1 Abrechnung zwischen AB und ANB

Der Entschädigungsanspruch des AB für Redispatch-Maßnahmen setzt sich aus mehreren Kostenkomponenten zusammen. Weitere Einzelheiten zu den berücksichtigungsfähigen Kostenkomponenten sowie zu deren Ermittlung ergeben sich aus der Festlegung **BK8-22-001-A** der Bundesnetzagentur.

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf SR und TR im Falle von § 13a Abs. 2 Satz 3 Nr. 5 EnWG:

Finanzieller Ausgleich = Entgangene Einnahmen + Zusätzliche Aufwendungen – Ersparte Aufwendungen + Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs

Die Ermittlung der einzelnen Kostenkomponenten erfolgt in Abhängigkeit vom Vermarktungs- und Bilanzierungsmodell der betroffenen Anlage.

Anlagen in der Einspeisevergütung

Bei Anlagen in der Einspeisevergütung (Vermarktung durch den ÜNB) erfolgt keine Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs. Die entgangenen Einnahmen werden in der Regel auf Basis der Ausfallarbeit und der anzusetzenden EEG-Vergütung ermittelt.

Anlagen in der Direktvermarktung

ENTWURF

Die Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs richtet sich nach dem jeweils angewendeten Bilanzierungsmodell:

- **Prognosemodell:**
  Im Prognosemodell wird der sogenannte **Aufwendungsersatz** ermittelt. Die Bewertung erfolgt auf Grundlage der Ausfallarbeit und eines von der BNetzA festgelegten Preises.
- **Planwertmodell:**
  Bei fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird im Planwertmodell der sogenannte **Korrekturbetrag des finanziellen Ausgleichs** bestimmt. Hierzu wird die Differenz zwischen der Ausfallarbeit und dem bilanziellen Ausgleich unter Anwendung des Intraday-Ausgleichsenergiepreises (ID-AEP) bewertet.

6.2.2 NB-NB-Abrechnung

Der komplexe mehrstufige Abrechnungsprozess zwischen den NB erfordert standardisierte Datenaustauschprozesse für einen reibungslosen Ablauf. Insbesondere die große Anzahl beteiligter Akteure, die Berücksichtigung unterschiedlicher Kostenarten und -träger und das Bestehen von (zeitlichen) Abhängigkeiten zwischen den Abrechnungsprozessen müssen berücksichtigt werden.

Nachdem die Festlegung BK8-26-001-A der BNetzA veröffentlicht wurde, werden die Anwendungshilfen **„Datenaustausch zur NB-NB-Abrechnung Redispatch 2.0“** und **„Konzept zur NB-NB-Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen“** und die darin enthaltenen Use Cases in der 2. Iteration überarbeitet und in die Anwendungshilfe „Detailprozesse für die Weiterentwicklung des Redispatch 2.0“ überführt.

ENTWURF

7 Qualitätssicherung

7.1 Status Request (SRQ) - Kommunikationstest zur Ermittlung der Erreichbarkeit im Redispatch 2.0

Alle Informationen hierzu sind im Kapitel 7.1 des Prozessdokuments zu finden.

7.2 Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen

Planungsdaten für AO (SR, SG und CR) sind die Grundlage für die Netzzustandsanalyse und Maßnahmendimensionierung der NB. Auch Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen sind in diesem Zusammenhang essenziell.

Das begründet die Notwendigkeit eines Qualitätsprüfungsprozesses zur Sicherstellung der Einhaltung wesentlicher Qualitätskriterien für die ordnungsgemäße Durchführung der Folgeprozesse bei den NB. Der Qualitätsprüfungsprozess soll folgende Qualitätskriterien bzgl. Bereitstellung und Inhalt umfassen:

- Pünktlichkeit: Bereitstellung der Planungsdaten zu den definierten Fristen.
- Aktualität: Rechtzeitige Anpassung der Planungsdaten bei Änderung der Prognose oder Vermarktung gemäß den definierten Schwellwerten, sowie bei Durchführung eines Redispatch-Abrufs.
- Vollständigkeit: Übermittlung aller erforderlichen Stammdaten, Planungsdaten und Zeitreihen innerhalb der Planungsdaten.
- Konsistenz: Konsistenz der Planungsdaten-Zeitreihen in sich, Konsistenz mit den aktuellen Stammdaten der AO, sowie mit vorliegenden Nichtbeanspruchbarketen und Redispatch-Abrufen.
- Plausibilität: Plausibilität der gemeldeten Zeitreihen anhand der technischen Eigenschaften der jeweiligen AO.
- Güte: Maximale Abweichung der Planungsdaten von den tatsächlichen Messwerten der Erzeugung.

Für die Gewährleistung der ausreichenden Qualität der Planungsdaten wird eine Menge von standardisierten Prüfregeln definiert und in Anhang B 1 *Prüfregeln Qualitätssicherung für Planungsdaten* und in Anhang B 2 *Prüfregeln Qualitätssicherung für marktbedingte Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten* veröffentlicht.

ENTWURF

Für jede Prüfregel wird neben dem Prüfgegenstand die Konsequenz der Verletzung (Ablehnung / Warnung), sowie die zuständige Marktrolle für die Durchführung der Prüfungen definiert.

Sofern der DP für die Durchführung einer Prüfregel nicht die erforderlichen Daten vorliegen hat, ist die Qualitätsprüfung gemäß dieser Prüfregel durch den oder die Endempfänger vorzunehmen. Dafür wird im Rahmen einer nächsten Weiterentwicklung ein Prozess zur aggregierten Übermittlung des Ergebnisses der Qualitätsprüfung von Planungsdaten an den ursprünglichen Sender entwickelt.

7.3 Testsysteme

Es werden Zugänge zu einem Testsystem der Dataprovider für jede betroffene Marktrolle zur Verfügung gestellt. Netzbetreiber mit direkt an ihr Netz angeschlossenen, von RD 2.0 betroffenen SR mit einer installierten Gesamtleistung von mehr als 10 MW sind verpflichtet, einen Testzugang zum DP-Testsystem sowie eine entsprechende Testumgebung aufzubauen. Dadurch sollen alle relevanten Redispatch-Kommunikationsprozesse und Use Cases, von denen er betroffen ist, außerhalb des Wirkbetriebs Ende-zu-Ende getestet werden können.

Das DP-Testsystem und die NB-Systeme bilden die relevanten Funktionen, Datenstrukturen, Formatversionen, Prüfregeln, Kommunikationswege und Prozessausprägungen produktionsnah ab.

Damit besteht die Möglichkeit für alle Marktrollen vollständige operative Prozessketten zu testen.

Für alle neben den NB betroffenen Marktrollen (insbesondere EIV, LF, BKV) wird ein Anschluss an das DP-Testsystem sowie der Aufbau einer eigenen Testumgebung empfohlen.

Neue oder geänderte Prozesse, Formate und Prüfregeln werden rechtzeitig vor ihrer produktiven Anwendung in den Testumgebungen der DP und NB verfügbar sein.

Die in den Testumgebungen unterstützten Testfälle orientieren sich an den jeweils gültigen Redispatch-Use Cases und umfassen insbesondere Datenaustausch-, Abrufprozesse, sowie für die Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse operativ vorbereitende Datenaustausche.

ENTWURF

8 Speicher

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf Batterieelektrische Speichersysteme (BESS).

8.1 Herausforderungen, Ziele und Grundlagen

8.1.1 Aktuelle Herausforderungen

In Anbetracht der spannungsebenenübergreifenden Zunahme der installierten Leistung von BESS ergibt sich eine netz- und systemführungstechnische Notwendigkeit zur massengeschäftstauglichen Integration dieser Speicher-TR und Kombination von Speicher-TR mit anderen Erzeugungs-TR bzw. Verbrauchs-Einheiten in die Redispatch-Prozesse. Sind BESS mit Erzeugungs-TR kombiniert, so unterliegen die Speicher-TR den Randbedingungen der jeweiligen Betriebsweise der Erzeugungs-TR (z. B. Grünstromspeicher), deren Auswirkungen gesondert betrachtet werden müssen. Die typischen und bei der Ausgestaltung der Prozesse zu berücksichtigen Betriebsweisen für BESS sind ggf. in Kombination mit anderen TR:

a) BESS mit Lieferung/mit Bezug (aus dem öffentlichen Netz) [typischerweise Graustromspeicher]

b) BESS mit Lieferung/ohne Bezug (aus dem öffentlichen Netz) [typischerweise. Grünstromspeicher]

c) BESS ohne Lieferung/mit Bezug (aus dem öffentlichen Netz) [typischerweise. Bezug zu Tiefst-Preis / Verstetigung]

d) BESS ohne Lieferung/ohne Bezug (aus dem öffentlichen Netz) [typischerweise. Heimspeicher in Kombination mit einer PV-Anlage]

[ENTWURF]

8.1.2 Ziele

Folgendes „Zieldreieck“ stellt im Zuge der Integration von BESS in den Redispatch die sich widersprechenden Herausforderungen dar, für die es einen bestmöglichen Kompromiss zu finden gilt:

1. Reduktion von Kostenrisiken, die aus Eingriffen in die Selbstversorgung entstehen
2. Maximierung des nutzbaren RD-Potentials
3. Minimierung der Komplexität / Variantenvielfalt

Weitere Ziele sind insbesondere folgende Punkte:

- Erhöhung der Transparenz über die Fahrweise von BESS für NB

- Berücksichtigung von Systemdienstleistungen (SDL) im Zuge von Redispatch-Maßnahmen

8.2 SR-Bildungsregeln

Sind TR-SSE sowohl einer eigenen Verbrauchs- als auch Erzeugungsmarktlokation zugeordnet (auch als sogenannte netzgekoppelte oder Stand-Alone-Speicher benannt), so werden diese gemäß Kapitel 2.2.1 grundsätzlich zu einer SR zusammengefasst.

8.2.1 Herausforderung und Implikationen der verschiedenen Fallkonstellationen für die SR-Bildung

Existieren neben TR-SSE noch TR-SEE und/oder SVE) hinter der Netzlokation, so wird über die Definition der SR die Steuerungsreferenz und damit der im Zuge von Redispatch-Maßnahmen mögliche Einsatz der zugeordneten TR definiert. In Bezug auf die aufgeführten Ziele ergeben sich folgende Implikationen und Herausforderungen:

- Eine Maximierung des nutzbaren RD-Potentials ist grundsätzlich bei einer Steuerung mit Referenz auf die Erzeugungsleistung der TR-SSE gegeben und entspricht einer Zuordnung der TR-SSE zu einer eigenen SR
- In den Fällen, in denen die TR-SSE für eine wirtschaftliche Optimierung der Einspeise- und/oder Bezugsleistung gegenüber dem öffentlichen Netz herangezogen wird, führt eine Maximierung des nutzbaren RD-Potentials und die Bildung der SR ausschließlich aus TR-SSE dazu, dass durch RD-Maßnahmen signifikante Risiken für Eingriffe in die Selbstversorgung damit Kostenrisiken entstehen: Eingriffe in die Selbstversorgung führen zu zusätzlichen Entschädigungs- sowie Prozesskosten im Rahmen von Individualabrechnungsaufwänden.

Durch die Bildung einer SR aus TR-SSE und TR-SEE und/oder SVE werden die Erzeugungs- respektive Verbrauchswirkleistungen auf Ebene der SR saldiert. Redispatch-Maßnahmen auf die SR referenzieren damit auf die Einspeise- respektive Bezugsleistung aller TR und SVE, die die SR bilden, gegenüber dem öffentlichen Netz, sodass auch im Zuge einer Redispatch-Maßnahme Energieflüsse zwischen den in der SR enthaltenen TR und SVE möglich sind (und damit zum Beispiel eine Beladung der TR-SSE aus der TR-SEE). Damit wären Eingriffe in die Selbstversorgung und daraus folgende Kostenrisiken für den Auslöser der RD-Maßnahme ausgeschlossen.

ENTWURF

8.2.2 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen:

Im Zuge der Betrachtung von TR-SSE in Kombination mit TR-SEE und/oder SVE sind im Wesentlichen zwei gesetzlich/regulatorische Rahmenbedingungen für die Bildung der SR relevant:

- Gesetzlich/regulatorisch wird auf die Anpassung der Erzeugungs- respektive Bezugsleistung unter Einhaltung von Art. 13 Abs. 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 in der Fassung vom 13. Juni 2024 abgestellt, gemäß dessen privilegierte Selbstversorgung gesondert geschützt ist. Eine mittelbare Vorgabe des NB zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung, die sich aus einer Vorgabe der Wirkleistungseinspeisung ergibt, ist damit ebenfalls vereinbar (gleiches gilt analog für die Bezugsleistung).

  Aufgrund der nach §13 (1a) EnWG im Rahmen der Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen anzusetzenden kalkulatorischen Kosten für TR-SEE vom Typ EE-Anlage ist eine gemeinsame Kostenveranlagung von TR-SSE und TR-SEE nicht möglich. Damit ist eine Zusammenfassung in einer SR ausgeschlossen, sofern es sich bei den TR-SSE um den Typ Graustromspeicher handelt, bei dem eine Beladung der TR-SSE aus dem öffentlichen Netz möglich ist.

8.2.3 Lösungsraum

Eine Einhaltung der gesetzlich/regulatorischen Vorgaben, die Maximierung des Redispatch-Potentials sowie der gleichzeitige Ausschluss von Eingriffen in die Selbstversorgung ist grundsätzlich nicht möglich[38]. Der gesetzliche/regulatorische Rahmen definiert den Lösungsraum, innerhalb dessen der Ausschluss von Selbstversorgungseingriffen gegenüber der Maximierung des Redispatch-Potentials priorisiert wird. Folglich soll die Zusammenfassung von TR-SSE und weiterer SVE sowie TR-SSE in Abhängigkeit des Betriebskonzeptes zu einer übergreifenden SR erfolgen.
Begründung: Eine Maximierung des Redispatch-Potentials in Form einer Zusammenfassung der TR-SSE zu einer separaten SR

ENTWURF

[38] Eine Ausnahme bilden Speicher mit alleinigem Verbrauch aus Stromerzeugungseinheiten gemäß Bildungsregel 1 in Kapitel 8.2.3.1.: das maximale theoretische Redispatch-Potential ist auch bei einer Zusammenfassung zu einer SR gegeben, da bei dieser Betriebsweise der TR-SSE kein Strombezug aus dem öffentlichen Netz möglich ist. Aufbau separater SR für die TR-SSE (SR-SSE) sowie TR-SEE (SR-SEE) würde bei vollständiger Reduktion der Wirkleistungserzeugung der SR-SEE damit nicht zu einem effektivem Netzbezug der SR-SSE führen und somit auch nicht in zusätzlichem Redispatch-Potential resultieren.

- wäre auch dann nicht sichergestellt, da die Reduktion der Wirkleistungserzeugung einer derartigen SR per se ohne Einfluss auf den marktlichen Einsatz der SVE ist und der Letztverbraucher sein Verbrauchsverhalten unabhängig vom Speicher anpassen kann. Im Einzelfall kann dies dazu führen, dass die beabsichtigte Wirkung, nämlich die Reduktion der effektiven Einspeisung beziehungsweise die Erhöhung der Bezugsleistung an der Netzlokation (NeLo), nicht vollständig erreicht wird und somit das Redispatch-Potential nicht gesichert maximiert wird.
- würde eine Übermittlung der Selbstversorgung entsprechend Ziffer 4.2.26 respektive 4.3.3 BiLaReM bedingen. Sollte die betreffende SR Bestandteil einer SG sein, so wäre das reguläre RDV der gesamten SG um die Meldung der Selbstversorgung eingeschränkt. Abhängig vom Leistungsanteil der betreffenden SR an der SG wäre eine signifikante Reduktion des regulären RDV gegenüber der Variante einer übergreifenden SR die Folge.

8.2.3.1 Verallgemeinerte SR-Bildungsregeln

Damit ergeben sich zusätzlich zu den generellen Bildungsregeln gemäß Ziffer 6.1.5 BiLaReM nachfolgende, spezifische Ergänzungen für BESS:

1. TR-SSE und TR-SEE sollen zu einer SR zusammengefasst werden, sofern ein Verbrauch der TR-SSE alleinig aus Erzeugung der TR-SEE erfolgt und die TR-SEE entweder alle vom Typ EE oder konventionell sind. Die SR wird in diesem Fall als SR vom Typ „BESS mit sonstiger Stromerzeugungseinheit“ deklariert.

2. TR-SSE und SVE sollen zu einer SR zusammengefasst werden. Die SR wird in diesem Fall als SR vom Typ „BESS mit Stromverbrauchseinheit “ deklariert.

3. TR-SSE, TR-SEE und SVE sollen zu einer SR zusammengefasst werden, sofern ein Verbrauch der TR-SSE alleinig aus Erzeugung der TR-SEE erfolgt und die TR-SEE entweder alle vom Typ EE oder konventionell sind. Zudem muss mindestens eine separate Messung der gemittelten Viertelstunden-Wirkleistungserzeugung (über eine MeLo) der TR-SEE vorliegen. Die SR wird in diesem Fall als SR vom Typ „BESS mit sonstiger Stromerzeugungs- und Verbrauchseinheit“ deklariert.

ENTWURF

SR, die entsprechend voranstehenden Regeln gebildet sind, werden im Folgenden verallgemeinert als übergreifende SR bezeichnet, sofern die explizite TR-Zusammensetzung nicht von Relevanz ist.

Da die SVE nicht originär Gegenstand des Gesetzes- und Regulierungsrahmens zu Redispatch sind, müssen die SVE im Rahmen des Stammdatenprozesses weder explizit ausgetauscht noch aufgebaut werden. Stattdessen wird auf Ebene der SR die Summe der Verbrauchsleistung als dediziertes Stammdatum hinterlegt. In den nachfolgenden Beschreibungen und Kapiteln werden dennoch TR-ähnliche SVE angenommen, um den strukturellen Aufbau der SR und Berechnungsvorschriften formal konsistent vornehmen zu können – diese Objekte sind allerdings rein fiktiv. **In Bezug auf die Prozesse ist stattdessen das zusätzliche Stammdatum der SR zu verwenden, die SVE sind nicht aufzubauen**.

Die SVE generieren kein zusätzliches RDV. Eine Saldierung innerhalb der SR führt daher ausschließlich zu einer Reduktion des negativen RDV der anderen TR. Bei der Bildung der Stamm- und Planungsdaten der SR sind die Betriebsweise der TR-SSE sowie die Stammdaten und der Einsatz der SVE zu berücksichtigen (für die konkrete Berechnung der Planungsdaten siehe Kapitel 8.4):

- Die Verbrauchsleistung der SVE wird zu der Verbrauchsleistung der TR-SSE addiert
- Wenn die TR-SSE nicht aus dem öffentlichen Netz bezieht (Versorgung durch eine TR-SEE), existiert auf Ebene der SR eine Verbrauchsleistung entsprechend der Verbrauchsleistung der SVE.

Im korrespondierenden Messkonzept erfolgt die Messung der Erzeugung respektive des Verbrauchs der SR an der entsprechenden MaLo. Die Steuerung referenziert folglich auf die Erzeugung respektive den Verbrauch an der entsprechenden MaLo[39], der Sollwert auf die SR bezieht sich auf die installierte Leistung der SR.

Hinweis:

Die aufgeführten Bildungsregeln beziehen sich gemäß Kapitel 2.2.1 grundsätzlich auf den Fall, dass die TR einer gemeinsamen Marktlokation zugeordnet sind. Im Einvernehmen von ANB,

[39] Im Falle einer MaLo-übergreifenden Zusammenfassung von TR zu einer SR ist eine Messung der Wirkleistung auf Aggregationsebene der SR erforderlich.

AB, EIV und LF können allerdings auch TR, die verschiedenen Marktlokationen angehören, zu einer – ggf. auch netzlokationsübergreifenden – SR zusammengefasst werden.

8.3 Stammdaten

Die Stammdatenprozesse gemäß Kapitel 3.1 gelten ebenso für SR bestehend aus TR-SSE sowie SVE und / oder TR-SEE. In den Fällen, in denen die Betriebsweise der TR-SSE Auswirkungen auf die Betriebsweise der SR hat, ist das über die Stammdaten der TR-SSE entsprechend aufzunehmen. So ist z.B. für SR, die gemäß erster Bildungsregel in Kapitel 8.2.3.1 gebildet werden, kein Bezug aus dem öffentlichen Netz möglich. Folglich ist hier auf Ebene der TR-SSE eine netzwirksame Bezugsleistung[40] von Null zu melden.

8.3.1 Begründung für zusätzliche Stammdatenpunkte für Speicher

8.3.1.1 Werteverzehr

Werden Werteverzehr und Jahresbetriebsstunden nicht gemeldet, dann kann kein anteiliger Werteverbrauch, sondern nur entgangene Erlösmöglichkeiten (Opportunitäten) vergütet werden.

Begründung für die Notwendigkeit der Datenpunkte Werteverzehr und Jahresbetriebsstunden:

Der anteilige Werteverbrauch (aus der Festlegung BK8-22-001A) dient dem Ausgleich des zusätzlichen Kapitalverzehrs einer Anlage infolge Redispatch-bedingter Eingriffe. Gegenstand der Entschädigung ist ausdrücklich nicht die Abgeltung von Instandhaltungsaufwendungen oder verschleißbedingten Kosten. Bei Speichern wird der Werteverbrauch typischerweise durch die zusätzliche Beanspruchung der Speichereinrichtung, insbesondere durch zusätzliche Lade- und Entladezyklen, verursacht.

Die Berechnung des anteiligen Werteverbrauchs einer Redispatch-Maßnahme erfolgt auf Grundlage des handelsrechtlichen Werteverzehrs der Anlage. Dieser ergibt sich aus dem handelsrechtlichen Restwert und der handelsrechtlichen Restnutzungsdauer der jeweiligen Wirtschaftsgüter (n). Da diese Informationen dem NB nicht vorliegen und ausschließlich vom AB bereitgestellt werden können, ist die Meldung des Datenpunkts Werteverzehr im Rahmen der Stammdaten erforderlich.

[40] Entspricht dem Stammdatum „Nettoengpassleistung_Verb“ in Formaten gemäß der EDI@Energy-Dokumente

ENTWURF

$$\text{Werteverzehr} = \sum_{i}^{n} \frac{\text{Handelsrechtlicher Restwert}_i}{\text{Handelsrechtliche Restnutzungsdauer}_i}$$

Für die Ermittlung des Redispatch-bedingten Anteils des Werteverbrauchs werden darüber hinaus anrechenbare Betriebsstunden bestimmt. Diese werden für die Dauer der Maßnahme auf Basis der gesperrten Leistung und der genutzten Leistung ermittelt. Die Berechnungslogik erfolgt dabei analog zu den in der Festlegung BK8-22-001-A beschriebenen Grundsätzen. Die über die Stammdaten übermittelten Werte dienen der Berücksichtigung bei der Auswahl der Redispatch-Anlagen. Die tatsächlichen Abschreibungswerte stehen erst im Folgejahr fest, sodass zu Abrechnungszwecken, die in den Stammdaten gemeldeten Werte durch den EIV aktualisiert werden können.

8.3.1.2 Jahresbetriebsstunden

Zur Bestimmung des Redispatch-bedingten Anteils des Werteverbrauchs ist zusätzlich der Datenpunkt Jahresbetriebsstunden erforderlich. Maßgeblich sind hierbei die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geplanten Jahresbetriebsstunden der Anlage. Ohne diesen Wert ist eine verursachungsgerechte Zuordnung des durch Redispatch hervorgerufenen zusätzlichen Werteverbrauchs nicht möglich.

Die Bereitstellung der Stammdaten Werteverzehr und Jahresbetriebsstunden ist daher Voraussetzung für eine einheitliche Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs. Die Berechnung des anteiligen Werteverbrauchs je Viertelstunde erfolgt auf Basis der nachfolgend dargestellten Formel.

$$\text{Anteiliger Werteverbrauch} = \text{Werteverzehr} \times \frac{\text{anrechenbare Betriebsstunden}}{\text{Jahresbetriebsstunden}}$$

8.3.1.3 Speicherzyklen-Begrenzung

Ein vollständiger Ladezyklus (Full Cycle Equivalent, FCE) eines Speichers entspricht einer vollständigen Entladung mit anschließender Wiederaufladung. Für die Berechnung von Teilzyklen wird die umgesetzte Energie ins Verhältnis zum nutzbaren Energieinhalt gesetzt. Die Zyklenzahl N_{FCE} innerhalb eines festgelegten Zeitraums ergibt sich zu:

$$N_{\text{FCE}} = \frac{W_{\text{laden}} + W_{\text{entladen}}}{2 \cdot W_{\text{nutzbar}}}$$

W_{nutzbar} bezeichnet die nutzbare Kapazität. W_{laden} bzw. W_{entladen} entsprechen der AC-seitig umgesetzten Lade- bzw. Entlade-Energie. Entsprechend der Konvention, dass der Wirkungsgrad nur beim Laden angewendet wird, ergeben sich W_{laden} und W_{entladen} für einen Zeitraum t_1 bis t_2 zu:

ENTWURF

$$W_{\text{laden}} = \eta \int_{t_1}^{t_2} P_{\text{laden}}(t)\,\mathrm{d}t$$

$$W_{\text{entladen}} = \int_{t_1}^{t_2} P_{\text{entladen}}(t)\,\mathrm{d}t$$

Dabei ist P_{laden} die Verbrauchswirkleistung des Speichers, P_{entladen} ist die Erzeugungswirkleistung

Die als Stammdatum mitzuteilende Zyklenzahl $N_{\text{FCE}}^{\max}$ entspricht der durchschnittlichen täglichen Zyklenzahl, die sich aus der jährlichen Zyklenzahl ableitet.

8.3.2 Erläuterungen zu den spezifischen Stammdaten für Speicher

8.3.2.1 Nutzbare Kapazität

Die folgenden energetischen Betrachtungen werden unter der Maßgabe getroffen, dass es sich bei der gespeicherten Energie eines Speichers um die an das Netz abgebbare Energie handelt. Es handelt sich somit nicht um die gespeicherte innere Energie des Speichers, sondern um die Nettokapazität in Entladerichtung. Dauerhafte technische Begrenzungen sind aus der Bruttokapazität herauszurechnen. Die nutzbare Kapazität (W_{netto}) entspricht somit konventionsgemäß der Angabe im MaStR.

ENTWURF

8.3.2.2 Wirkungsgrad

Der anzugebende Gesamtwirkungsgrad η entspricht dem Verhältnis aus AC-seitig in das Netz abgegebener Energie W_{entladen} zur aufgenommenen Energie W_{laden} in einem vollständigen Ladezyklus.

$$\eta = \frac{W_{\text{entladen}}}{W_{\text{laden}}}.$$

Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich ebenso als Produkt der Wirkungsgrade in Laderichtung η_{laden} und Entladerichtung η_{entladen}

$$\eta = \eta_{\text{laden}} \cdot \eta_{\text{entladen}}$$

Aus der Definition der nutzbaren Kapazität ergibt sich die Konvention, dass der Gesamtwirkungsgrad nur auf die Laderichtung angewendet wird.

Eine getrennte Betrachtung von Lade- und Entladewirkungsgraden ist derzeit nicht vorgesehen. Arbeitsvolumina in Lade- bzw. Entladerichtung ergeben sich entsprechend Abschnitt 8.3.1.3.

8.4 Planungsdaten

Planungsdaten werden ausschließlich auf Ebene der SR geliefert. Für Fälle, in denen die SR neben TR-SSE noch aus weiteren TR-SEE und/oder SVE besteht, werden die prognostizierten Leistungen auf Ebene der SR saldiert:

$$PROD_{SR} = \max\left\{0, \sum PROD_{TR-SEE} + \sum PROD_{TR-SSE} - \sum VERB_{TR-SSE} - \sum VERB_{SVE}{}^{41}\right\}$$

$$VERB_{SR} = \left|min\left\{0, \sum PROD_{TR-SEE} + \sum PROD_{TR-SSE} - \sum VERB_{TR-SSE} - \sum VERB_{SVE}\right\}\right|$$

$PROD_{SR}$: Produktion der SR gemäß Kapitel 3.2

$PROD_{TR-SEE}$: Produktion der TR-SEE gemäß Kapitel 3.2

$PROD_{TR-SSE}$: Produktion der TR-SSE gemäß Kapitel 3.2

$VERB_{TR-SSE}$: Verbrauch der TR-SSE gemäß Kapitel 3.2

$VERB_{SVE}$: durchschnittlich geplante Verbrauchsleistung der SVE in der betreffenden Viertelstunde in Analogie zu TR-SSE (vgl. Kapitel 8.2.3.1)

Für SR, die gemäß Kapitel 8.2.3.1 SVE enthalten, ist der Beitrag der SVE bei der Bildung des PROD und VERB der SR zu berücksichtigen, und das -RDV in gleicher Höhe zu reduzieren.

Für SR, die gemäß erster Bildungsregel in Kapitel 8.2.3.1 gebildet werden, ist kein Bezug aus dem öffentlichen Netz möglich und das VERB auf Ebene der SR entsprechend null. Eine Beladung der TR-SSE aus den TR-SEE im Sinne der Selbstversorgung ist damit im PROD auf Ebene der SR berücksichtigt und reduziert in gleichem Maße das -RDV.

Für die weiteren Planungsdaten bildet grundsätzlich die Summe der TR-Daten das entsprechende Datum auf Ebene der SR, es gelten Regelungen in den nachfolgenden Kapiteln.

Werden die TR-SSE entgegen der in Kapitel 8.2.3.1 definierten Bildungsregeln zu einer separaten SR zusammengefasst, so ist im Fall der Selbstversorgung das entsprechende Planungsdatum nach Kapitel 3.2 durch den EIV zu melden und seitens der NB im Rahmen der

[41] $VERB_{SVE}$ entspricht der Zeitreihe zur Selbstversorgung SVER, wie in *Abbildung 16* dargestellt

ENTWURF

Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen. Dies gilt ergänzend auch für den Fall der nicht-privilegierte Selbstversorgung.

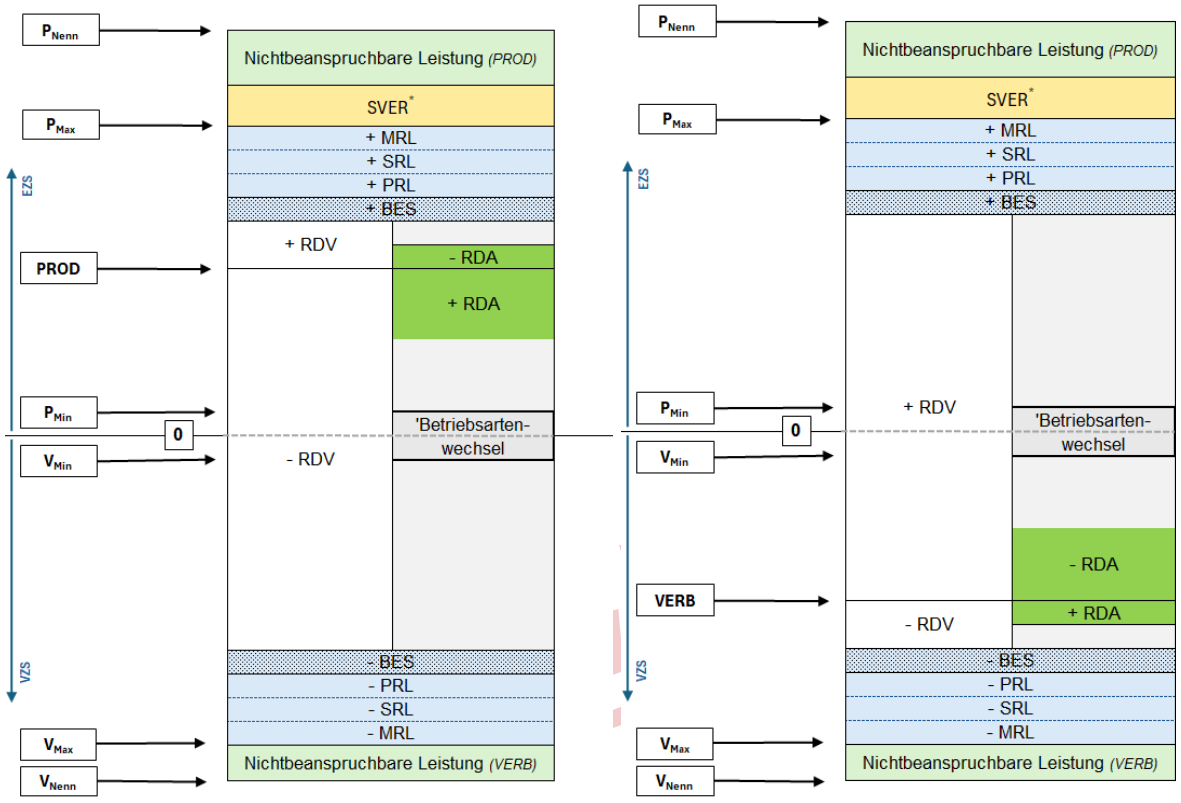


Abbildung 16: Abhängigkeiten der Leistungszeitreihen SSE

EZS: Erzeugerzählpfeilsystem *VZS*: Verbraucherzählpfeilsystem

*SVER**: Der Selbstverbrauch ist im Sinne der Grafik nicht separat zu melden.

SDL: richtungsabhängige Summe der Zeitreihen für **S**ystem**d**ienst**l**eistungen (Regelleistung, Besicherungsleistung) Die Vorzeichen beschreiben die Richtung der SDL und sind nicht mathematisch zu interpretieren.

Es gelten folgende mathematischen Zusammenhänge für korrekte Planungsdaten einer gemeinsamen SR:

$$P_{max} \leq \mathrm{P_{Nenn}} - NiBa_{\mathrm{PROD}} - SVER^{*} \qquad V_{max} \leq V_{\mathrm{Nenn}} - \mathrm{NiBa_{VERB}}$$

$$PROD \leq \mathrm{P}_{max} \qquad VERB \leq \mathrm{V}_{max}$$

$$P_{min} \leq \mathrm{PROD} \qquad V_{min} \leq \mathrm{VERB}$$

Die Leistungszeitreihen (+/-) SDL und RDV erfüllen die Abhängigkeiten der Planungsdatenzeitreihen gemäß *Abbildung 16: Abhängigkeiten der Leistungszeitreihen SSE.*

Das Redispatchvermögen RDV ergibt sich gemäß der Grafik je nach Arbeitspunkt zu:

$$-RDV = \begin{cases} PROD + V_{max} - |-SDL| & \text{wenn } PROD \geq 0 \\ V_{max} - VERB - |-SDL| & \text{wenn VERB} > 0 \end{cases}$$

$$+RDV = \begin{cases} P_{max} - PROD - |+SDL| & \text{wenn } PROD \geq 0 \\ P_{max} + VERB - |+SDL| & \text{wenn VERB} > 0 \end{cases}$$

Sofern innerhalb einer Viertelstunde ein Betriebsartenwechsel stattfindet, saldiert sich der resultierende Leistungswert entsprechend der Mittelwertlogik und es folgt ein Wert >0 entweder für PROD oder VERB. Die Zeitreihe zur Selbstversorgung (SVER) ist im Gegensatz zu reinen SR-SEE gemäß obiger Formel im PROD enthalten.

Für die SR mit SSE-TR sind auch die spezifischen Planungsdaten für Speicher (Abschnitt 8.4.1) zu liefern. Die Daten werden über alle SSE-TR aggregiert. Da die SSE-TR-spezifischen Füllstände in der Aggregation aufgehen, ist dem NB bei Redispatchdimensionierung und -abruf nicht möglich die individuellen TR Füllstandsgrenzen zu berücksichtigen. Es obliegt dem EIV die Abrufe so auf die TR zu verteilen, dass die Redispatchanweisung erfüllt werden kann.

8.4.1 Erläuterungen zu den spezifischen Planungsdaten für Speicher

In der BilAReM bzw. Kapitel 3.2 werden die nachfolgend aufgelisteten Zeitreihen definiert, welche sich auf den Energieinhalt beziehen. Diese sollen so wie ebenfalls unten beschrieben gebildet werden. Alle arbeitsbezogenen Zeitreihen beziehen sich auf den Beginn der jeweiligen Viertelstunde und beziehen sich auf die Erzeugung.

8.4.1.1 Füllstand für SSE [MWh]

Die Füllstandszeitreihe ergibt sich aus der Fortschreibung des Anfangsfüllstands $W_{plan}(t = t_1)$ zum Zeitpunkt t_1 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums t_2 (in der Regel Tagesende) anhand der PROD- und VERB-Zeitreihen. Regelleistungsabrufe sind nicht zu antizipieren. Der Füllstand $W_{plan}(t)$ gibt die ins Netz abgebbare Energie am Anfang der Viertelstunde t an.

Die gespeicherte Energie W_{plan}(auch Füllstand) ergibt sich entsprechend zu:

$$W_{\text{plan}}(t) = W_{plan}(t = t_1) + \int_{t_1}^{t_2} (\eta \cdot VERB(t) - PROD(t)) \cdot dt$$

$$= W_{plan}(t = t_1) + \frac{1}{4}\text{h} \sum_{\text{t=t}_1}^{\text{t}_2} (\eta \cdot P_{\text{VERB}}(t) - P_{\text{PROD}}(t))$$

ENTWURF

mit der $P_{\mathrm{PROD}}(t) \geq 0$ und $P_{\mathrm{VERB}}(t) \geq 0$.

8.4.1.2 Arbeitsvolumen und Füllstandgrenzen für SSE [MWh] (4.2.23)

Die Arbeitsvolumina und Füllstandgrenzen trennen in Verbindung mit dem Füllstand das für Redispatch zur Verfügung stehenden von dem für Systemdienstleistungen vorgehaltenen Arbeitsvolumen. Die Arbeitsvolumina und der Füllstand beziehen sich auf den Anfang der Erfüllungsviertelstunde.

Der Wirkungsgrad des Speichers findet nur bei der Beladung des Speichers Berücksichtigung. Um die aus dem Netz beziehbaren Energiemengen, die für Redispatch oder Systemdienstleistungen genutzt werden können, zu berechnen, muss der Konvention nach bei Arbeitsvolumina der Verbrauchsseite durch den Wirkungsgrad dividiert werden.

Arbeitsvolumen, was für die Erbringung von Systemdienstleistungen benötigt wird, ist im für Redispatch zur Verfügung stehenden Arbeitsvolumen bereits berücksichtigt und nicht in diesem Datenpunkt inkludiert. Dieser sogenannte „SDL-Puffer“ berechnet sich anhand der Planungsdatenmeldungen für die Regelleistung, sowie dem vorgehaltenen Arbeitsvolumen für die Schwarzstartreserve.

ENTWURF

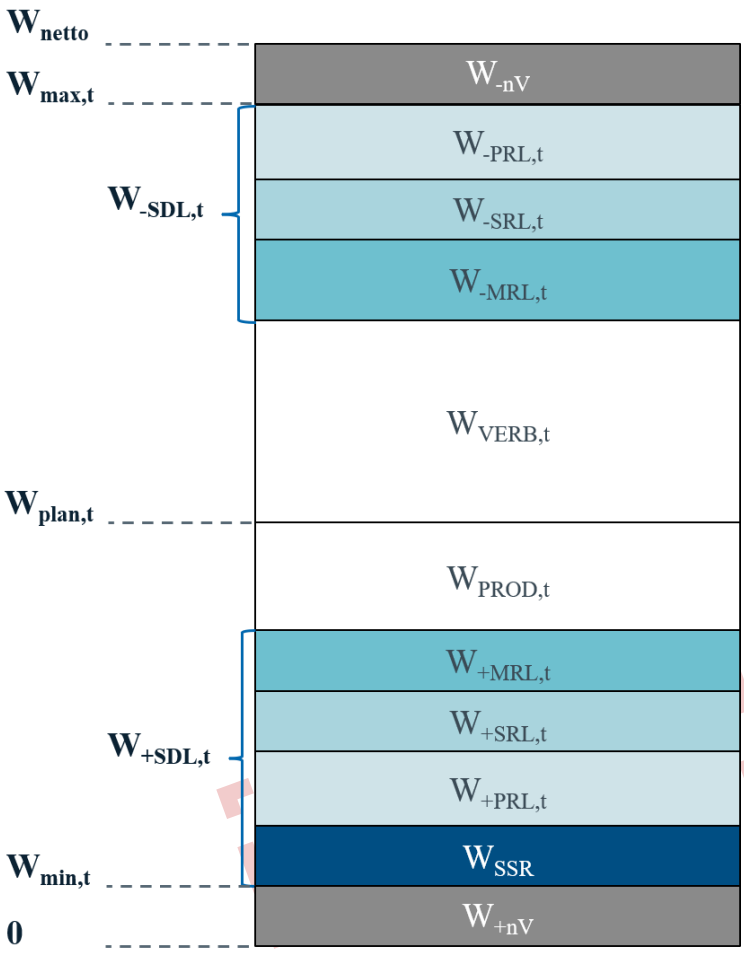


Abbildung 17: Energetische Planungsdatenlieferung für einen Erbringungszeitpunkt t

Für die Ermittlung des SDL-Puffers gelten folgende Definitionen:

- t Beginn der Erfüllungsviertelstunde, für die eine Planungsdatenmeldung erfolgt
- W_{plan} geplanter Füllstand
- W_{netto} nutzbare Speicherkapazität
- W_{max}, W_{min} Füllstandsgrenzen
- W_{VERB} für Einspeicherung nutzbares Arbeitsvolumen
- W_{PROD} für Ausspeicherung nutzbares Arbeitsvolumen
- $W_{-\text{PRL}}, W_{-\text{SRL}}, W_{-\text{MRL}}$ Arbeitsvolumen für die Erbringung negativer PRL/SRL/MRL
- $W_{+\text{PRL}}, W_{+\text{SRL}}, W_{+\text{MRL}}$ Arbeitsvolumen für die Erbringung positiver PRL/SRL/MRL

- W_{SSR} Arbeitsvolumen für Schwarzstartreserve
- $W_{-\mathrm{NV}}, W_{+\mathrm{NV}}$ Technisch nicht nutzbares Arbeitsvolumen
- $P_{-\mathrm{PRL}}, P_{-\mathrm{SRL}}, P_{-\mathrm{MRL}}$ gemeldete negative PRL/SRL/MRL
- $P_{+\mathrm{PRL}}, P_{+\mathrm{SRL}}, P_{+\mathrm{MRL}}$ gemeldete positive PRL/SRL/MRL

Die nutzbaren Arbeitsvolumina $W_{\mathrm{VERB},T}$ und $W_{\mathrm{PROD},T}$ ergeben sich zu:

$$W_{\mathrm{VERB},T} = \max\{W_{\mathrm{max},T} - W_{-\mathrm{PRL},T} - W_{-\mathrm{SRL},T} - W_{-\mathrm{MRL},T} - W_{\mathrm{plan},T}, 0\}$$

$$W_{\mathrm{PROD},T} = \max\{W_{\mathrm{plan},T} - W_{+\mathrm{PRL},T} - W_{+\mathrm{SRL},T} - W_{+\mathrm{MRL},T} - W_{\mathrm{SSR}} - W_{\mathrm{min,T}}, 0\}.$$

Für die Primärregelleistung (FCR) wird die Energiemenge einer Vorhaltung und Erbringung über 30 Minuten zugrunde gelegt. Die Besicherungsleistung kann für das Nachlademanagement genutzt werden, um den Füllstand herzustellen, der für die unterbrechungsfreie Erbringung von Primärregelleistung erforderlich ist. Die Arbeitsvolumina $W_{-\mathrm{PRL},T}$ und $W_{+\mathrm{PRL},T}$ ergeben sich aus:

$$W_{\mathrm{PRL}-,T} = \eta \cdot P_{-\mathrm{PRL},T} \cdot 0{,}5\ \mathrm{h}$$

$$W_{\mathrm{PRL}+,T} = P_{+\mathrm{PRL},T} \cdot 0{,}5\ \mathrm{h}.$$

Bei der Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserve (mFRR) wird die Energiemenge einer Vorhaltung und Erbringung über 60 Minuten zugrunde gelegt. Unter der Annahme eines viertelstündigen Zeitrasters die Planungsdatenmeldung gilt für die vorgehaltenen Arbeitsvolumina $W_{-\mathrm{SRL},T}, W_{+\mathrm{SRL},T}, W_{-\mathrm{MRL},T}$ und $W_{+\mathrm{MRL},T}$:

$$W_{-\mathrm{SRL},T} = \eta \cdot \sum_{t=T}^{T+3} P_{-\mathrm{SRL},t} \cdot 0{,}25\ \mathrm{h}$$

$$W_{+\mathrm{SRL},T} = \sum_{t=T}^{T+3} P_{+\mathrm{SRL},t} \cdot 0{,}25\ \mathrm{h}$$

$$W_{-\mathrm{MRL},T} = \eta \cdot \sum_{t=T}^{T+3} P_{-\mathrm{MRL},t} \cdot 0{,}25\ \mathrm{h}$$

$$W_{+\mathrm{MRL},T} = \sum_{t=T}^{T+3} P_{+\mathrm{MRL},t} \cdot 0{,}25\ \mathrm{h}$$

Die Arbeitsvolumenpuffer erlauben die vollständige Erbringung der gemeldeten aFRR/mFRR für 1h, beginnend ab T. Die Besicherungsleistung kann für das Nachlademanagement genutzt

ENTWURF

werden, um den Füllstand herzustellen, der für die unterbrechungsfreie Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve erforderlich ist.

8.4.1.3 Zyklenrestriktion für SSE [MWh] (3.2.1.26)

Die Zyklenrestriktion beschreibt den in einer Viertelstunde für den betreffenden Tag verbleibenden, maximal möglichen Energiedurchsatz und ist sowohl für die Be- als auch für die Entladung anzugeben. Bei der Ausweisung für eine Viertelstunde ist der bis dahin realisierte beziehungsweise geplante Energiedurchsatz einzubeziehen. Die Einschränkung ist nicht im Arbeitsvolumen abzubilden.

Eine Abweichung von dem gemäß 0 gemeldeten Stammdatum der durchschnittlichen Zyklenrestriktion ist möglich, daher sollte das gemeldete Planungsdatum für die Dimensionierung von RD-Maßnahmen berücksichtigt werden. Sofern eine Zyklenrestriktion von Null gemeldet ist, steht der Speicher ab der betreffenden Viertelstunde grundsätzlich nicht mehr zur Verfügung. Sollte der Speicher dennoch Bestandteil einer Redispatch-Maßnahme sein und sich daraus ein Energiedurchsatz ergeben, so sind daraus resultierende Kosten (ausgenommen Kosten durch Verletzung von Garantiebedingungen) durch den anfNB zu tragen. Für eine Bewertung dieser Kosten und Standardisierung der Abrechnung ist ein pauschaler Ansatz zu entwickeln.

Abrufanforderungen, die zu einer Verletzung der Garantiebedingungen führen würden, sind durch den EIV über eine ACR abzulehnen (Voraussetzung: Aufforderungsfall).

Die vorgeschlagenen Regeln zur Berücksichtigung der Zyklenrestriktion in RD-Abrufen, der Ablehnungsmöglichkeit durch den EIV und der Kostenbewertung einer verletzten Garantiebedingung sind noch juristisch zu prüfen.

ENTWURF

8.4.2 Weitere ergänzende Erläuterungen für Speicher:

Um die dauerhafte Vorhaltung von Regelleistung durch einen Speicher sicherzustellen, können zusätzliche Be- und Entladungen („Nachlademanagement“) zum Ausgleich vorangehender Aktivierungen notwendig sein (vgl. PQ-Bedingungen). Der für das Nachlademanagement reservierte Leistungsbereich kann durch Vorgaben des ÜNB limitiert sein (Bsp. für FCR mind. 25% der Regelleistung zusätzlich als Leistung für Nachlademanagement) und darf die vorgehaltene Regelleistung nicht übersteigen. Die Leistung für Nachlademanagement kann als Besicherung gemeldet werden.

8.4.3 Umgang mit Planungsdaten bei Speicher-Clustern

Der Umgang mit Speicher-Clustern und die Vorgaben für die Planungsdaten von Speicher-Clustern ist für die nächste Iteration des Rahmendokumentes vorgesehen.

8.5 Kostenblätter bei Speichern

Die für die Abrechnung von Speichern maßgeblichen Kostenbestandteile sind in Anlage 1 der Festlegung BK8-22-001-A, festgelegt und können im Standardfall unter Berücksichtigung öffentlich zugänglicher Daten (u. a. Marktpreisindizes) sowie der unter Kapitel 3.1.4 aufgeführten Stammdaten durch den NB berechnet werden.

Eine Meldung dieser Kosten über das Kostenblatt ist daher nicht erforderlich.

Weiß der AB , dass darüberhinausgehende Erzeugungsauslagen für RD-Maßnahmen seines Speichers (in der Abrechnung) anfallen, so sind die gesamten Erzeugungsauslagen in den entsprechenden Viertelstunden durch den EIV über das Kostenblatt zu melden.

8.6 Abrufe von Speichern (Limitierungen)

Bei Speichern ist neben der Anpassung oder Begrenzung (Limitierung) der Wirkleistungserzeugung auch eine Anpassung oder Begrenzung (Limitierung) des Wirkleistungsverbrauchs möglich, die zulässigen Abrufkonstellationen sind in Kapitel 4.1.1 dargelegt.

Die Vorgaben erfolgen als viertelstündliche Leistungszeitreihe, sie können zu einer Limitierung von Erzeugung oder Verbrauch in jeweils 2 Richtungen führen.

Daraus ergeben sich die folgenden Arten der Limitierung:

Limitierung der Wirkleistungserzeugung:

- Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf ($P_{soll,max}$.)
- Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf ($P_{soll,min}$.)

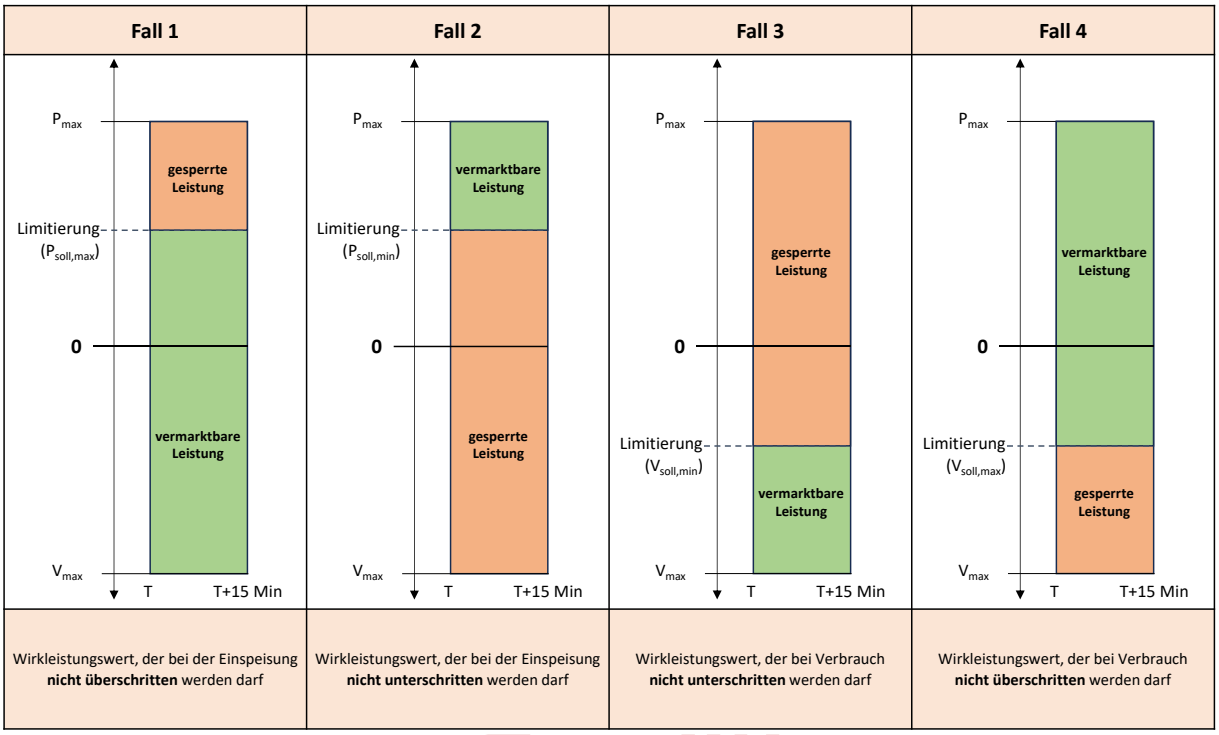
Limitierung der Verbrauchsleistung:

- Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf ($V_{soll,min}$.)
- Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf ($V_{soll,max}$.)

Durch Kombination solcher Zeitreihen lassen sich auch zweiseitig begrenzte, zulässige Leistungsbänder je Viertelstunde wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt definieren.

! ENTWURF !

2731



2732

2733 *Abbildung 18: Einsatzvarianten Redispatch Fall 1 - 4*

ENTWURF

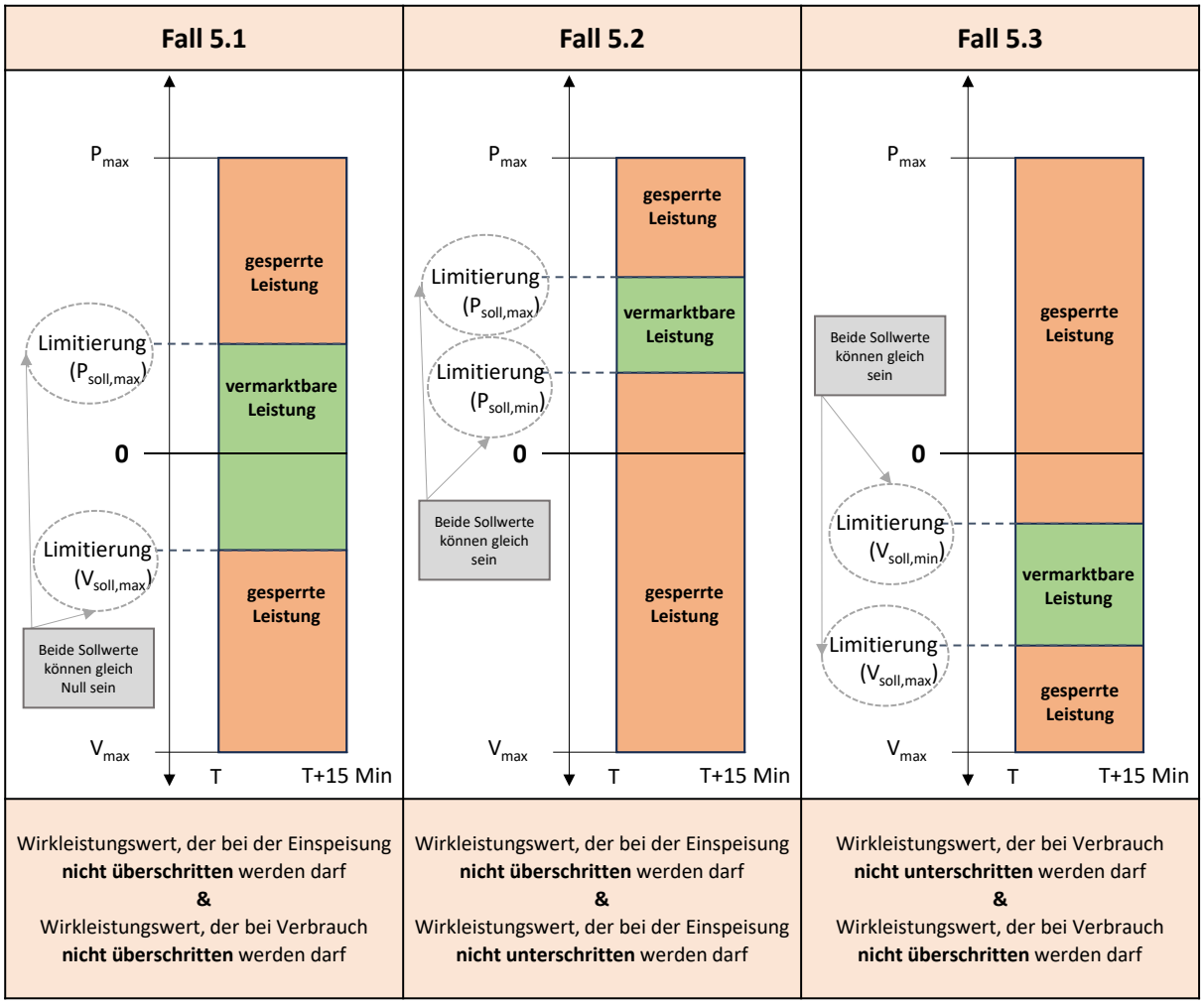


Abbildung 19 Einsatzvarianten Redispatch Fall 5.1 - 5.3

Für Fall 1 und Fall 4 wird die Erzeugung bzw. der Verbrauch in Richtung des jeweiligen Maximums limitiert, Fall 5.1 stellt eine kombinierte Anwendung von 1 und 4 dar. Für diese Fälle sind die in Kapitel 8.4 aufgeführten Energierestriktionen irrelevant und finden bei der Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen keine Berücksichtigung. In den übrigen Fällen (2, 3, 5.2 sowie 5.3) ist der zulässige Leistungsbereich mit einer Mindesterzeugung oder mit einem Mindestverbrauch verbunden, sodass hier die entsprechenden Energierestriktionen zu berücksichtigen sind.

In Ausnahmefällen können zur Aufrechterhaltung der netztechnischen Sicherheit Redispatch-Maßnahmen erforderlich sein, die die gemeldeten Restriktionen in Form von Leistung und Energie verletzen: So kann in Bezug auf die Leistung der gesamte, technisch möglich

Leistungsbereich bis P_{max} bzw. V_{max} Gegenstand der Redispatch-Maßnahme sein. In Bezug auf die Energierestriktionen kann unter Missachtung von Zyklenrestriktion und SDL-Puffer allein auf den technisch maximal möglichen Energiedurchsatz gemäß Füllstand und Kapazität abgestellt werden. Redispatch-Maßnahmen dieser Art werden explizit angewiesen und als „Sonderredispatch“ deklariert. Wirtschaftliche Mehrkosten in Folge der Verletzung der Restriktionen werden im Rahmen der finanziellen Entschädigung durch den ANB erstattet.

8.7 Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell und finanzielle Korrektur bei SR, die nicht allein aus TR-SSE bestehen

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt auf Ebene der SR gemäß Kapitel 5.1.1 unter Berücksichtigung der gemeldeten Planungsdaten.

Ein Verbrauch von Energie innerhalb der SR, der gemäß Planungsdaten (letztgültiger Stand vor Anforderung der RD-Maßnahme) nicht vorgesehen gewesen war und erst im Rahmen der Umsetzung der Redispatch-Maßnahme erfolgt, muss finanziell im Rahmen der Abrechnung berücksichtigt werden. Andernfalls würde der durch eine Redispatch-Maßnahme induzierte Verbrauch von Energie innerhalb der SR wirtschaftlich dem LF zugutekommen, ohne dass die hierfür erforderliche Energiemenge bewertet wird. Damit wäre eine wirtschaftliche Neutralstellung gemäß §13a EnWG nicht gegeben. Ein typischer und exemplarischer Anwendungsfall für ein solches Szenario wäre die Beladung einer TR-SSE aus der TR-SEE während einer Redispatch-Maßnahme.

Mit der finanziellen Korrektur des bilanziellen Ausgleichs (vgl. Kapitel 5.1.1.3) über den IDAEP liegt ein regulatorisch anerkannter Maßstab für die Bewertung redispatchbedingter Abweichungen von Bilanzkreiserwartungen vor. Die finanzielle Korrektur des bilanziellen Ausgleichs für innerhalb einer SR weitergenutzte Energie knüpft an denselben Sachverhalt an und kann daher ebenfalls auf Basis des IDAEP erfolgen. Sie betrifft damit die redispatchbedingte, vom ursprünglichen Vermarktungspfad abweichende, Energiemenge und wird für die nachfolgenden TR/SR-Konstellationen ermittelt. Dabei ist nur die Energiemenge relevant, die durch ursprünglich ungeplanten Verbrauch entsteht. Unter Anwendung der Berechnungsvorschrift aus Kapitel 5.1.1.3 wird diese finanziell ausgeglichen:

$$Korr_{fin,i} = \frac{W_{A,i} - W_{Ausgl,i}}{1000\frac{kWh}{MWh}} * IDAEP_i$$

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

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

ENTWURF

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

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

Die für die finanzielle Korrektur erforderliche Bestimmung der Ausfallarbeit ist in Kapitel 8.8 dargelegt.

Hinweis: Da im Prognosemodell für den finanziellen Aufwendungsersatz alleinig auf die ex-post-berechnete Ausfallarbeit (siehe Kapitel 8.8) abgestellt wird, muss hier anders als im Planwertmodell keine Korrekturberechnung erfolgen.

Im Zuge einer vereinfachten Darstellung wird für die folgenden Unterkapitel angenommen, dass es sich je Typ nur um einzelne TR handelt. Sollte es mehrere TR des gleichen Typs geben, so repräsentiert – sofern nicht andersartig erläutert – die TR die Summe der TR des entsprechenden Typs.

8.7.1 SR bestehend aus TR-SSE sowie TR-SEE

Eine etwaige, vor bzw. nach Anforderung der Redispatch-Maßnahme geplante Erzeugungsleistung der TR-SSE wird berücksichtigt, indem die Ausfallarbeit der TR-SSE und der TR-SEE addiert wird. Für die TR-SSE ist ausschließlich die Ausfallarbeit in Bezug auf die Erzeugungsleistung im Falle des negativen Redispatch relevant. Damit entspricht $W_{a,i}$ der Summe der Ausfallarbeit im Falle des negativen Redispatch auf die Erzeugungsleistung.

8.7.2 SR bestehend aus TR-SSE sowie SVE

Die Notwendigkeit der finanziellen Korrektur des bilanziellen Ausgleichs ergibt sich in dieser Konstellation, wenn die Redispatch-Maßnahme einen Verbrauch der SVE mit Energie aus der TR-SSE induziert.

Die finanzielle Korrektur des bilanziellen Ausgleichs für die TR-SSE erfolgt in Anlehnung an das vorangehende Kapitel 8.7.1, die Ausfallarbeit beschränkt sich auf die Ausfallarbeit der TR-SSE für den Fall des negativen Redispatch auf die Erzeugungsleistung.

8.7.3 SR bestehend aus TR-SSE sowie SVE und TR-SEE

Die Berechnung der finanziellen Korrektur des bilanziellen Ausgleichs erfolgt entsprechend der Darlegung Kapitel 8.7.1, die SVE sind bei der Bestimmung der Ausfallarbeit nicht relevant.

ENTWURF

8.8 Ausfallarbeitsberechnung

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit von TR-SSE ist grundsätzlich Kapitel 6.1.3.1 anzuwenden. Für den Fall von SR, die aus TR-SSE und weiteren TR anderen Typs entsprechend der in Kapitel 8.2.3.1 aufgeführten Bildungsregeln bestehen, gelten die nachfolgenden Berechnungsvorschriften zur Bestimmung der TR-scharfen Ausfallarbeit.

Im Zuge einer vereinfachten Darstellung wird für die folgenden Unterkapitel angenommen, dass es sich je Energieträger um einzelne TR handelt. Sollten mehrere TR des gleichen Energieträgers vorhanden sein, ist eine Aufteilung gemäß Kapitel 6.1 vorzunehmen.

Im Regelfall liegt eine energieträgerscharfe Messung explizit vor oder sie kann gemäß Messkonzept berechnet werden. Das Vorgehen für den Fall, dass keine Messung vorliegt, ist in Kapitel 8.8.3 beschrieben.

8.8.1 Anteilige Ermittlung der Planungsdaten

Für die Berechnung der anteiligen geplanten Wirkleistungserzeugung bzw. Verbrauchsleistung der TR-SSE wird der Füllstand gemäß Planungsdaten (auf Ebene der SR) für zwei aufeinanderfolgende Viertelstunden in Verbindung mit dem Wirkungsgrad der TR-SSE herangezogen. Da der Füllstand den verfügbaren Energieinhalt für Ausspeicherung enthält, muss nur bei Einspeicherung der Wirkungsgrad angewandt werden. Daraus kann dann die geplante Wirkleistungserzeugung der TR-SEE für die Viertelstunde *i* ermittelt werden:

$$PROD_{TR-SSE,i} = \left| min\left\{0, \frac{W_{Plan,i+1} - W_{Plan,i}}{1/4\,h}\right\}\right| \quad (1)$$

$$VERB_{TR-SSE,i} = max\left\{0, \frac{W_{Plan,i+1} - W_{Plan,i}}{1/4\,h} \cdot \frac{1}{\eta}\right\} \quad (2)$$

$$PROD_{TR-SEE,i} = PROD_{SR,i} - PROD_{TR-SSE,i} + VERB_{TR-SSE,i} \quad (3)$$

$PROD_{TR-SSE,i}$: *geplanter Wert der Erzeugungsleistung der TR-SSE in der Viertelstunde i in MW*

$W_{Plan,i}$ *: Füllstand der TR-SSE der Viertelstunde i gemäß SR-Planungsdaten in MWh*

η : *Wirkungsgrad der TR-SSE gemäß Kapitel 3.2 in Prozent*

$VERB_{TR-See,i}$: *geplanter Wert der Verbrauchsleistung der TR-SSE in der Viertelstunde i in MW*

$PROD_{SR,i}$: *Wert der Erzeugungsleistung der SR in der Viertelstunde i in MW gemäß Planungsdaten*

$PROD_{TR-SEE,i}$: *geplanter Wert der Erzeugungsleistung der TR-SEE in der Viertelstunde i in MW*

8.8.2 Ermittlung der TR-spezifischen Ausfallarbeit

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit gelten für

- TR-SSE die Berechnungsvorschriften entsprechend Kapitel 6.1.3.1. Hier ist bei der Ermittlung des P_{lim} unabhängig vom Abrufmodell (Duldung/Aufforderungsfall) P_{Ist} der TR-SSE zu verwenden. P_{Ist} ist dabei gemäß Kapitel 6.1.1 der Leistungsmittelwert der Wirkleistungserzeugung der TR-SSE, im Falle einer Verbrauchsleistung der TR-SSE ist er entsprechend Null. Die Betrachtung der Ausfallarbeit bzgl. der Verbrauchsseite der TR-SSE ist im Falle von SR nach erster sowie dritter Bildungsregel in Kapitel 8.2.3.1 irrelevant, da aufgrund der Betriebsweise des Speichers keine Redispatch-Maßnahme betreffend die Verbrauchsleistung der SR erfolgen kann.

  Die im Fall des negativen Redispatch[42] für die Berechnung der Ausfallarbeit anzusetzenden Planungsdaten für die TR-SSE werden nach Gleichung (1) aus Kapitel 8.8.1 auf Basis der Füllstandsänderung ermittelt. Es gilt

$$P_{plan,TR-SSE,i} = PROD_{TR-SSE,i} \cdot 1000\frac{kW}{MW}$$

  $P_{plan,TR-SSE,i}$: durchschnittliche geplante Erzeugungsleistung der TR-SSE in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex ante-Planungsdaten (letztgültiger Stand) in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese auf Ebene der TR-SSE zu melden und bei der Bestimmung von $P_{plan,TR-SSE,i}$ zu berücksichtigen

- TR-SEE die Berechnungsvorschriften entsprechend Kapitel 6.1 je nach Typ der TR-SEE. Es ist nur das Spitz- oder Spitz-Light-Verfahren anzuwenden. Bei der Ermittlung des P_{lim} (vgl. Kapitel 6.1.1) ist unabhängig vom Abrufmodell (Duldungs-/Aufforderungsfall) P_{Ist} der TR SEE zu verwenden.

  Bei nicht-fluktuierenden TR-SEE ist gemäß Kapitel 6.1.3.1 bei der Berechnung der Ausfallarbeit analog zur obigen Berechnung bei TR-SSE der Anteil der geplanten Leistung der TR-SEE anzusetzen. Dazu ist für den Fall, dass die SR aus

  - alleinig TR-SSE und TR-SEE besteht (Bildungsregel 1 aus Kapitel 8.2.3.1), zunächst die geplante Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung der TR-SSE über die geplante Füllstandsänderung zu berechnen (siehe Gleichung (1) und (2) aus Kapitel 8.8.1)[43]. Damit ergibt sich für die Viertelstunde *i*

[42] Der Fall des positiven Redispatch gilt analog entsprechend Kapitel 6.1.3.1 für den positiven Redispatch

[43] Die Definition der Variablen ist, sofern nicht explizit aufgeführt, im Rahmen der referenzierten Gleichungen vorgenommen

ENTWURF

$$P_{plan,TR-SEE,i} = \left(PROD_{SR,i} - PROD_{TR-SSE,i} + VERB_{TR-SSE,i}\right) \cdot 1000\frac{kW}{MW}$$

$P_{plan,TR-SEE,i}$: durchschnittliche geplante Leistung der TR-SEE in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex ante-Planungsdaten (letztgültiger Stand vor Anforderung der Redispatch-Maßnahme) in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese auf Ebene der TR-SEE zu melden und bei der Bestimmung von $P_{plan,\text{TR-SEE},i}$ zu berücksichtigen

- TR-SSE, TR-SEE und SVE besteht (Bildungsregel 3 aus Kapitel 8.2.3.1), der Anteil der geplanten Leistung der TR-SEE in der Viertelstunde *i* gemäß Kapitel 8.4 separat als Planungsdatum enthalten

$$P_{plan,TR-SEE,i} = PROD_{TR-SEE,i} \cdot 1000\frac{kW}{MW}$$

$P_{plan,TR-SEE,i}$: durchschnittliche geplante Leistung der TR-SEE in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex ante-Planungsdaten (letztgültiger Stand vor Anforderung der Redispatch-Maßnahme) in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese auf Ebene der TR-SEE zu melden und bei der Bestimmung von $P_{plan,\text{TR-SEE},i}$ zu berücksichtigen

[ENTWURF]

8.8.3 Ausfallarbeit ohne separate Messung der Energieträger

Sollte nur eine Messung auf Ebene der SR vorliegen, wie z.B. im Fall eines DC-gekoppelten Speichers (TR-SEE und TR-SSE teilen sich den Wechselrichter), so kann P_{Ist} der TR-SSE analog zu Kapitel 8.8.1 aus der Änderung des Echtzeitdatums „nutzbarer Energiegehalt [44] der TR-SSE abgeleitet werden. Differenziert zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsleistung der TR-SSE ergibt sich

$$P_{PROD,TR-SSE,i} = \left| min\left\{0,\ \frac{F_{Ist,i+1} - F_{Ist,i}}{1/4\,h}\right\}\right|$$

[44] Die Übermittlung des Speicher-Füllstands muss nicht auf Ebene TR-SEE erfolgen, eine Übermittlung der Summe der Füllstände der TR-SSE ist ausreichend.

$$P_{VERB,TR-SSE,i} = max\left\{0, \frac{F_{Ist,i+1} - F_{Ist,i}}{1/4\,h} / \eta\right\}$$

$P_{PROD,TR-SSE,i}$: Erzeugungs-*Wirkleistung der TR-SSE in kW in Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme*
$P_{VERB,TR-SSE,i}$: Verbrauchs-*Wirkleistung der TR-SSE in kW in Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme*
$F_{Ist,i}$ *: Nutzbarer Energiegehalt der TR-SSE in MWh zu Beginn der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme*
η : *Wirkungsgrad der TR-SSE gemäß Ziffer 4.1.4 BiLaReM in Prozent*

Damit ist die gleiche Ausgangssituation wie im Fall einer separaten Messung der Energieträger geschaffen und die Ausfallarbeit kann entsprechend der in diesem Kapitel dargelegten Verfahren berechnet werden.

8.9 Abrechnung

Für die Abrechnung von Speichern maßgeblich ist die Anlage 1 der Festlegung BK8-22-001-A.

Da die voranstehend genannte Festlegung einen bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gemäß Planwertmodell voraussetzt, dieser im Prognosemodell aber nicht bereitgestellt wird, bildet im Prognosemodell die berechnete Ausfallarbeit nach voranstehendem Kapitel 8.8 die Grundlage für die Abrechnung der Erzeugungsauslagen und des Aufwendungsersatzes.

ENTWURF

9 Preislimitierte Vermarktung

Hinweis: Die detaillierte Umsetzung der Vorgaben zur preislimitierten Vermarktung ist aktuell noch in Arbeit.

Gemäß § 5 EEV sind die ÜNB verpflichtet, die nach aktueller Prognose vorhergesagte Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten am Day-Ahead-Markt anzubieten. Damit reagiert der ÜNB in seiner Rolle als Vermarkter von Anlagen mit Festvergütung auf negative Preise an der Strombörse. § 5 EEV gibt vor, dass der ÜNB den steuerbaren Anteil an der prognostizierten, zu vermarkteten Einspeisemenge der EEG-Anlagen am Day-Ahead-Markt preislimitiert anbietet. Wenn die Preislimits unterschritten werden, sollen die nicht-vermarkteten Mengen abgeregelt werden. Für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach § 5 Absatz 3 Satz 1 EEV sind die §§ 13a und 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden mit der Vorgabe, dass weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt.

Zur Umsetzung der neuen gesetzlichen Anforderung § 5 Absatz 3 Satz 1 EEV sollen die bestehenden Abrufprozesse zwischen Netzbetreibern für CR, SR und SG verwendet werden. Hierbei wird entsprechend kenntlich gemacht, dass es sich hierbei nicht um einen Redispatch-Abruf handelt, sondern um eine Abregelung gemäß der preislimitierten Vermarktung.

Sofern zwischen Netzbetreibern Cluster Anwendung finden, ist eine Clusterbildung mit ausschließlich steuerbaren Anlagen in der Festvergütung eine Möglichkeit für die Abwicklung der Einsenkung (verursacht durch limitierte Vermarktung).

ENTWURF

A. Anhang NKK

A 1 Gesamtprozess für NB ohne Engpässe

Die weit überwiegende Anzahl an VNB muss derzeit keine eigenen Netzengpässe bewirtschaften, jedoch befinden sich ggf. AO in deren Netz, die von vorgelagerten NB (potentiell) abgerufen werden können bzw. denen eine Teilnahme am Redispatch-Prozess ermöglicht werden muss. Dabei variieren die Anzahl, Art und Größe dieser Anlagen sowie die Häufigkeit, mit der diese Anlagen für die Bewirtschaftung von Engpässen benötigt werden. Von entsprechender Relevanz ist die Frage, welche Rolle und Verantwortlichkeiten auf NB mit unterschiedlich starker Betroffenheit entfallen. Es steht allen NB davon unberührt frei, diese Aufgaben als Dienstleistung zu vergeben. Im Folgenden sind die Verantwortlichkeiten von NB ohne eigene Engpässe, aber mit Anforderungen von RD-Maßnahmen vorgelagerter NB aufgeführt und wie folgt kategorisiert:

- Muss: die Handlung ist zwingend durch den NB auszuführen.
- Optional: es besteht keine Pflicht, diese Aufgabe durch den NB auszuführen.
- Aktiv: die Handlung wird durch den NB ausgeführt.
- Reaktiv: die Handlung wird nur bei Bedarf oder als Reaktion durch den NB ausgeführt.

Vereinfachte Handlungsempfehlung für die Datenübermittlungspflichten:

Die vorgesehenen zeitlichen Restriktionen für die Datenübermittlung (vgl. Kapitel 3 für detaillierte Darstellung) werden vereinfacht als erfüllt angesehen, wenn ein Netzbetreiber seine Datenlieferverpflichtungen zu jeder Zeit für mindestens 33,5 Stunden im Voraus durchführt.

Stamm- und Bewegungsdaten von AO (Muss/Aktiv):

Für folgende Aktivitäten sind NB auch ohne das Vorliegen von eigenen Engpässen oder Anforderungen vorgelagerter NB verantwortlich:

- Der ANB muss die Stammdaten für SR allen berechtigten Marktteilnehmer bereitstellen.
- Der ANB muss die Stamm- und Planungsdaten (wie bspw. PROD, RDV, RDA) für die SG erstellen und stets aktualisiert den betrNB bereitstellen. Die Datenbereitstellung muss unabhängig davon erfolgen, ob die SG derzeit für RD-Maßnahmen genutzt werden.
- Für SR im Prognosemodell ist der ANB für die initiale Erstellung und regelmäßige Aktualisierung der Planungsdaten verantwortlich. Die Datenbereitstellung muss unabhängig davon erfolgen, ob die SR derzeit für RD-Maßnahmen genutzt werden.

ENTWURF

- NB müssen die Sensitivitäten der unmittelbar oder mittelbar (in nachgelagerten oder benachbarten Netzen) in ihrem Netz angeschlossenen AOs auf die NVP zum vorgelagerten Netz übermitteln. Diese sind per Definition ein Bewegungsdatum. Aktualisierungen sind im Fall einer Änderung der Sensitivität von ≥ 1 %, z. B. aufgrund einer Schaltmaßnahme, erforderlich.

Bildung von CR (Optional/Aktiv):

- Für die ggf. erforderliche Bildung von CR sind die in Kapitel 2.2.3 definierten Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Dies kann, unabhängig vom Vorliegen eigener Engpässe beim ANB, sinnvoll bei einer größeren Menge an kleineren AOs sein.
- Vom cNB werden die Stamm- und Planungsdaten von CR erstellt und stets aktualisiert den betrNB bereitgestellt.

Bildung von SG (Muss/Aktiv):

- Wird mehr als eine SR über ein gemeinsames Steuersignal angesprochen, so sind diese vom ANB in eine SG zu überführen.
- Vom ANB werden die Stamm- und Planungsdaten von SG erstellt und stets aktualisiert den betrNB bereitgestellt.

Flexibilitätsbeschränkungen (Optional/Reaktiv):

- Jeder NB muss für den Fall, dass die Redispatchvermögen der AO aufgrund von Netzrestriktionen im eigenen Netz nicht vollumfänglich nutzbar sind, Flexibilitätsbeschränkungen aussprechen (Detailbeschreibung siehe Kapitel 3.6).

Daraus ergeben sich folgende Implikationen:

- Jeder NB ist für die Netzzustandsanalyse seines Netzes verantwortlich. Wenn keine Engpässe im eigenen Netz vorliegen, wird i. d. R. keine Flexibilitätsbeschränkung ausgesprochen.
- Wenn keine aktive Handlung in Form der Meldung von Flexibilitätsbeschränkungen erfolgt, wird im Prozess als Standard hinterlegt, dass entsprechende RDV uneingeschränkt durch andere, betrNB abrufbar sind.

ENTWURF

Abruf (Muss/Aktiv):

Sofern nicht anders vereinbart, übernimmt der ANB die Rolle des anwNB. Überdies ist die Verantwortung für die Anweisung derjenigen SR, die er zu einer SG zusammengefasst hat oder für SR, für die er im Duldungsfall die Steuerung übernimmt, beim ANB.

Der anwNB akzeptiert für den Fall, dass Abrufanforderungen von mehreren NB auf dieselbe AO und denselben Umsetzungszeitraum bzw. überschneidende Umsetzungszeiträume der Anforderungen vorliegen, die Anforderung mit der höchsten abzurufenden Menge und lehnt jede weitere Anforderung viertelstundenscharf ab (siehe 4.2.3). Der anwNB aktualisiert die Planungsdaten entsprechend und weist die Anforderung zum gegebenen Zeitpunkt an.

Bilanzierung mit dem BKV und Abrechnung der Maßnahme mit dem BTR (Muss/Reaktiv)

Die Verantwortlichkeiten hinsichtlich der Bilanzierung und Abrechnung von angeforderten RD-Maßnahmen vorgelagerter NB sind in Kapitel 5 und 6 spezifiziert.

Der Gesamtprozess aus Perspektive eines NB ohne eigene Engpässe ist in Abbildung 18 dargestellt. Ist der NB darüber hinaus nicht in der Rolle des anwNB und gibt es keine RD-Maßnahmen vorgelagerter NB in seinem Netz, so ist der resultierende, minimale Gesamtprozess in Abbildung 19 dargestellt.

ENTWURF

Abbildung 20: Schematischer Gesamtprozessablauf für NB ohne Engpässe

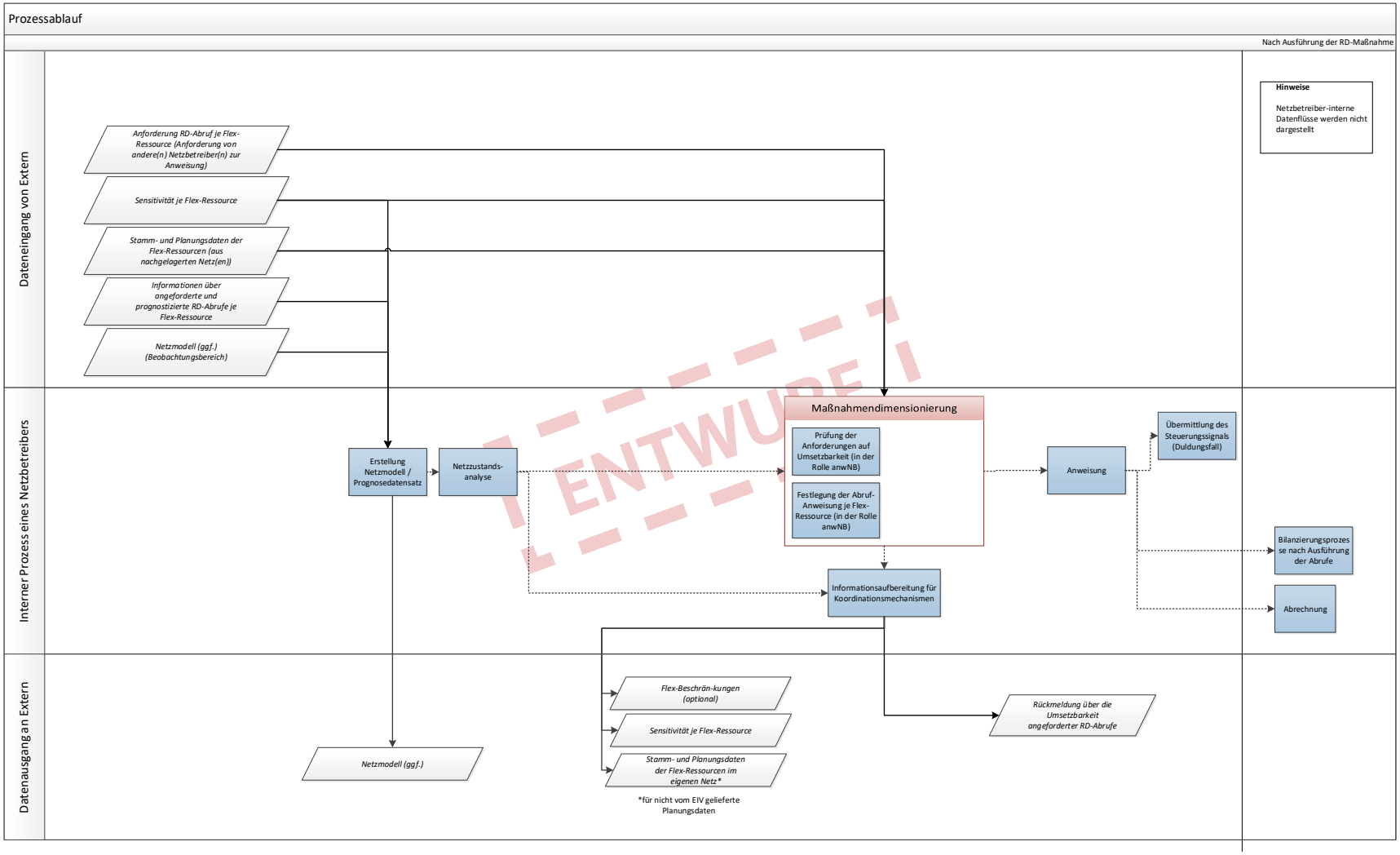
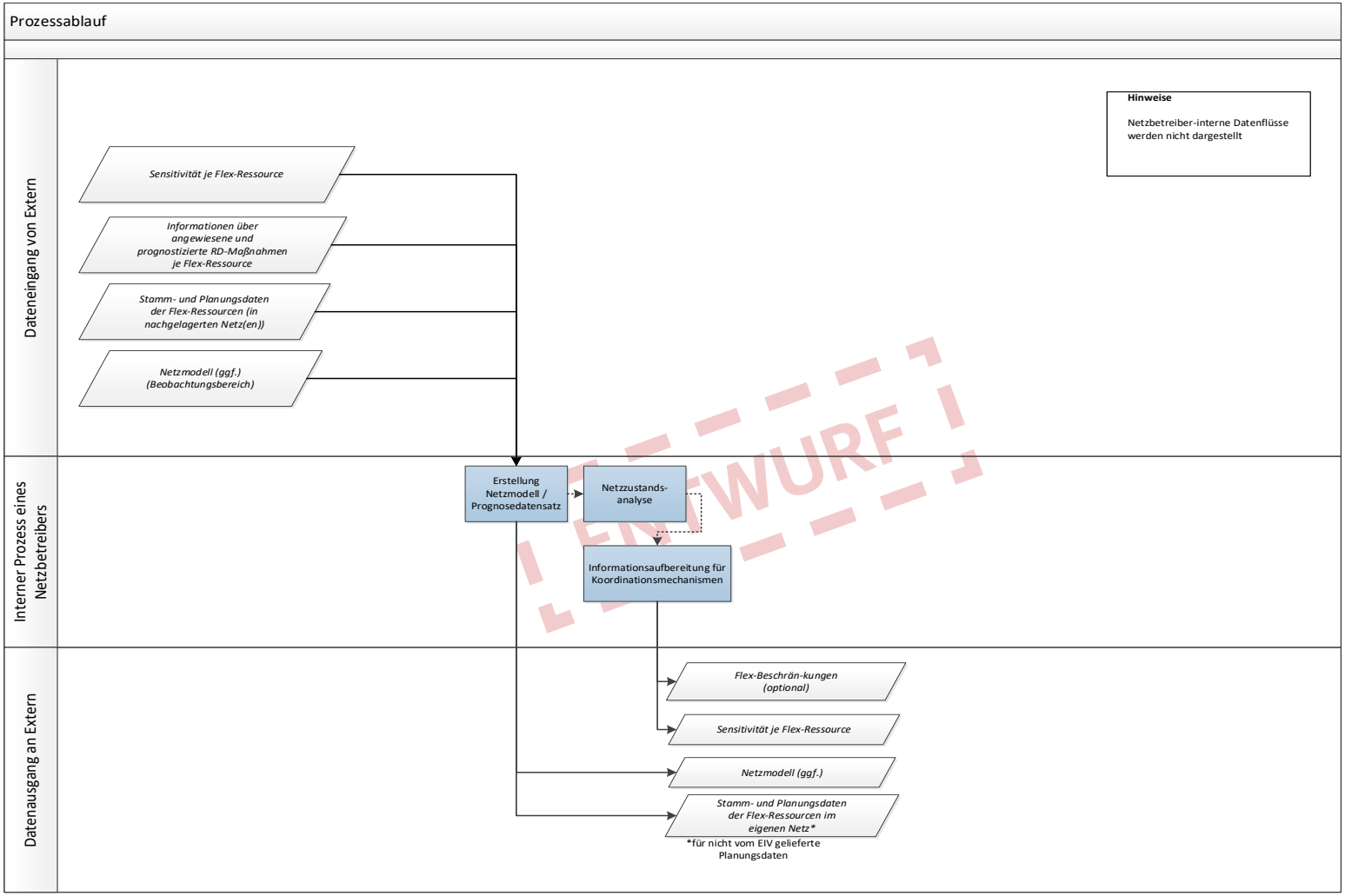


Abbildung 21: Schematischer Gesamtprozessablauf für NB, die nicht in der Rolle anwNB sind und in deren Netz es keine RD-Maßnahmen vorgelagerter NB gibt.



A 2 Beispiel Cluster

In Abbildung 22 ist beispielhaft ein Netzausschnitt gezeigt, für den die Bildung von Clustern in Abbildung 23 dargestellt ist.

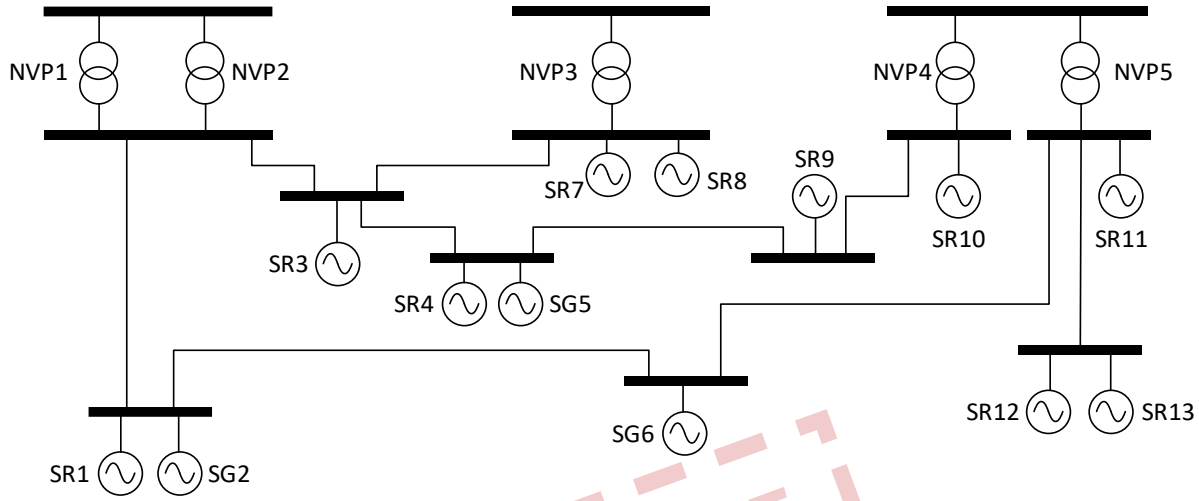


Abbildung 22: Beispielhafte Netztopologie zur Verdeutlichung der Clusterbildung

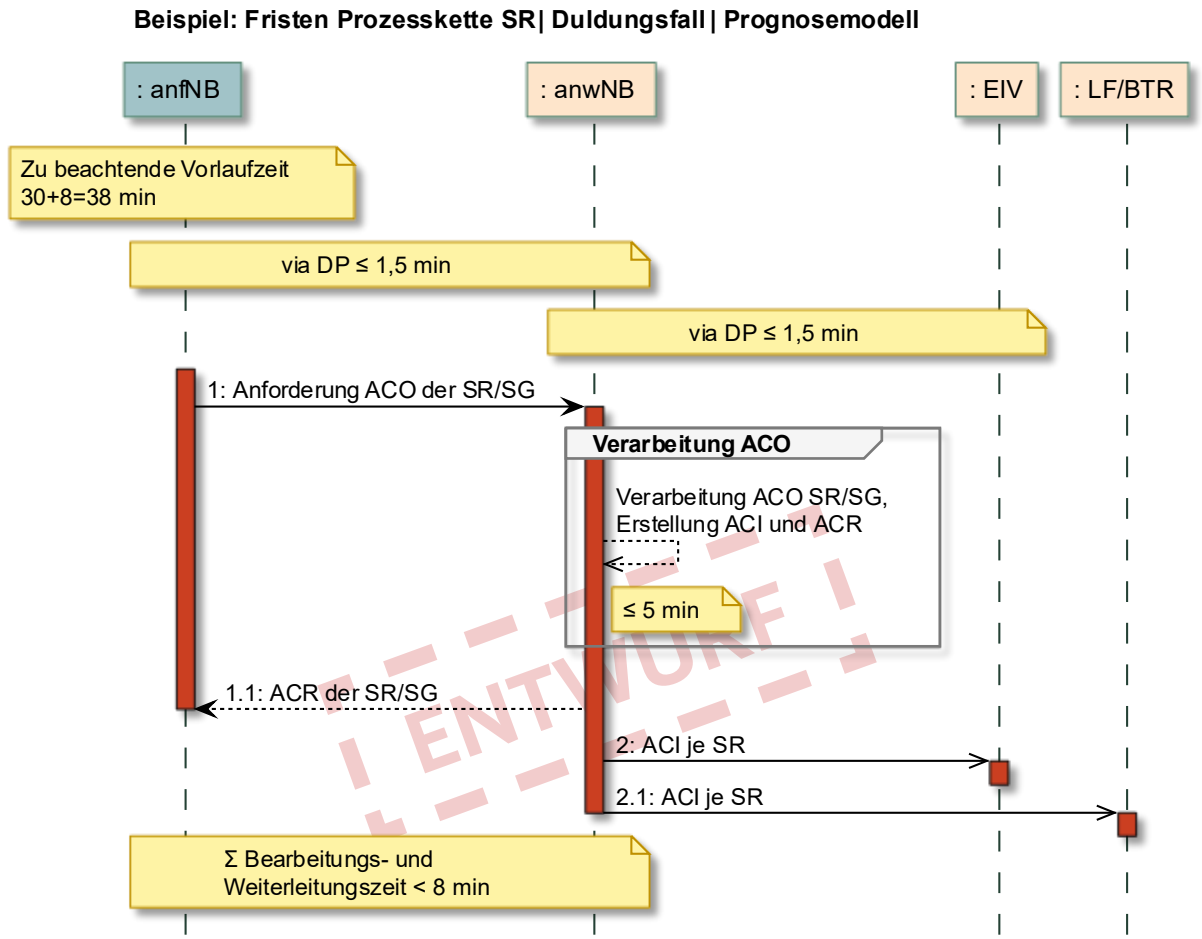
	NVP1	NVP2	NVP3	NVP4	NVP5	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5
SR1	0,19	0,19	0,22	0	0,4	x				
SG2	0,19	0,19	0,22	0	0,4	x				
SR3	0,25	0,25	0,4	0,1	0			x		
SR4	0,23	0,23	0,4	0,14	0			x		
SG5	0,23	0,23	0,4	0,14	0			x		
SG6	0,185	0,185	0,21	0	0,42	x				
SR7	0,04	0,04	0,92	0	0					x
SR8	0,04	0,04	0,92	0	0					x
SR9	0,025	0,025	0,05	0,9	0				x	
SR10	0,025	0,025	0,05	0,9	0				x	
SR11	0,05	0,05	0	0	0,9		x			
SR12	0,05	0,05	0	0	0,9		x			
SR13	0,05	0,05	0	0	0,9		x			

Abbildung 23: Sensitivitäten der FDO auf die NVP zum vorgelagerten Netz und die daraus mögliche Zuordnung zu Clustern

ENTWURF

3033 **A 3 Beispiele für End to End Abruffristen**

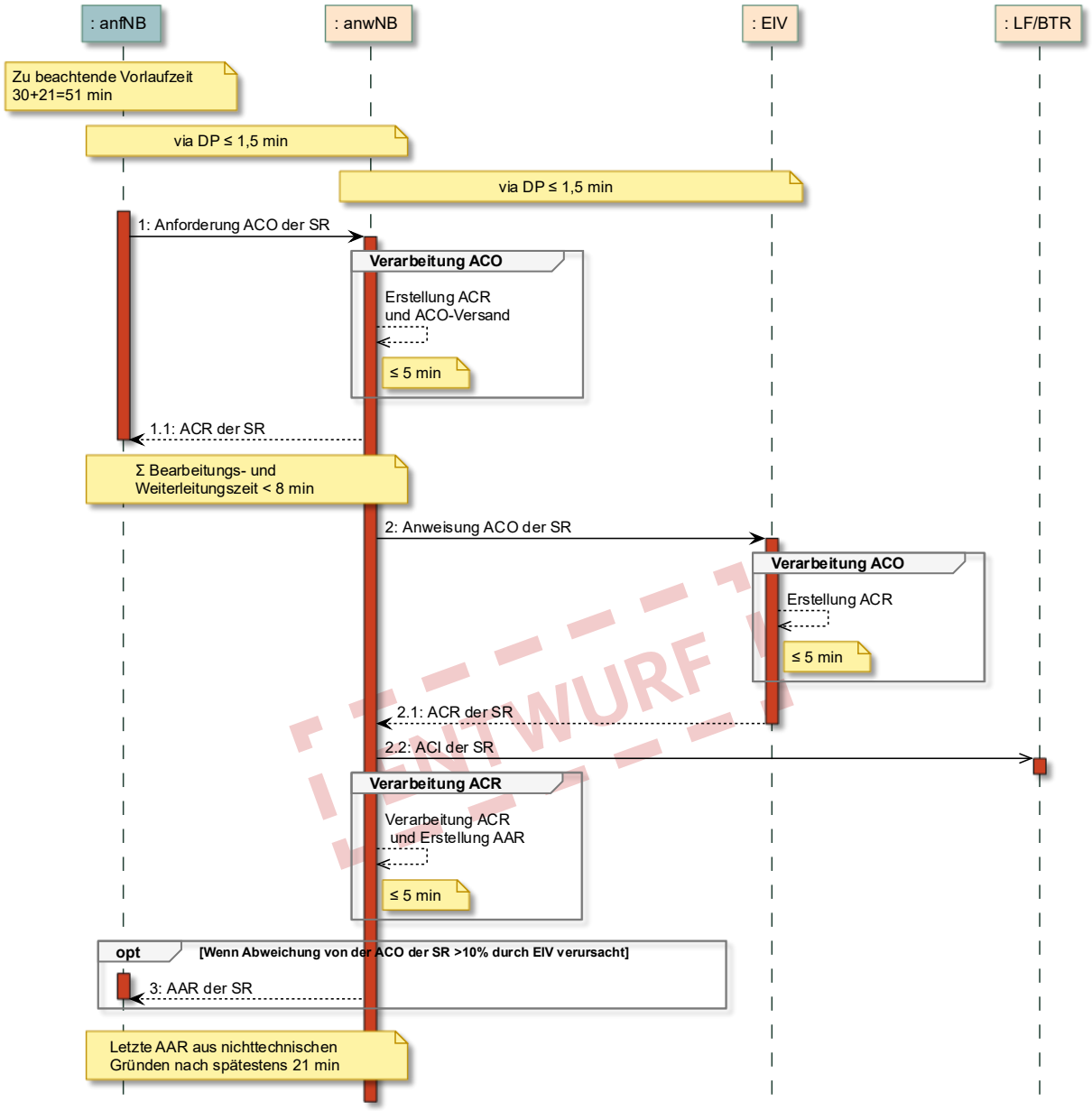
3034 **A 3.1 SR anfNB anwNB und EIV**



3035

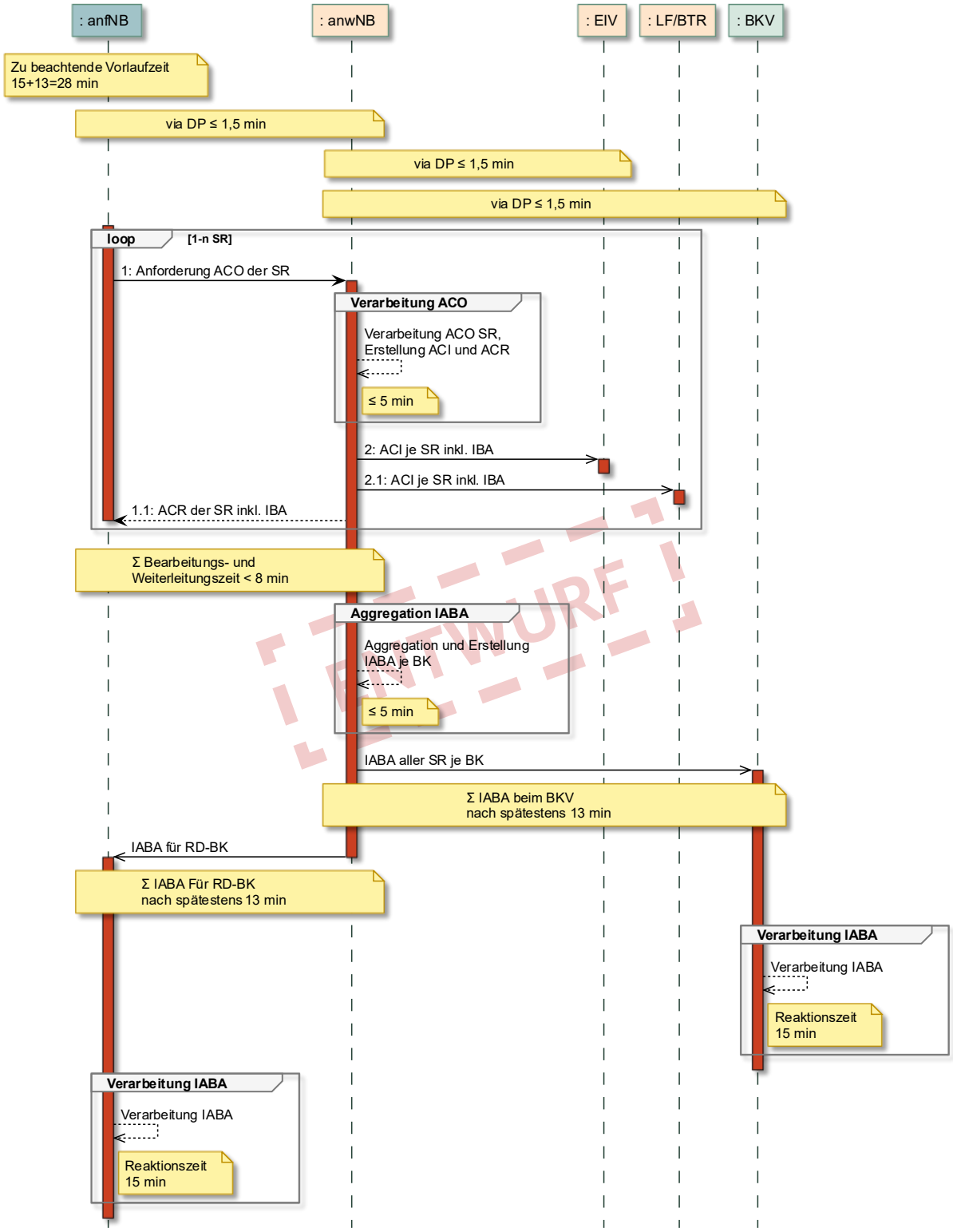
3036

Beispiel: Fristen Prozesskette SR| Aufforderungsfall | Prognosemodell



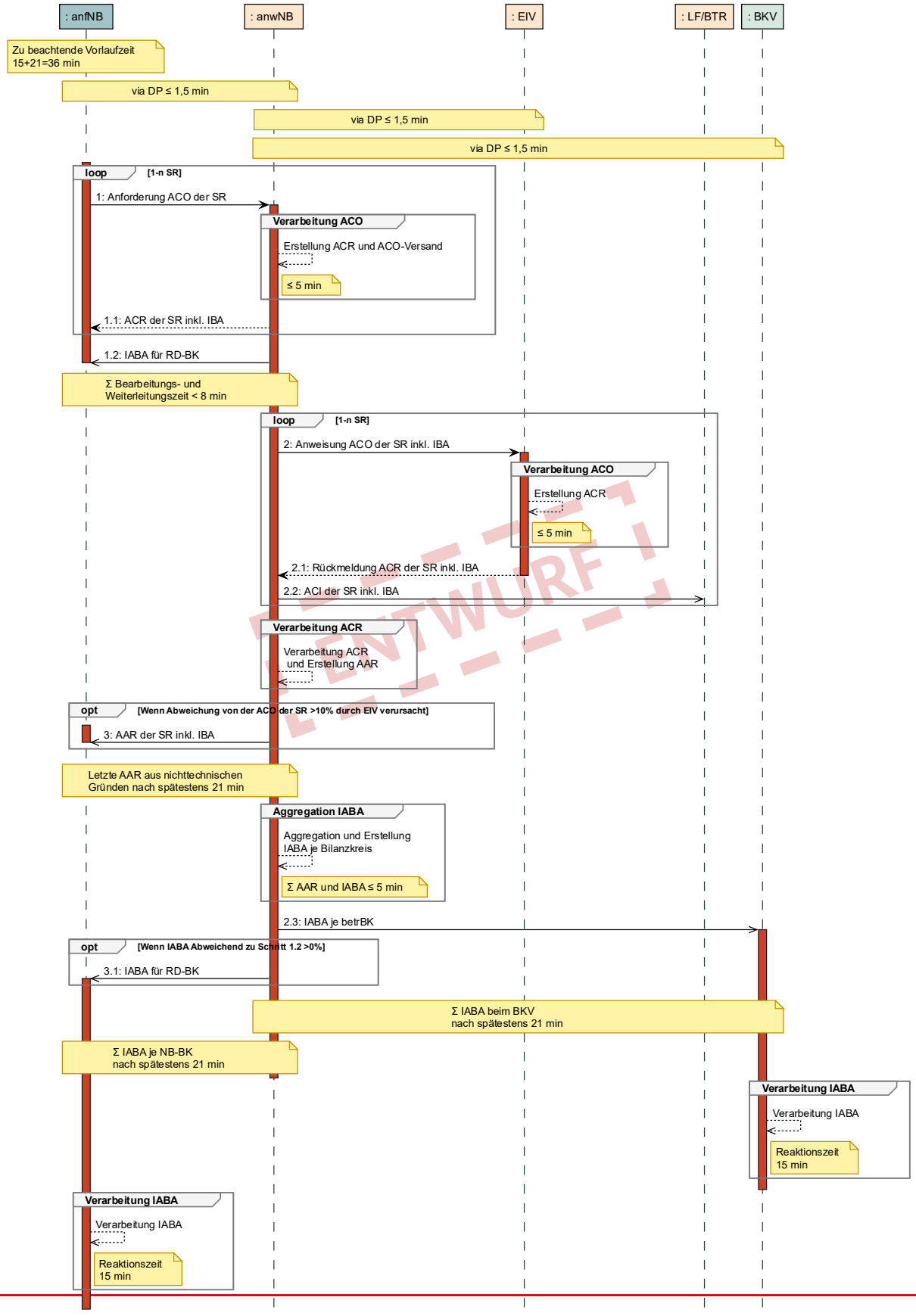
3037

Beispiel: Fristen Prozesskette SR | Duldungsfall | Planwertmodell

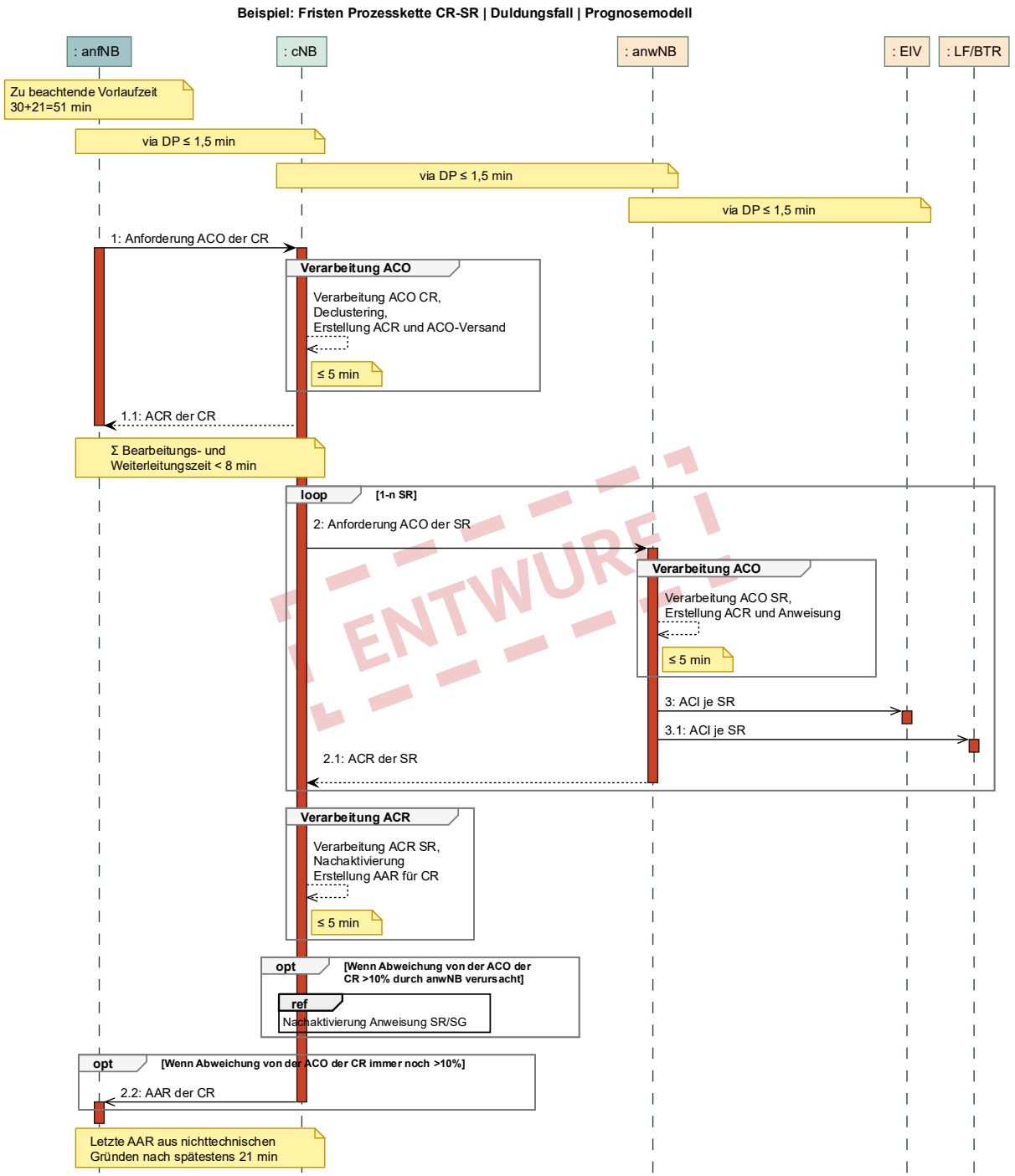


3038

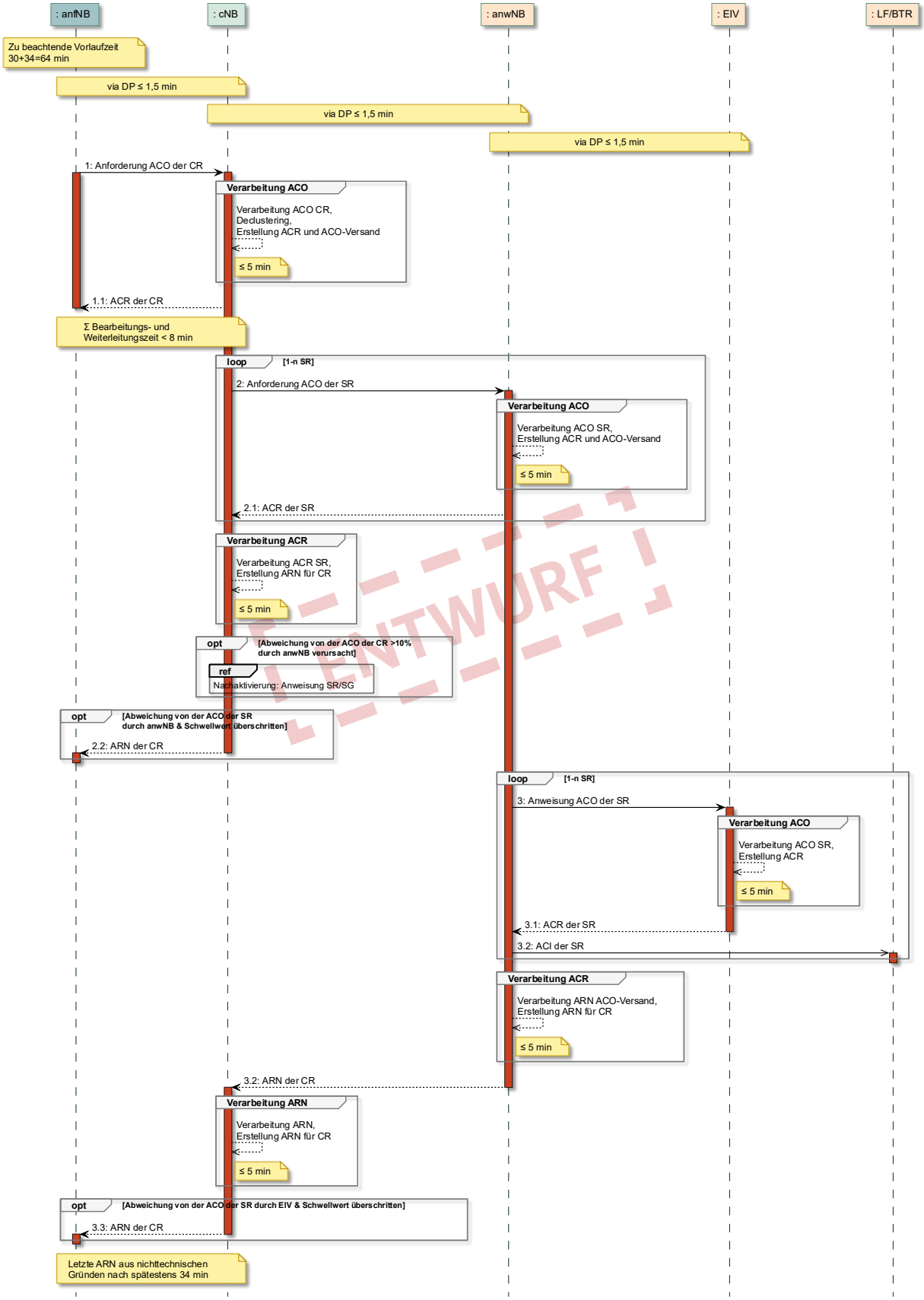
Beispiel: Fristen Prozesskette SR | Aufforderungsfall | Planwertmodell



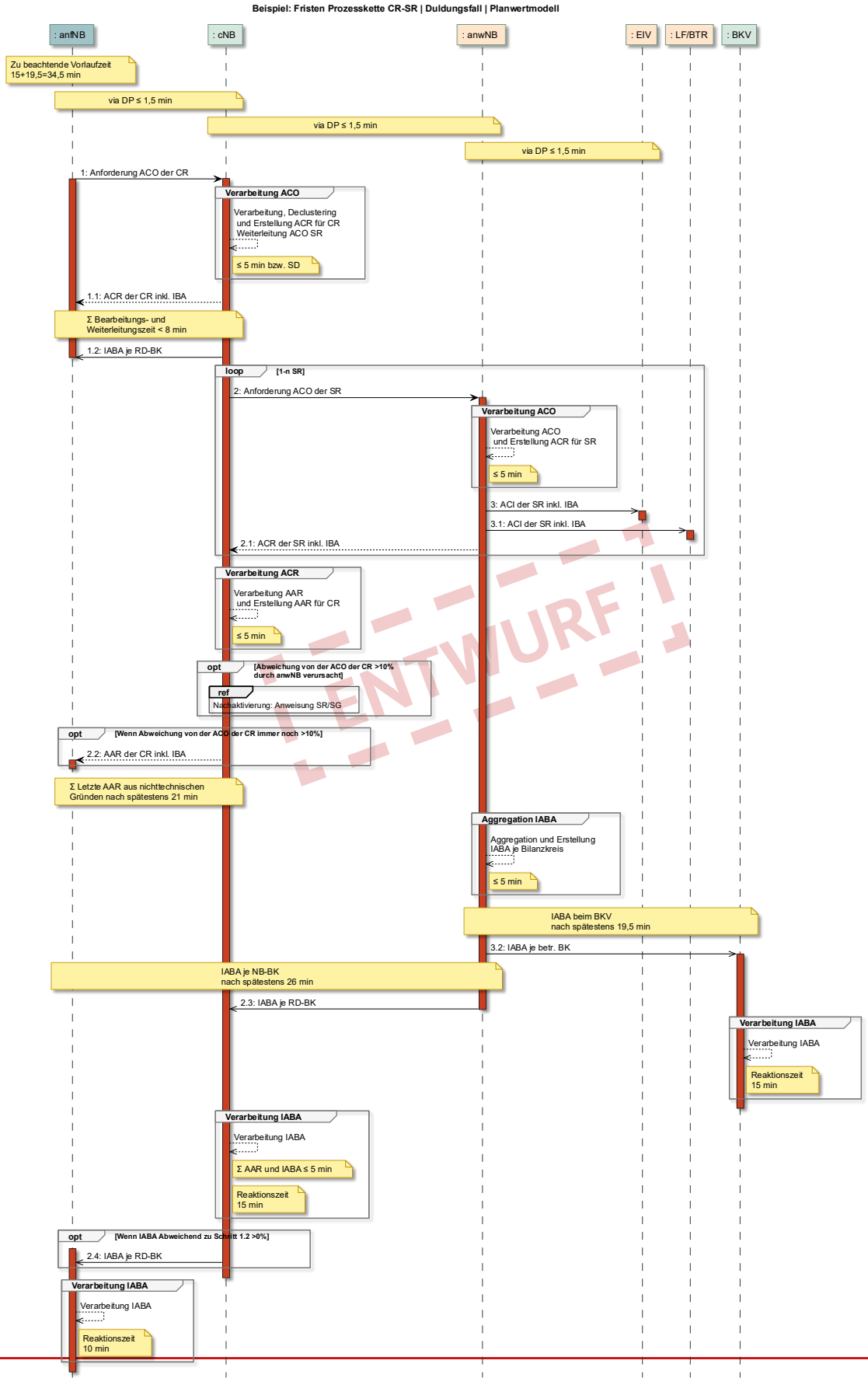
A 3.2 CR SR anfNB cNB anwNB und EIV



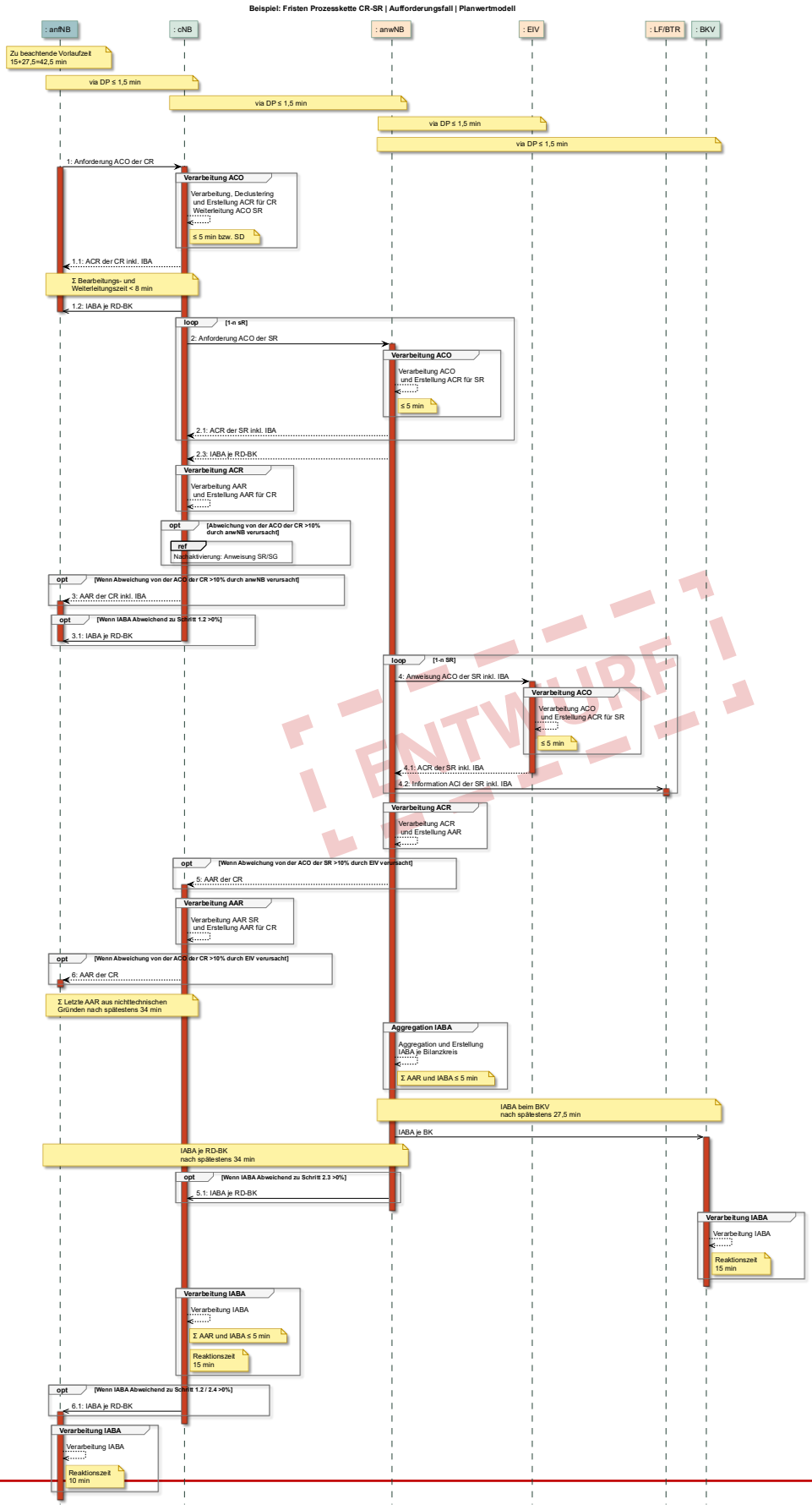
Beispiel: Fristen Prozesskette CR-SR | Aufforderungsfall | Prognosemodell



3044


Beispiel: Fristen Prozesskette CR-SR | Duldungsfall | Planwertmodell
: anfNB
: cNB
: anwNB
: EIV
: LF/BTR
: BKV
Zu beachtende Vorlaufzeit 15+19,5=34,5 min
via DP ≤ 1,5 min
via DP ≤ 1,5 min
via DP ≤ 1,5 min
1: Anforderung ACO der CR
Verarbeitung ACO
Verarbeitung, Declustering und Erstellung ACR für CR Weiterleitung ACO SR
≤ 5 min bzw. SD
1.1: ACR der CR inkl. IBA
Σ Bearbeitungs- und Weiterleitungszeit < 8 min
1.2: IABA je RD-BK
loop
[1-n SR]
2: Anforderung ACO der SR
Verarbeitung ACO
Verarbeitung ACO und Erstellung ACR für SR
≤ 5 min
3: ACI der SR inkl. IBA
3.1: ACI der SR inkl. IBA
2.1: ACR der SR inkl. IBA
Verarbeitung ACR
Verarbeitung AAR und Erstellung AAR für CR
≤ 5 min
opt
[Abweichung von der ACO der CR >10% durch anwNB verursacht]
ref
Nachaktivierung: Anweisung SR/SG
opt
[Wenn Abweichung von der ACO der CR immer noch >10%]
2.2: AAR der CR inkl. IBA
Σ Letzte AAR aus nichttechnischen Gründen nach spätestens 21 min
Aggregation IABA
Aggregation und Erstellung IABA je Bilanzkreis
≤ 5 min
IABA beim BKV nach spätestens 19,5 min
3.2: IABA je betr. BK
IABA je NB-BK nach spätestens 26 min
2.3: IABA je RD-BK
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Reaktionszeit 15 min
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Σ AAR und IABA ≤ 5 min
Reaktionszeit 15 min
opt
[Wenn IABA Abweichend zu Schritt 1.2 >0%]
2.4: IABA je RD-BK
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Reaktionszeit 10 min

ENTWURF


Beispiel: Fristen Prozesskette CR-SR | Aufforderungsfall | Planwertmodell
: anfNB
: cNB
: anwNB
: EIV
: LF/BTR
: BKV
Zu beachtende Vorlaufzeit 15+27,5=42,5 min
via DP ≤ 1,5 min
via DP ≤ 1,5 min
via DP ≤ 1,5 min
via DP ≤ 1,5 min
1: Anforderung ACO der CR
Verarbeitung ACO
Verarbeitung, Declustering und Erstellung ACR für CR Weiterleitung ACO SR
≤ 5 min bzw. SD
1.1: ACR der CR inkl. IBA
Σ Bearbeitungs- und Weiterleitungszeit < 8 min
1.2: IABA je RD-BK
loop [1-n sR]
2: Anforderung ACO der SR
Verarbeitung ACO
Verarbeitung ACO und Erstellung ACR für SR
≤ 5 min
2.1: ACR der SR inkl. IBA
2.3: IABA je RD-BK
Verarbeitung ACR
Verarbeitung AAR und Erstellung AAR für CR
opt [Abweichung von der ACO der CR >10% durch anwNB verursacht]
ref
Nachaktivierung: Anweisung SR/SG
opt [Wenn Abweichung von der ACO der CR >10% durch anwNB verursacht]
3: AAR der CR inkl. IBA
opt [Wenn IABA Abweichend zu Schritt 1.2 >0%]
3.1: IABA je RD-BK
loop [1-n SR]
4: Anweisung ACO der SR inkl. IBA
Verarbeitung ACO
Verarbeitung ACO und Erstellung ACR für SR
≤ 5 min
4.1: ACR der SR inkl. IBA
4.2: Information ACI der SR inkl. IBA
Verarbeitung ACR
Verarbeitung ACR und Erstellung AAR
opt [Wenn Abweichung von der ACO der SR >10% durch EIV verursacht]
5: AAR der CR
Verarbeitung AAR
Verarbeitung AAR SR und Erstellung AAR für CR
opt [Wenn Abweichung von der ACO der CR >10% durch EIV verursacht]
6: AAR der CR
Σ Letzte AAR aus nichttechnischen Gründen nach spätestens 34 min
Aggregation IABA
Aggregation und Erstellung IABA je Bilanzkreis
Σ AAR und IABA ≤ 5 min
IABA beim BKV nach spätestens 27,5 min
IABA je BK
IABA je RD-BK nach spätestens 34 min
opt [Wenn IABA Abweichend zu Schritt 2.3 >0%]
5.1: IABA je RD-BK
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Reaktionszeit 15 min
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Σ AAR und IABA ≤ 5 min
Reaktionszeit 15 min
opt [Wenn IABA Abweichend zu Schritt 1.2 / 2.4 >0%]
6.1: IABA je RD-BK
Verarbeitung IABA
Verarbeitung IABA
Reaktionszeit 10 min

ENTWURF

A 4 Beispiele Flexibilitätsbeschränkungen

Im in Abbildung 24 skizzierten Fall wird die Realisierbarkeit des für SR1 gemeldeten Flex-Potentials durch die technischen Grenzen eines Transformators Tr1 eingeschränkt. Das Flex-Potential von SR1 kann nur abgerufen werden, wenn es nicht zu einer Überlastung von Tr1 führt. Die resultierende Flexibilitätsbeschränkung limitiert die Nutzung von SR1 daher auf das verfügbare Leistungsband des Transformators Tr1 in Höhe von -30/+10 MW (Max DeltaP$_-$/Max DeltaP$_+$), da der Leistungsfluss P_{ist} = 10 MW beträgt und der maximal zulässige Stromgrenzwert bei P_{min} = -20 MW und P_{max} = 20 MW erreicht wäre.

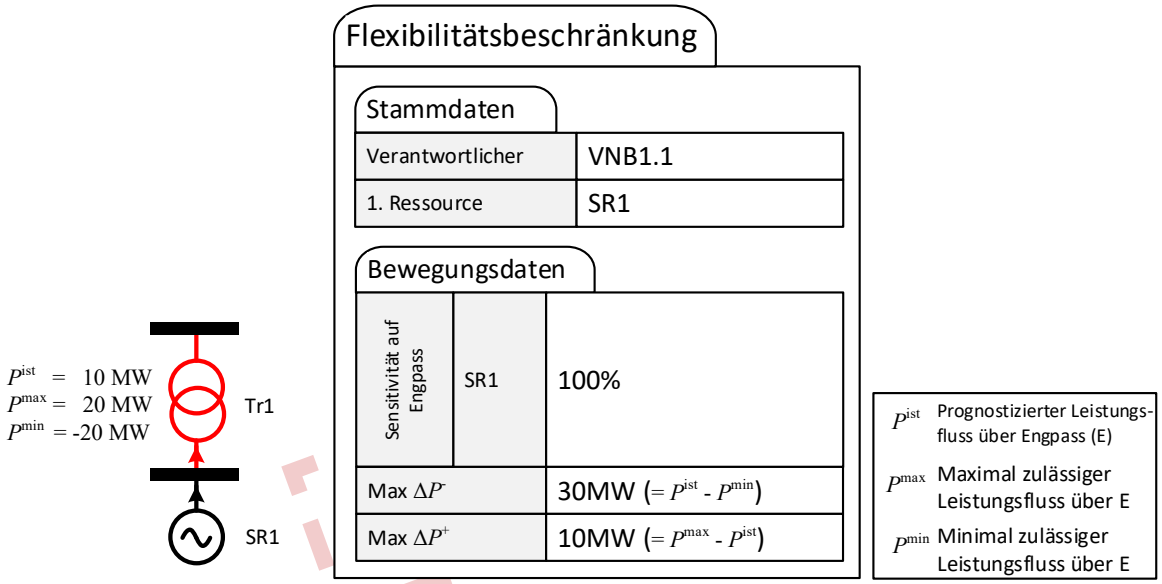


Abbildung 24: Exemplarische Flexibilitätsbeschränkung durch einen HS-/MS-Transformator

Bei dem in Abbildung 25 skizzierten Fall speisen mehrere Ressourcen auf eine Leitung, die den Einsatz der Flex-Potentiale limitieren. Dabei ist es egal, aus welcher Ressource ein Flex-Potential erbracht wird. Beschränkend für die technische Realisierbarkeit ist die Summe des Flexibilitätseinsatzes aus SR1 und SG1. Daher wird in der resultierenden Flexibilitätsbeschränkung die Summe der Flex-Potential-Nutzung von SR1 und SG1 (die beide zu 100 % auf den Engpass speisen können) auf das verfügbare freie Leistungsband der Leitung in Höhe von -45/+5 MW (Max DeltaP$_-$/Max DeltaP$_+$) beschränkt, da der aktuelle Leistungsfluss P_{ist} = 20 MW beträgt und der maximal zulässige Stromgrenzwert bei P_{min} = -25 MW und P_{max} = 25 MW erreicht wäre.

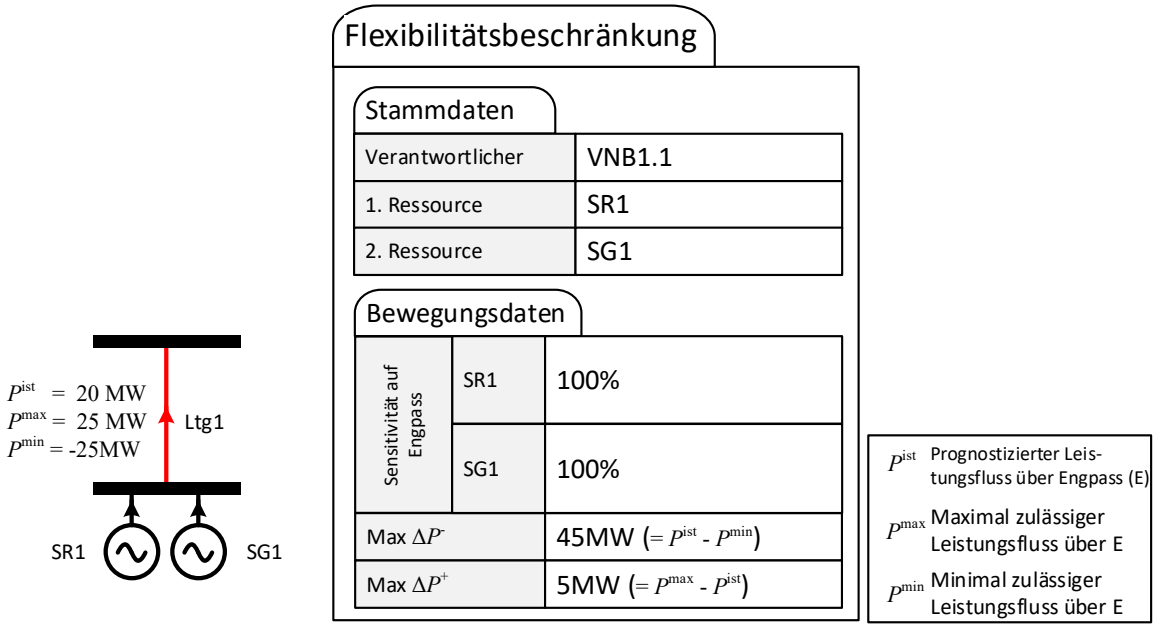


Abbildung 25: Exemplarische Flexibilitätsbeschränkung für mehrere Ressourcen

Die in Abbildung 26 skizzierte Netzsituation verursacht eine Flexibilitätsbeschränkung für SR1 und CR1 im vermaschten Netz durch die Leitung Ltg2. Die Besonderheit dieses Falls ist, dass die Ressourcen eine unterschiedliche Sensitivität auf das begrenzende Netzelement Ltg2 haben. Das verfügbare positive Leistungsband von +7 MW (Max DeltaP$_+$) kann daher z. B. durch einen Abruf um +7 MW/33 % = +21 MW aus SR1 oder um +7 MW/67 % = +10,5 MW aus CR1 genutzt werden. Auch eine Kombination der Flexibilitätsnutzung aus den beiden Ressourcen ist im Rahmen der kombinierten Wirkung auf das beschränkende Netzelement möglich, solange die Summe aus den Produkten der Sensitivität sowie Abrufmenge eines AO aller abgerufenen AO das verfügbare Leistungsband nicht überschreitet.

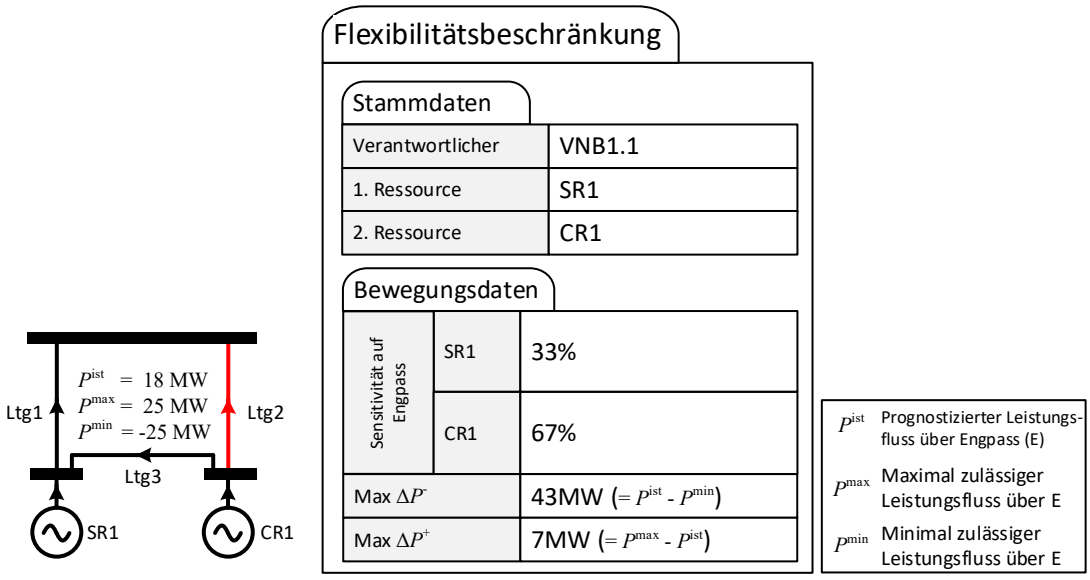


Abbildung 26: Exemplarische Flexibilitätsbeschränkung im vermaschten Netz

ENTWURF

Im Rahmen der Bildung eines Clusters werden mehrere SR, nachgelagerte SG und oder nachgelagerte Cluster zusammengefasst. Die Planungsdaten werden für das gesamte Cluster aggregiert und die Sensitivität auf die definierten NVP ausgewiesen. Bei CR können unter anderem etwaige netztechnische Restriktionen „innerhalb“ eines Clusters bestehen. Damit andere NB diese berücksichtigen können, werden Flexbeschränkungen „innerhalb“ eines Clusters entsprechend der Syntax mit erlaubten Wirkleistungsgrenzen und 100 % Sensitivität des Clusters auf die Flexbeschränkung definiert. Die Wirkleistungsgrenzen sind dabei auf das gesamte Cluster und nicht nur für das betreffende Betriebselement zu ermitteln.

Die in Abbildung 27 skizzierte Netzsituation verursacht eine Flexibilitätsbeschränkung innerhalb von CR1. Der cNB bestimmt, welche CR, SR und/oder SG innerhalb der CR inwieweit aktiviert werden dürften, ohne dass ein Engpass entsteht und formuliert dies in die Flexibilitätsbeschränkung für CR1. Zur Verdeutlichung soll folgendes Zahlenbeispiel dienen. Es sei ein Cluster CR1 mit PROD = 320 MW gegeben. Die SR (2 und 3) nahe den NVP wirken auf keinen Engpass innerhalb des Clusters und haben zusammen ein PROD von 300 MW. Innerhalb des Clusters gibt es einen Engpass durch eine Leitung, die nur mit ±50 MW belastet werden kann. SR1 und SG1 mit einem PROD von 20 MW wirken innerhalb des Clusters auf diesen Engpass. Gemäß der Logik ergibt sich für die maximal mögliche Leistungs-Reduzierung des Clusters -370 MW bzw. für die maximal mögliche Wirkleistungserhöhung +30 MW. Dessen Berücksichtigung in der Maßnahmendimensionierung gewährleistet, dass ein Abruf die Netzsituation des cNB nicht verschlechtert.

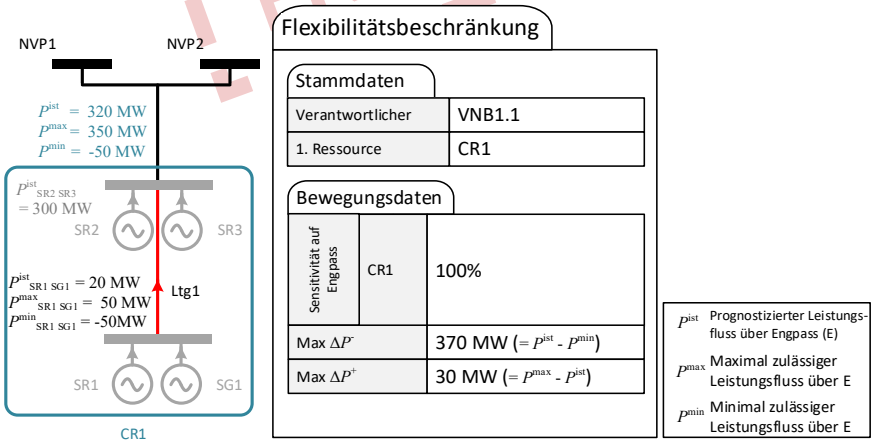


Abbildung 27: Exemplarische Flexibilitätsbeschränkung für mehrere Ressourcen

Die in Abbildung 28 skizzierte Netzsituation verursacht zwei Flexibilitätsbeschränkungen für SR1 und CR1 im vermaschten Netz durch die Leitungen Ltg1 und Ltg2. Die Besonderheiten dieses Falls gegenüber dem vorherigen sind, dass:

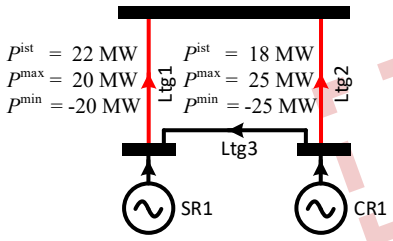
ENTWURF

- mehrere Engpässe auftreten/abzusehen sind, auf die die AO unterschiedlich wirken und
- bereits ein Engpass auf Ltg1 existent ist.

P_{ist} für Ltg1 beträgt 22MW, so dass Ltg1 um 2 MW überlastet ist. Entsprechend ist Max DeltaP+ mit 0 MW anzusetzen In Richtung der negativen Leistungsänderung gelten für den vorgelagerten NB zwei Nebenbedingungen:

$$\Delta P_{SR1} \cdot 0{,}33 + \Delta P_{CR1} \cdot 0{,}67 \leq 42 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{SR1} \cdot 0{,}67 + \Delta P_{CR1} \cdot 0{,}33 \leq 43 \text{ MW}$$



Flexibilitätsbeschränkung 1

Stammdaten

Verantwortlicher	VNB1.1
1. Ressource	SR1
2. Ressource	CR1

Bewegungsdaten

Sensitivität auf Engpass	SR1	33%
	CR1	67%
Max ΔP^-		42MW (= P^{ist} - P^{min})
Max ΔP^+		0MW (= P^{max} - P^{ist} aber ≥ 0)

P^{ist}	Prognostizierter Leistungsfluss über Engpass (E)
P^{max}	Maximal zulässiger Leistungsfluss über E
P^{min}	Minimal zulässiger Leistungsfluss über E

Flexibilitätsbeschränkung 2

Stammdaten

Verantwortlicher	VNB1.1
1. Ressource	SR1
2. Ressource	CR1

Bewegungsdaten

Sensitivität auf Engpass	SR1	67%
	CR1	33%
Max ΔP^-		43MW (= P^{ist} - P^{min})
Max ΔP^+		7MW (= P^{max} - P^{ist})

Abbildung 28: Exemplarische Flexibilitätsbeschränkung im vermaschten Netz (mehrere Engpässe)

Flexibilitätsbeschränkungen werden allen vorgelagerten NB zur Verfügung gestellt. Alle vorgelagerten NB berücksichtigen Beschränkungen der verfügbaren AO bei der Dimensionierung des eigenen Abrufbedarfs und stellen auf diese Weise sicher, dass die dimensionierten Abrufe nicht zu Engpässen führen und bestehende Engpässe auch bei anderen NB nicht verschärft bzw. Maßnahmen konterkariert werden.

A 5 Beispiele Planungsdatenanpassungen bei Deltaabrufen auf SR

Zeit	Datei	Version	Referenz	Inhalt				theo. Einspeisung		Anmerkung
10:00	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		P_{dar}		
				pos	qty	+	-	pos	qty	
				...	...			...	...	
				80	100			80	100	
				81	100			81	100	
				82	100			82	100	
				83	100			83	100	
10:05	ACO	V1	Planungsdaten_v1	Delta-						
				pos	qty					
				...	...					
				80	20					
				81	20					
				82	20					
				83	20					
10:15	Planungsdaten	v2		PROD		RDA		P_{dar}		
				pos	qty	+	-	pos	qty	
				...	...			...	...	
				80	80		20	80	100	
				81	80		20	81	100	
				82	80		20	82	100	
				83	80		20	83	100	
18:55	Planungsdaten	v9		PROD		RDA		P_{dar}		
				pos	qty	+	-	pos	qty	

Zeit	Datei	Version	Referenz	Inhalt			theo. Einspeisung		Anmerkung
				...	...		...	...	
				80	80	20	80	100	
				81	80	20	81	100	
				82	80	20	82	100	
				83	80	20	83	100	

19:05	ACO	V2	Planungsdaten_v9	Delta-					Einspeisung von 60 => on top Delta- = 20
				pos	qty				
				...	...				
				80	40				
				81	40				
				82	40				
				83	40				

19:15	Planungsdaten	v10		PROD		RDA		P_{dar}		
				pos	qty	+	-	pos	qty	
				...	...			...	...	
				80	60		40	80	100	
				81	60		40	81	100	
				82	60		40	82	100	
				83	60		40	83	100	

A 6 Beispiele Planungsdatenanpassungen bei Abrufen von CR

Bei Abruf von Clustern bzw. AO innerhalb von Clustern müssen folgende Szenarien unterschieden werden:

1.) Ein (dem Cluster vorgelagerter) anfNB fordert das Cluster an — Abschnitt A 6.1

2.) Der cNB fordert eine AO innerhalb seines Clusters für eigene Engpässe an — Abschnitt A 6.2

3.) Ein dem cNB nachgelagerter NB fordert ein AO seines Netzgebietes an, welche Teil des Clusters vom cNB ist — Abschnitt A 6.3

Die nachfolgenden Beispiele adressieren dies:

3127 **A 6.1 Szenario 1: vorgelagerter NB fordert CR an**

3128 Im Szenario 1 fordert der Netzbetreiber NB 1 für die Zeitschritte 80 bis 82 auf das Cluster CR1 ein Delta – von 20 MW an. Dabei liegt folgende
3129 Netzkonfiguration vor (siehe Abbildung 29). Der Datenaustausch ist im Sequenzdiagramm Abbildung 29 skizziert.

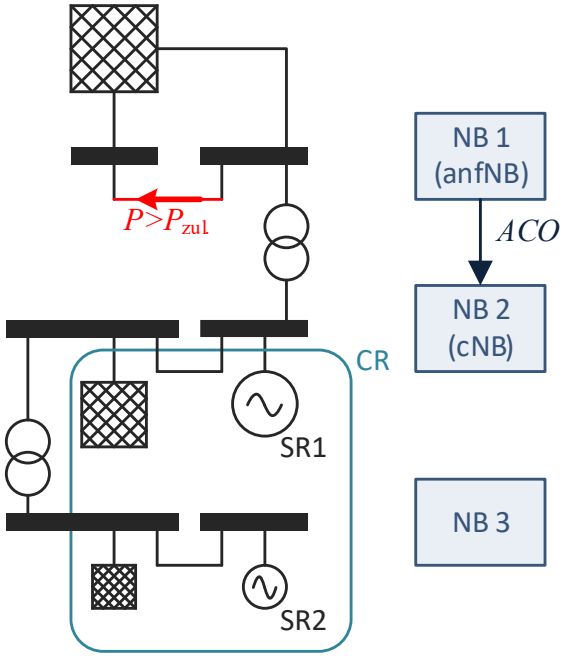


Abbildung 29: Skizze Netzkonstellation Szenario 1

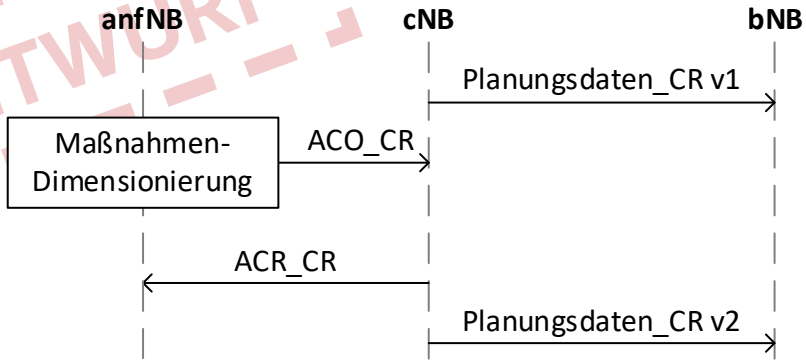


Abbildung 30: SD Clusterabruf Szenario 1

3130 Die ausgetauschten Dateninhalte sind dabei wie folgt:

ENTWURF

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt						theo. Einspeisung		Anmerkung
10:00	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	100			0	100	80	100	
					81	100			0	100	81	100	
					82	100			0	100	83	100	
10:05	anfNB (NB 1)	ACO	V1	Planungsdaten_v1	Delta-								
					pos	qty							
					...	...							
					80	20							
					81	20							
					82	20							
10:15	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v2		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	

ENTWURF

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt					theo. Ein-speisung		Anmerkung
					80	80	20	20	80	80	100	
					81	80	20	20	80	81	100	
					82	80	20	20	80	83	100	

3131

3132 **A 6.2 Szenario 2: cNB fordert AO der CR an**

3133 Im Szenario 2 fordert der Netzbetreiber NB 2 für die Zeitschritte 80 bis 82 auf die steuerbare Ressource SR1 innerhalb seines Clusters CR ein
3134 Delta – von 10 MW an und aktualisiert anschließend seine Planungsdaten für das Cluster CR. Dabei liegt folgende Netzkonfiguration vor (siehe
3135 Abbildung 31). Der Datenaustausch ist im Sequenzdiagramm Abbildung 32 skizziert.

ENTWURF

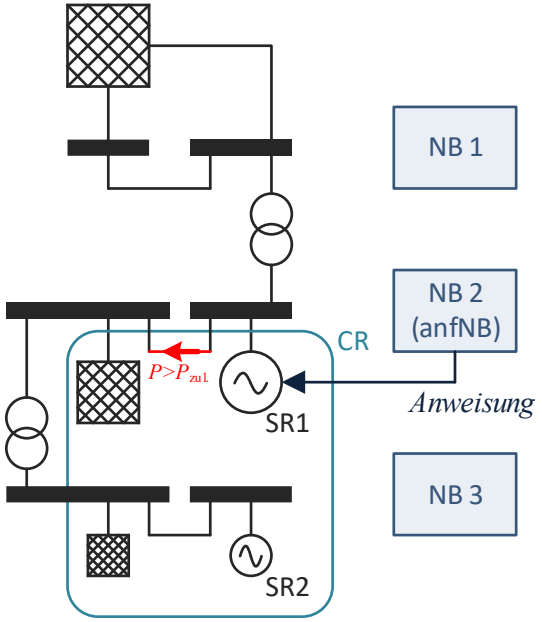


Abbildung 31: Skizze Netzkonstellation Szenario 2

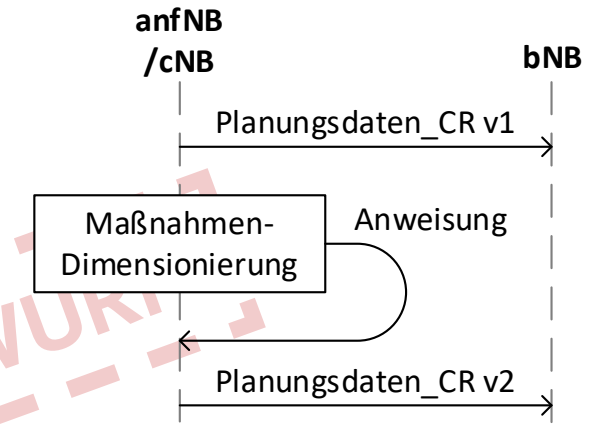


Abbildung 32: SD Clusterabruf Szenario 2

ENTWURF

3136 Die ausgetauschten Dateninhalte sind dabei wie folgt:

3137

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt						theo. Einspeisung		Anmerkung
10:00	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	100			0	100	80	100	
					81	100			0	100	81	100	
					82	100			0	100	83	100	
10:05	anfNB (NB 2)	Anweisung			Delta-								auf SR 1
					pos	qty							
					...	...							
					80	10							
					81	10							
					82	10							
10:15	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v2		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	

ENTWURF

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt					theo. Einspeisung		Anmerkung
					80	90	10	0	90	80	100	
					81	90	10	0	90	81	100	
					82	90	10	0	90	83	100	

A 6.3 Szenario 3: nachgelagerter NB fordert AO des CR an

Im Szenario 3 fordert der Netzbetreiber NB 3 für die Zeitschritte 80 bis 82 auf die steuerbare Ressource SR2 für einen eigenen Engpass ein Delta – von 5 MW an. Dabei gehört SR2 zum Clusters CR, weshalb der cNB anschließend seine Planungsdaten für das Cluster aktualisiert. Dabei liegt folgende Netzkonfiguration vor (siehe Abbildung 33). Der Datenaustausch ist im Sequenzdiagramm Abbildung 34 skizziert.

ENTWURF

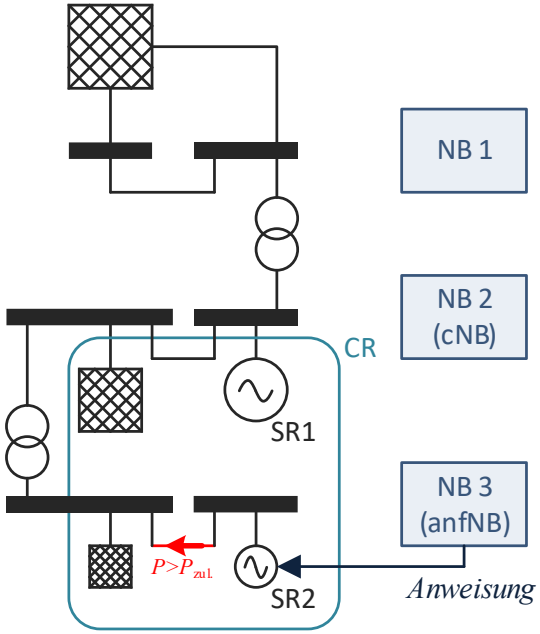


Abbildung 33: Skizze Netzkonstellation Szenario 3

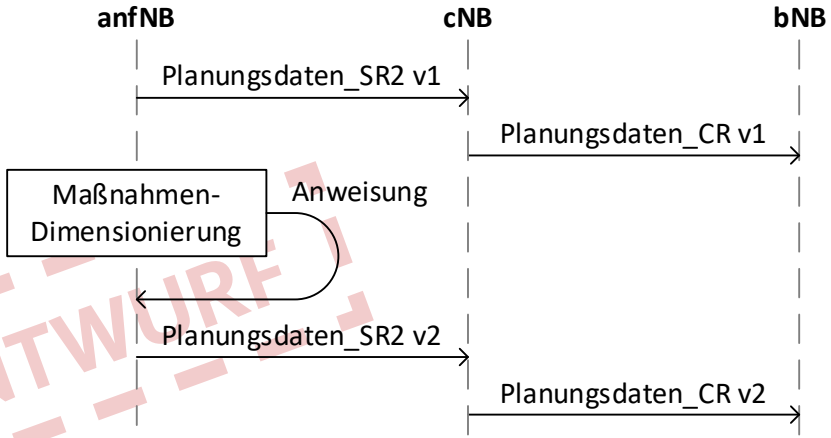


Abbildung 34: SD Clusterabruf Szenario 3

ENTWURF

3142 Die ausgetauschten Dateninhalte sind dabei wie folgt:

3143

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt						theo. Einspeisung		Anmerkung
10:00	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	100			0	100	80	100	
					81	100			0	100	81	100	
					82	100			0	100	83	100	
10:05	anfNB (NB 3)	Anweisung			Delta-								auf SR 2
					pos	qty							
					...	...							
					80	5							
					81	5							
					82	5							
10:15	cNB (NB 2)	Planungsdaten	v2		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	

ENTWURF

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt					theo. Einspeisung		Anmerkung
					80	95	5	0	95	80	100	
					81	95	5	0	95	81	100	
					82	95	5	0	95	83	100	

3144

3145 **A 6.4 Szenario 4: nachgelagerter cNB1 fordert CR2 des cNB2 an**

3146 Im Szenario 4 fordert der Netzbetreiber NB 2 für die Zeitschritte 80 bis 82 auf die Cluster Ressource CR2 für einen eigenen Engpass ein Delta –
3147 von 5 MW an. Dabei gehört SR2 zum Clusters CR2, weshalb der cNB2 anschließend seine Planungsdaten für das Cluster CR2 aktualisiert. Dabei
3148 liegt folgende Netzkonfiguration vor (siehe Abbildung 35). Der Datenaustausch ist im Sequenzdiagramm Abbildung 36 skizziert.

ENTWURF

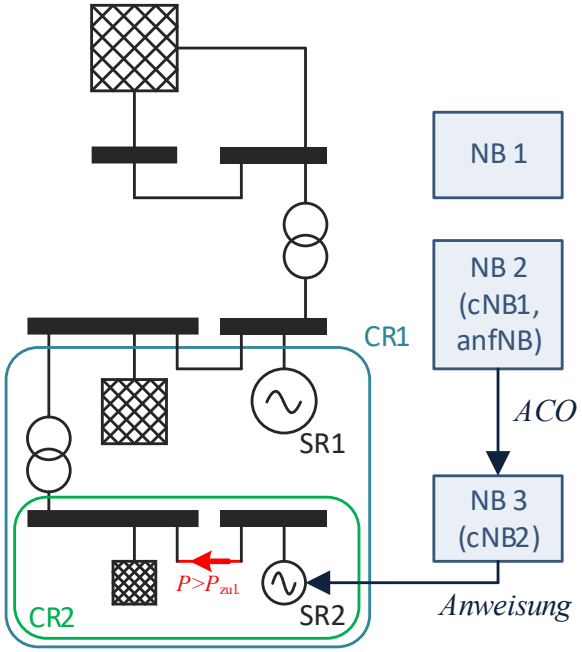


Abbildung 35: Skizze Netzkonstellation Szenario 4

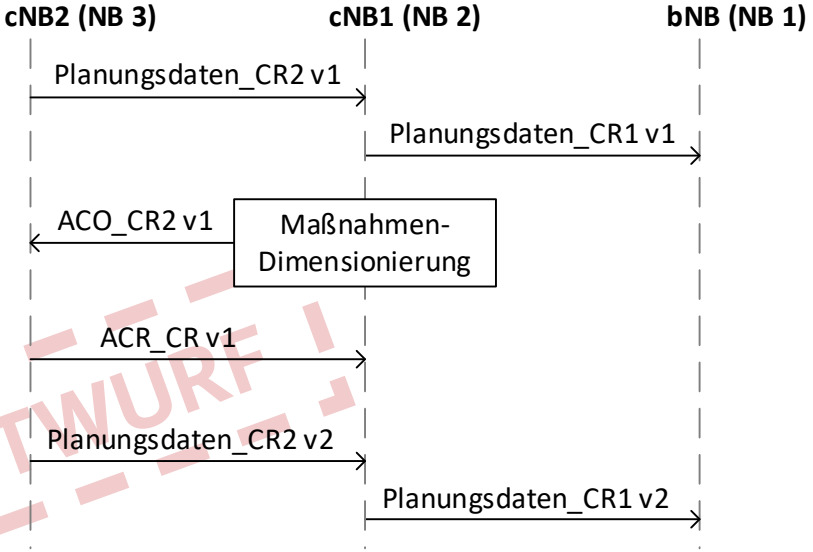


Abbildung 36: SD Clusterabruf Szenario 4

ENTWURF

3149 Die ausgetauschten Dateninhalte sind dabei wie folgt:

3150

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt						theo. Einspeisung		Anmerkung
10:00	cNB 2 (NB 2)	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		für CR 2
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	20			0	20	80	20	
					81	20			0	20	81	20	
					82	20			0	20	83	20	
10:05	cNB 1 (NB 2)	Planungsdaten	v1		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		für CR 1
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	100			0	100	80	100	
					81	100			0	100	81	100	
					82	100			0	100	83	100	
10:06	anfNB (NB 2)	ACO	V1		Delta-								auf CR 2
					pos	qty							
					...	...							

ENTWURF

Zeit	Sender	Datei	Version	Referenz	Inhalt						theo. Ein-speisung	Anmerkung
					80	5						mit ACR bestätigt
					81	5						mit ACR bestätigt
					82	5						mit ACR bestätigt

10:12	cNB 2 (NB 3)	Planungs-daten	v2		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		für CR 2
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	15		5	5	15	80	20	
					81	15		5	5	15	81	20	
					82	15		5	5	15	83	20	

10:15	cNB 1 (NB 2)	Planungs-daten	v2		PROD		RDA		RDV		P_{dar}		für CR 1
					pos	qty	+	-	+	-	pos	qty	
					...	...					...	...	
					80	95		5	0	95	80	100	
					81	95		5	0	95	81	100	
					82	95		5	0	95	83	100	

3151

ENTWURF

B. Anhang - Prüfregeln

B 1 Prüfregeln Qualitätssicherung für Planungsdaten

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmo-dell			Gültigkeit für Prognose-modell			Konse-quenz	Prüfzeit-punkt	Verant-wortliche Marktrolle	Zuordnung zu Quali-tätskrite-rien	Prozessüberar-beitung Itera-tion	bisher genutz-ter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P01	PlaDa	Jede Position (Viertel-stunde) einer Zeitreihe darf nur genau einmal vorhanden sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ableh-nung	ex-ante	DP	Vollständig-keit	1	PP31
P02	PlaDa	Die DocumentIdentifica-tion von diesem Sender muss eindeutig sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ableh-nung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP01

ENTWURF

[45] Connect+ / ÜNB

[46] Planungsdatenlieferung des EIV im Planwertmodell oder Planungsdatenlieferung des EIV im Prognosemodell

[47] Planungsdatenlieferung des ANB im Prognosemodell

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P03	PlaDa	Für den jeweiligen Typ, bzw. Energieträger der TR, bzw. SR innerhalb der SR, SG oder CR dürfen bestimmte Zeitreihen nicht gemeldet werden: VERB, V_{max}, V_{min} nur für Ressourcen mit Typ SSE P_{dar} (Wind) nur für Ressourcen mit Energieträger Windenergie P_{dar} (Solar) nur für Ressourcen mit Energieträger Solarenergie		ja						Warnung	ex-ante	DP	Plausibilität	1	
P05	PlaDa	Das Ende der TimePeriodCovered darf maximal eine Woche nach dem Wert aus DocumentDateTime liegen		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	PP65

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P07	PlaDa	Es dürfen keine vergangenen Tage gemeldet werden. Für Tage in der Zukunft muss immer der ganze Tag gemeldet werden. Für den aktuellen Tag darf der Startzeitpunkt des TimeIntervals von dem der TimePeriodCovered abweichen. Der späteste mögliche Startzeitpunkt ist der Beginn der nächsten Viertelstunde (basierend auf DocumentDateTime)		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Warnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	PP25_1
P08	PlaDa	Zeitreihen bei Planungsdatenlieferung im Planwertmodell müssen vollständig geliefert werden: PROD, P_{max}, P_{min}, +RDV, -RDV, +BES, -BES, +RDA, -RDA für alle Ressourcentypen und Energieträger VERB, V_{max}, V_{min} nur für Ressourcen mit Typ SSE P_{dar} (Wind) nur für Ressourcen mit Energieträger Windenergie P_{dar} (Solar) nur für Ressourcen mit Energieträger Solarenergie		ja						Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP58

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P09	PlaDa	Zeitreihen bei Planungsdatenlieferung im Planwertmodell müssen vollständig geliefert werden: +PRL, -PRL, +SRL, -SRL, +MRL, -MRL		nur für SR, die für die Regelleistung präqualifiziert sind						Warnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP58
P10	PlaDa	Zeitreihen bei Planungsdatenlieferung müssen vollständig geliefert werden: PROD, P_{max}, P_{min}, +RDV, -RDV, +RDA, -RDA für alle Ressourcentypen und Energieträger			ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP59
P11	PlaDa	Die gemeldeten Zeitreihen sind unvollständig im Vergleich zur vorherigen Version des Dokuments. Die neue Version muss mindestens alle Zeitreihen (identifiziert durch TimeSeriesIdentification) enthalten, wie die vorherige Version		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP35
P12	PlaDa	Die Positionen (Viertelstunden) müssen vollständig zum gemeldeten TimeInterval sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP32

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P13	PlaDa	Unvollständige Zeitreihen dürfen nur für den aktuellen Tag geliefert werden (basierend auf DocumentDateTime)		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP61
P14	PlaDa	TimeSeriesIdentification muss in allen Versionen des Dokuments für diesen Tag immer dieselbe Zeitreihe identifizieren (identifiziert durch ResourceObject, BusinessType, Direction, AcquiringArea, ConnectingArea, RequestingGridOperator, GridElement und Status)		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP64
P15	PlaDa	Jede TimeSeriesIdentification muss einzigartig im Dokument sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP12
P16	PlaDa	Es muss ein gültiger Ressourcen-ID für die Ressource angegeben werden. Es müssen Stammdaten zu diesem Code existieren		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP19

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P17	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe V_{max} einer SR oder SG müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Summe der Nettonennleistung_Verb der enthaltenen TR	V_{max} <= ∑V_Stamm_Nettonennleistung_Verb_TRs *1.01	nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten		nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten		Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	2.2b
P18	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe P_{max} einer SR oder SG müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Summe der Nettonennleistung_Prod der enthaltenen TR	P_{max} <= 1,25 ∗ ∑P_Stamm_Nettonennleistung_Prod_TRs	ja (Toleranzfaktor nur bei thermischen Kraftwerken, sonst ohne)	ja		ja	ja		Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	2.1b
P20	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe PROD müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Die Positionen der Zeitreihe P_{max} in der jeweiligen Viertelstunde	PROD ≤ 1,01 ∗ P_{max}	ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	4.1

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P21	PlaDa	Wenn eine Position der Zeitreihe PROD einer SR in einer Viertelstunde größer gleich der korrespondierenden Position von P_{min}: Die Position der Zeitreihe P_{max} in der jeweiligen Viertelstunde muss gleich sein wie: Summe aus den korrespondierenden Positionen der Zeitreihen PROD, PRLpos, SRLpos, MRLpos, BESpos, RDVpos	Wenn PROD ≥ P_{min}, dann $\lvert P_{max} - (PROD + PRLpos + SRLpos + MRLpos + BESpos + RDVpos)\rvert \leq 0{,}01 * P_{max}$	nur SEE mit Energieträger B01, B02, B03, B04, B05, B06, B09, B10, B12, B14, B15, B7, B20, Z02						Warnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	8.2
P22	PlaDa	Wenn eine Position der Zeitreihe PROD einer SR in einer Viertelstunde größer gleich der korrespondierenden Position von P_{min}: Die Position der Zeitreihe PROD in der jeweiligen Viertelstunde muss gleich sein wie: Summe aus den korrespondierenden Positionen der Zeitreihen max(P_{min},SVER), PRLneg, SRLneg, MRLneg, BESneg, RDVneg, wRDVneg	Wenn PROD ≥ P_{min}, dann $\lvert PROD - (\max(P_{min},SVER) + PRLneg + SRLneg + MRLneg + BESneg + RDVneg + wRDVneg)\rvert \leq 0{,}01 * P_{max}$	nur SEE						Warnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	8.1

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P23	PlaDa	Wenn eine Position der Zeitreihe PROD einer SR in einer Viertelstunde größer gleich der korrespondierenden Position von P_{min}: Das Minimum der Positionen der Zeitreihen P_{max} und P_{dar} in der jeweiligen Viertelstunde muss gleich sein wie: Summe aus den korrespondierenden Positionen der Zeitreihen PROD, PRLpos, SRLpos, MRLpos, BESpos, RDVpos	wenn PROD ≥ P_{min}, dann $\lvert Min(P_{max}, P_{dar}) - (PROD + PRLpos + SRLpos + MRLpos + BESpos + RDVpos)\rvert \leq 0{,}01 * P_{max}$	nur SEE mit Energieträger B16, B18, B19						Warnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	8.3
P24	PlaDa	Für SR mit dem Energieträger Solarenergie muss PROD zwischen 22:00 und 04:00 Ortszeit gleich Null sein		ja			ja			Warnung	ex-ante	DP	Plausibilität	1	
P25	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe P_{min} müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Die Positionen der Zeitreihe P_{max} in der jeweiligen Viertelstunde	$P_{min} \leq 1{,}01 * P_{max}$	ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	3.2

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P26	PlaDa	Wenn Fahrbare_Mindesterzeugungsleistung der SR größer Null, gilt: Wenn eine Position der Zeitreihe P_{max} in einer Viertelstunde größer Null, muss die korrespondierende Position der Zeitreihe P_{min} auch größer Null sein	Wenn Fahrbare_Mindesterzeugungsleistung > 0: Wenn $P_{max} > 0$, dann $P_{min} > 0$	ja			ja			Warnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	3.1
P27	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe P_{dar} einer SR müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Die Positionen der Zeitreihe P_{max} in der jeweiligen Viertelstunde	$P_{dar} <= 1,05 * P_{max}$	nur SEE mit Energieträger B16, B18, B19	ja	ja	nur SEE mit Energieträger B16, B18, B19	ja	ja	Warnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	10
P38	PlaDa	Es darf in jeder Viertelstunde nur einer der beiden Zeitreihenwerte RDA_pos oder RDA_neg ungleich Null sein		ja	ja		ja	ja		Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P29	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe V_{min} einer SR müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Die Positionen der Zeitreihe V_{max} in der jeweiligen Viertelstunde	$V_{min} \leq 1{,}01 * V_{max}$	nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für CR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für CR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	6.2
P30	PlaDa	Die Positionen der Zeitreihe VERB einer SR müssen in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Die Positionen der Zeitreihe V_{max} in der jeweiligen Viertelstunde	$VERB \leq 1{,}01 * V_{max}$	nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für CR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für SG, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	nur für CR, die mind. eine TR mit dem Typen „SSE“ enthalten	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	6.1
P31	PlaDa	Die gelieferten Positionen müssen innerhalb des angegebenen TimeIntervals sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP57
P32	PlaDa	Die DocumentVersion muss aufsteigend sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP02

Kennung	Datei-typ	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell			Gültigkeit für Prognosemodell			Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[45]
				SR[46]	SG	CR	SR[47]	SG	CR						
P33	PlaDa	Bereits gemeldete Positionen für eine vergangene Viertelstunde (basierend auf DocumentDateTime) dürfen nicht gegenüber der letzten akzeptierten Version des Dokuments geändert werden		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PP25_2
P34	PlaDa	Jede Zeitreihe (identifiziert durch ResourceObject, BusinessType, Direction, AcquiringArea und ConnectingArea) darf nur einmal in der Datei enthalten sein		ja	ja	ja	ja	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PP30

3154

3155

ENTWURF

3156 B 2 Prüfregeln Qualitätssicherung für marktbedingte Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten

Kennung	Dateityp	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell	Gültigkeit für Prognosemodell	Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[48]
				SR	SR						
N01	NiBa/mbA	Es muss ein gültiger Ressourcen-ID für die Ressource angegeben werden. Es müssen Stammdaten zu diesem Code existieren		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO22
N02	NiBa/mbA	In einem Dokument darf nur eine (technische oder steuerbare) Ressource enthalten sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO50
N03	NiBa	Eine Nichtbeanspruchbarkeit (A80/A76) muss spätestens zum dritten Werktag nach Beginn der in der Meldung enthaltenen Nichtbeanspruchbarkeit vorliegen		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	PO56
N04	mbA	Eine marktbedingte Anpassung (A67) darf nicht für vergangenen Tage gemeldet werden			ja	Warnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	
N05	NiBa/mbA	Das timeInterval einer Nichtbeanspruchbarkeit (A80/A76) darf maximal ein Jahr nach dem Wert aus createdDateTime liegen. Das timeInterval einer marktbedingten Anpassung (A67) darf maximal eine Woche nach dem Wert aus createdDateTime liegen		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	PO57
N06	NiBa/mbA	Wenn docStatus einen Wert enthält (Stornierung), darf keine Zeitreihe übermittelt werden. Ansonsten muss mindestens eine Zeitreihe übermittelt werden		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO25

[48] Connect+ / ÜNB

Kennung	Dateityp	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell SR	Gültigkeit für Prognosemodell SR	Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[48]
N07	NiBa/mbA	Das angegebene timeInterval muss genau einem Erfüllungstag entsprechen		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO48
N08	NiBa/mbA	Die gelieferten Positionen müssen innerhalb des angegebenen TimeIntervals sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO43
N09	NiBa/mbA	Jede Position (Viertelstunde) einer Zeitreihe darf nur genau einmal vorhanden sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO30
N10	NiBa/mbA	Die Position 1 einer Zeitreihe muss immer vorhanden sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Vollständigkeit	1	PO42
N11	NiBa	Das Maximum der Positionen der Nichtbeanspruchbarkeiten auf die Produktion (type A80) einer TR in einer Datei muss in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Nettonennleistung_Prod der TR	∑NiBa_Prod ≤ ∑P_Stamm_Nettonennleistung_Prod_TRs	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	5.1
N12	NiBa	Das Maximum der Positionen der Nichtbeanspruchbarkeiten auf den Verbrauch (type A76) einer TR (type NiBa) in einer Datei muss in jeder Viertelstunde kleiner gleich sein als: Nettonennleistung_Verb der TR	∑NiBa_Verb ≤ ∑P_Stamm_Nettonennleistung_Verb_TRs	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	5.1
N13	mbA	Marktbedingte Anpassungen dürfen nur für SR mit dem Energieträger Solar, Offshore oder Onshore gesendet werden			nur SEE mit Energieträger B16, B18, B19	Ablehnung	ex-ante	DP	Plausibilität	1	12.1
N14	NiBa/mbA	sender_MarketParticipant.mRID, type, businessType, production_RegisteredResources.pSRType.powerSystemResources.mRID, bzw. Asset_RegisteredResource und Reason.code müssen gegenüber vorherigen Version des Dokuments gleich bleiben		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO01

Kennung	Dateityp	Prüfregel Beschreibung	Formel	Gültigkeit für Planwertmodell SR	Gültigkeit für Prognosemodell SR	Konsequenz	Prüfzeitpunkt	Verantwortliche Marktrolle	Zuordnung zu Qualitätskriterien	Prozessüberarbeitung Iteration	bisher genutzter Code[48]
N15	NiBa/mbA	Die revisionNumber muss aufsteigend sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO02
N16	NiBa/mbA	Es dürfen ausschließlich Zeitreihen mit unterschiedlichen ReasonCodes in einer Datei zusammengefasst werden, die über denselben type (A67, A76, A80) gemeldet werden können		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO51
N17	NiBa/mbA	Die quantity jeder Position muss kleiner gleich gleich sein als: Nettonennleistung_Prod der TR, bzw. Summe der Nettonennleistung_Prod der enthaltenen TR	NiBa_Prod ≤ ∑P_Stamm_Nettonennleistung_Prod_TRs NiBa_Verb ≤ ∑P_Stamm_Nettonennleistung_Verb_TRs	ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO32
N18	NiBa/mbA	Bei einer Stornierung muss eine vorherige Dokumentenversion vorliegen		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO46
N19	NiBa/mbA	Eine bereits stornierte Meldung (identifiziert durch mRID) darf nicht geändert werden		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Konsistenz	1	PO36
N20	NiBa/mbA	Meldungen, die in der Vergangenheit liegen, dürfen nicht storniert werden		ja	ja	Warnung	ex-ante	DP	Pünktlichkeit	1	PO37
N21	mbA	Bereits gemeldete Positionen für eine vergangene Viertelstunde (basierend auf DocumentDateTime) dürfen nicht gegenüber der letzten akzeptierten Version des Dokuments geändert werden			ja	Warnung	ex-ante	DP	Aktualität	1	
N22	NiBa/mbA	Die quantity jeder Position muss positiv sein		ja	ja	Ablehnung	ex-ante	DP	Plausibilität	1	PO33

3157

C. Anhang Speicher

C 1 Beispielhafte SR-Bildungen

C 1.1 Graustromspeicher Standalone

Merkmale:

- Netzgekoppelter Speicher mit erzeugender und verbrauchender MaLo.
- Eine oder mehrere TR-SSE.
- Keine zugehörigen Stromerzeugungs- oder Verbrauchseinheiten.
- Bezug und Einspeisung aus bzw. in das öffentliche Netz möglich.

SR-Bildung:

- Alle TR-SSE sind zu einer gemeinsamen SR zusammenzufassen.

Redispatch-Einsatz:

- Die SR kann grundsätzlich für sämtliche zulässigen Redispatch-Abrufarten eingesetzt werden.

ENTWURF

C 1.2 Graustromspeicher Colocation – Verbrauch

Merkmale:

- Netzgekoppelter Speicher mit verbrauchender MaLo; sofern eine Einspeisung erfolgt mit erzeugender Malo.
- Netzgekoppelter Speicher mit zugeordneten Verbrauchseinheiten (SVE), die derselben verbrauchenden MaLo angehören.
- Keine zugehörigen Stromerzeugungseinheiten.
- Bezug aus dem öffentlichen Netz; Einspeisung in das öffentliche Netz möglich.
- Selbstversorgung ist bei der Planungsdatenlieferung durch den Speicher bereits berücksichtigt.

SR-Bildung:

- TR-SSE und SVE sind entsprechend den allgemeinen Bildungsregeln zu einer gemeinsamen SR zusammengefasst.

Redispatch-Einsatz:

- Durch die gemeinsame SR-Bildung wird die netzwirksame Leistungsänderung am Netzanschlusspunkt adressiert und das Risiko zusätzlicher Entschädigungsansprüche reduziert.

C 1.3 Graustromspeicher Colocation – Erzeugung

Merkmale:

- Netzgekoppelter Speicher mit zugeordneten Stromerzeugungseinheiten; Bezug aus dem öffentlichen Netz möglich.
- Gemeinsame oder separate Mess- und Marktlokationskonzepte möglich.
- Selbstversorgung und regulatorische Vorgaben zur Kostenveranlagung sind zu beachten.

SR-Bildung:

- Bei Graustromspeichern sind TR-SSE und TR-SEE aufgrund der in der Regel unterschiedlichen Kostenstrukturen grundsätzlich in getrennten SR zu führen.
- Eine gemeinsame SR ist nur zulässig, soweit die regulatorischen Anforderungen erfüllt werden und keine unzulässige Vermischung unterschiedlicher Kostenregime erfolgt.

Redispatch-Einsatz:

- Selbstversorgung kann nur dann im Rahmen der Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen berücksichtigt werden, wenn sie entsprechend über Planungsdaten kommuniziert wird.

ENTWURF

C 1.4 Grünstromspeicher

Merkmale:

- Netzgekoppelter Speicher mit zugeordneten Stromerzeugungseinheiten mit Erzeugung ausschließlich aus Erneuerbaren Energien (EE).
- Ausschließlich Einspeisung in das öffentliche Netz möglich.
- Beladung des Speichers nur durch EE; Einspeisung des Speichers und der Stromerzeugungseinheit in das öffentliche Netz.
- Gemeinsame oder separate Mess- und Marktlokationskonzepte möglich.
- Selbstversorgung ist bei der Planungsdatenlieferung durch den Speicher bereits berücksichtigt.

SR-Bildung:

- Bei Grünstromspeichern sind TR-SSE und TR-SEE aufgrund der gleichen Kostenstrukturen und bei Nutzung einer gemeinsamen erzeugende MaLo zu einer SR zusammenzufassen.
- Sofern aufgrund des Messkonzepts Speicher und Erzeugungseinheiten über voneinander abweichende Einspeise-Malos verfügen, erfolgt die Zuordnung einer SR gemäß den Regeln der Anlage BK6-23-241 (BilAReM).

Redispatch-Einsatz:

- Durch die gemeinsame SR-Bildung wird die netzwirksame Leistungsänderung am Netzanschlusspunkt adressiert und das Risiko zusätzlicher Entschädigungsansprüche reduziert.

C 2 Fallbeispiel: Planungsdaten eines Speichers vor und nach Redispatch

C 2.1 Annahmen

Parameter	Wert
W_{netto}, nutzbare Speicherkapazität	100 MWh
W_{min}, untere Füllstandsgrenze	0 MWh
W_{max}, obere Füllstandsgrenze	100 MWh
P_{nenn}/V_{nenn}, Nennleistung je Betriebsrichtung	50 MW
P_{max}, maximale Ausspeicherleistung	50 MW
V_{max}, maximale Einspeicherleistung	50 MW
P_{min} / $V_{min,}$ untere/obere Leistungsgrenze	0 MW
$W_{plan,t}$, Füllstand zum Zeitpunkt t	50 MWh
η, Wirkungsgrad	80 %
+SRL, positive SRL	5 MW
-SRL, negative SRL	5 MW
Betrachtungszeitraum	3 Stunden
Zeitraster	15 Minuten
Redispatch-Zeitraum	01:00 bis 02:00 Uhr
P_{Delta}, Deltaanweisung	+30 MW

ENTWURF

C 2.2 Berechnungslogik

Betriebspunkt

Betriebspunkt = PROD oder - VERB

- Ausspeichern: positiver Betriebspunkt
- Einspeichern: negativer Betriebspunkt

Redispatchvermögen unter Berücksichtigung der SRL

Die SRL reserviert in beiden Richtungen jeweils 5 MW des verfügbaren Leistungsbandes. Für das vereinfachte Fallbeispiel gilt daher:

- **+RDV = P_{max} − VERB − +SRL**
- **−RDV = VERB + V_{max} − −SRL**

Bei einem ursprünglichen Betriebspunkt von −20 MW ergibt sich:

- +RDV = 50 − (−20) − 5 = **65 MW**
- −RDV = −20 + 50 − 5 = **25 MW**

Damit gilt:

- **+RDV + −RDV + +SRL + −SRL = 65 + 25 + 5 + 5 = 100 MW**

ENTWURF

Die SDL- und RDV-Zeitreihen teilen sich den verfügbaren Leistungsraum des Speichers.

Füllstandsfortschreibung

Der Wirkungsgrad wird beim Einspeichern berücksichtigt. Beim Ausspeichern wird der Füllstand unmittelbar um die ins Netz abgegebene Energie reduziert:

W(t+1) = W(t) + η × VERB(t) × 0,25 h − PROD(t) × 0,25 h

Bei VERB = 20 MW und η = 80 % steigt der Füllstand je Viertelstunde um:

0,8 × 20 MW × 0,25 h = 4 MWh

Bei PROD = 40 MW sinkt der Füllstand je Viertelstunde um:

40 MW × 0,25 h = 10 MWh

C 2.3 Arbeitsvolumenpuffer

Für SRL wird das Arbeitsvolumen für eine Stunde bestimmt. Bei einer über den Betrachtungszeitraum konstanten SRL von 5 MW ergibt sich:

Positive SRL : $W_{+SRL} = 5\ MW \times 1\ h = 5\ MWh$

Negative SRL: $W_{-SRL} = \eta \times 5\ MW \times 1\ h = 0{,}8 \times 5\ MW \times 1\ h = 4\ MWh$

Damit gelten im Beispiel:

$$W_{PROD} = \max(W_{plan} - 5\ MWh - W_{min};\ 0)$$

$$W_{VERB} = \max(W_{max} - 4\ MWh - W_{plan};\ 0)$$

Der positive SRL-Puffer reduziert das für Redispatch-Ausspeicherung verfügbare Arbeitsvolumen. Der negative SRL-Puffer reduziert das für Redispatch-Einspeicherung verfügbare Arbeitsvolumen.

ENTWURF

C 2.4 Planungsdaten vor Redispatch

Leistungsraum

Alle Werte in MW.

Viertelstunde	PROD	VERB	PROD/VERB	+SRL	−SRL	+RDV	−RDV	+RDA	-RDA
00:00–00:15	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:15–00:30	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:30–00:45	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:45–01:00	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
01:00–01:15	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
01:15–01:30	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
01:30–01:45	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
01:45–02:00	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
02:00–02:15	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:15–02:30	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:30–02:45	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:45–03:00	40	0	+40	5	5	5	85	0	0

Bei PROD = 40 MW verbleiben unter Berücksichtigung von +SRL = 5 MW nur noch 5 MW positives RDV:

+RDV = 50 − 40 − 5 = 5 MW

In negativer Richtung stehen zur Verfügung:

−RDV = 40 + 50 − 5 = 85 MW

Energieraum

Alle Werte in MWh. W_{plan}, W_{PROD} und W_{VERB} gelten jeweils am Anfang der angegebenen Viertelstunde.

Zeitpunkt	W_{plan}	W_{+SRL}	W_{-SRL}	W_{PROD}	W_{VERB}
00:00	50	5	4	45	46
00:15	54	5	4	49	42
00:30	58	5	4	53	38
00:45	62	5	4	57	34
01:00	66	5	4	61	30
01:15	70	5	4	65	26
01:30	74	5	4	69	22
01:45	78	5	4	73	18
02:00	82	5	4	77	14
02:15	72	5	4	67	24
02:30	62	5	4	57	34
02:45	52	5	4	47	44
03:00	42	5	4	37	54

W_{-SRL} ergibt sich aufgrund des Wirkungsgrads von 0,8 zu 4 MWh.

Ohne Redispatch endet der Speicher nach drei Stunden bei einem Füllstand von **42 MWh**.

ENTWURF

C 2.5 Redispatch-Abruf

Der Netzbetreiber übermittelt ein ACO mit folgendem Inhalt:

Merkmal	Wert
Abrufart	positives Gesamtdelta
ACO-Wert	+30 MW
Zeitraum	01:00 bis 02:00 Uhr
ursprünglicher VERB	−20 MW
resultierender PROD	+10 MW

Berechnung:
−20 MW + 30 MW = +10 MW
Die aktualisierten Planungsdaten enthalten während der Maßnahme daher:

- PROD = 10 MW
- VERB = 0 MW
- +RDA = 30 MW

Das ACO ist die Anforderung des NB. Die RDA-Zeitreihe bestätigt anschließend in den Planungsdaten die Änderung gegenüber den ursprünglichen Planwerten. Nach einem Redispatch-Abruf sind die Planungsdaten zu aktualisieren.

ENTWURF

C 2.6 Planungsdaten nach Redispatch

Leistungsraum

Viertelstunde	PROD	VERB	PROD/VERB	+SRL	−SRL	+RDV	−RDV	+RDA	-RDA
00:00–00:15	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:15–00:30	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:30–00:45	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
00:45–01:00	0	20	−20	5	5	65	25	0	0
01:00–01:15	10	0	+10	5	5	35	55	30	0
01:15–01:30	10	0	+10	5	5	35	55	30	0
01:30–01:45	10	0	+10	5	5	35	55	30	0
01:45–02:00	10	0	+10	5	5	35	55	30	0
02:00–02:15	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:15–02:30	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:30–02:45	40	0	+40	5	5	5	85	0	0
02:45–03:00	40	0	+40	5	5	5	85	0	0

Während der Maßnahme gilt:

- +RDV = 50 − 10 − 5 = **35 MW**
- −RDV = 10 + 50 − 5 = **55 MW**

Kontrollrechnung:
35 + 55 + 5 + 5 = 100 MW

Energieraum

Während des Redispatch wird der Speicher mit 10 MW ausgespeichert. Der Füllstand sinkt je Viertelstunde um:
10 MW × 0,25 h = 2,5 MWh

Zeitpunkt	W_{plan}	W_{+SRL}	W_{-SRL}	W_{PROD}	W_{VERB}
00:00	50	5	4	45	46
00:15	54	5	4	49	42
00:30	58	5	4	53	38
00:45	62	5	4	57	34
01:00	66	5	4	61	30
01:15	63,5	5	4	58,5	32,5
01:30	61	5	4	56	35
01:45	58,5	5	4	53,5	37,5
02:00	56	5	4	51	40
02:15	46	5	4	41	50
02:30	36	5	4	31	60
02:45	26	5	4	21	70
03:00	16	5	4	11	80

ENTWURF

Nach Redispatch endet der Speicher bei einem Füllstand von **16 MWh**.

C 2.7 Vergleich am Ende der Redispatch-Maßnahme

Größe um 02:00 Uhr	Vor Redispatch	Nach Redispatch	Differenz
W_{plan}	82 MWh	56 MWh	−26 MWh
W_{PROD}	77 MWh	51 MWh	−26 MWh
W_{VERB}	14 MWh	40 MWh	+26 MWh

Ohne Redispatch wäre in der zweiten Stunde Energie eingespeichert worden:
0,8 × 20 MW × 1 h = 16 MWh
Mit Redispatch werden stattdessen ausgespeichert:
10 MW × 1 h = 10 MWh
Gesamtdifferenz:
16 MWh + 10 MWh = 26 MWh

C 2.8 Zulässigkeitsprüfung

Leistungsraum

Zu Beginn der Maßnahme beträgt das positive RDV unter Berücksichtigung der SRL:
+RDV = 65 MW
ACO-Anforderung:
+30 MW
Somit gilt:
30 MW ≤ 65 MW

ENTWURF

Die Maßnahme bleibt im verfügbaren Leistungsraum.

C 2.9 Ergebnis

Nach dem positiven ACO-Delta von 30 MW beträgt der Betriebspunkt +10 MW. Die aktualisierten Planungsdaten weisen dann aus:

- PROD = 10 MW
- VERB = 0 MW
- +RDA = 30 MW
- +SRL = 5 MW
- −SRL = 5 MW
- +RDV = 35 MW
- −RDV = 55 MW

ENTWURF

Ansprechpartnerinnen

Lilli Martens
Abteilung Regulierung und Marktkommunikation / Fachgebietsleiterin
Telefonnummer.: +49 30 300199-1364
lilli.martens@bdew.de

Hannah Seiß
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration / Fachgebietsleiterin
Telefonnummer.: +49 30 300199-1313
hannah.seiss@bdew.de

Yannik Simstich
Abteilung Energienetze und Regulierung / Fachgebietsleiter
Telefonnummer.: +49 30 300199-1126
yannik.simstich@bdew.de

Patrick Wenzel
Abteilung Energienetze und Regulierung / Fachgebietsleiter
Telefonnummer.: +49 30 300199-1118
patrick.wenzel@bdew.de

3342

ENTWURF