

Berlin, 22. Juli 2021

bdew
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Anwendungshilfe

Redispatch 2.0: Häufig Ge- stellte Fragen und Antworten

Version: 1.1

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärme- absatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Seite 1 von 40

Vorwort

Das System des Redispatch 2.0 beinhaltet für alle betroffenen Akteure viele neue Elemente und ist ohne Zweifel komplex. Vor diesem Hintergrund werden in BDEW-Workshops, BDEW-Webinaren oder auch im direkten Austausch mit unseren Mitgliedsunternehmen immer wieder Fragen an den Verband gerichtet. Der BDEW hat bereits diverse Unterlagen zur Unterstützung der Mitgliedsunternehmen bereitgestellt – abrufbar unter <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/> – wie einzelnen Aspekte zu verstehen bzw. in der Praxis anzuwenden sind.

Um die Branche bei der Umsetzung des neuen Redispatch noch besser unterstützen zu können, haben wir häufig gestellte Fragen in diesem Dokument gesammelt und beantwortet. Die Veröffentlichung dieses Dokuments verfolgt damit das Ziel der transparenten Konkretisierung von Aspekten im Kontext Redispatch 2.0 und – wie eingangs erwähnt – die Klärung auftretender Fragen.

Das Dokument selbst baut dabei auf den Inhalten und Definitionen der Festlegung der Bundesnetzagentur und den entsprechenden Dokumenten des BDEW zum Thema Redispatch 2.0 auf. Grundkenntnisse über die Abläufe des neuen Redispatchregimes wurden daher bei der Beantwortung der Fragen vorausgesetzt.

Es sei darauf hingewiesen, dass sich dieses Dokument stetig weiterentwickelt und um weitere häufig gestellte Fragen und die zugehörigen Antworten ergänzt wird. Zudem stehen Ihnen die BDEW-Mitarbeiter für Fragen weiterhin gerne zur Verfügung.

Für Fragen rund um Fristen wird auf die die entsprechenden Festlegungen, Leitfäden und die BDEW-Branchenlösung RD 2.0 verwiesen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	2
Abkürzungsverzeichnis	9
Fragen aus der Branche	11
I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE.....	11
1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte.....	11
1.1. Worum handelt es sich bei dem Projekt DA/RE? Wie verhält sich dieses zur BDEW- Branchenlösung?	11
1.2. Was ist das Netzbetreiberprojekt „Connect+“?	11
1.3. Sind die Anlagen > 10 MW, die direkt bei den ÜNB angeschlossen sind und aktuell über Redispatch 1.0 abgewickelt werden, in den Redispatch-2.0-Prozess (Planwertmodell) zu überführen?	12
1.4. Woran sind die Unterschiede zwischen Data Provider (DP) und Postverteilzentrum (PVZ) festzumachen?	12
1.5. Soll das PVZ/der DP ebenfalls für die nach der VDE-AR-N-4140 notwendigen Daten genutzt werden?	12
1.6. Gibt es beim DP ähnlich wie bei der GPKE eine Zustellbestätigung?	13
1.7. Kann man jederzeit auf die Informationen des DP zugreifen (als Datenbank)?	13
1.8. Welche relevanten Datenwege werden nicht über Connect+ dargestellt?	13
1.9. Wie relevant sind Redispatch-2.0-Prozesse für ISMS Scope nach IT-Sicherheitskatalog?	13
1.10. Muss sich der NB oder ANB um eine Redundanz für die Anlage kümmern? Wie kann beispielsweise eine an die Stromerzeugung gekoppelte Wärmeerzeugung berücksichtigt werden?	13
1.11. Wie ist das Verhältnis zu Anlagen, die Regelenergie zur Verfügung stellen?	13
1.12. Unterliegen Anlagen, die Regelenergie erbringen, einer Flexbeschränkung und wer spricht diese aus?	14
1.13. Werden alle Anlagen < 100 kW berücksichtigt?	14
1.14. Ist es schon entschieden ob die Data Provider zukünftig genutzt werden? Oder übernehmen diese Aufgabe die ÜNB?	14
1.15. Wie lautet die genaue Definition einer Technischen Ressource?	14
1.16. Soll die Ausübung des Vetorechts über den Dataprovider erfolgen?	15

1.17. Inwieweit wird zukünftig eine Umrüstung der Steuerungstechnik bei allen Anlagen notwendig sein?	15
1.18. Wenn mehrere technische Ressourcen (TR) zu einer steuerbaren zusammengefasst werden, wird dann trotzdem jede TR einzeln betrachtet?	16
1.19. Wer bestimmt das Redispatch-Vermögen einer Anlage?	16
2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB)17	
2.1. Was umfasst die Information "Redispatchpotenzial", welche vom ANB an das NKK gemeldet wird?	17
2.2. Wenn der NB beim EIV eine geplante Reduzierung anmeldet, passt dann der EIV seinen Fahrplan an und muss der NB dazu den bilanziellen Ausgleich machen?	17
2.3. Wer ist für den Fahrplan einer direktvermarkteten PV-Anlage verantwortlich?	17
2.4. Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtverfügbarkeiten bei den Anlagenbetreibern?	17
2.5. Wie wird mit den Vorlaufzeiten zur Lieferung von Planungsdaten umgegangen?	17
2.6. Was ist die Bezugsgröße einer Sollwert-Anweisung in %?	18
2.7. Kann der ANB die TR-ID und die SR-ID selbst beantragen und zuordnen und diese dem EIV oder Anlagenbetreiber rechtzeitig vor der initialen Stammdatenmeldung mitteilen?	18
2.8. Wie werden Stammdaten zur Berechnung der Ausfallarbeit ausgetauscht?	18
2.9. Gehören enthaltene TR in SR und MaLo Anlagenschlüssel zu Stammdaten?	19
2.10. Muss ein Netzbetreiber zwingend die neuen MaBiS Meldungen zur Ausfallarbeit gemäß Anlage 3 zum Beschluss BK6-20-059 versenden?	19
3. Use Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung	19
3.1. Wann müssen marktbedingte Abregelungen vom EIV gemeldet werden? Und gibt es Unterschiede zwischen den Modellen?	19
3.2. Wie wird auf eventuelle Intraday-Prozess-Abweichungen reagiert?	19
4. Abrufprozess	20
4.1. In welchem Zeithorizont müssen Redispatch-Abrufe ablaufen?	20
4.2. Was passiert, wenn eine angewiesene Anlage nicht reagiert?	20
4.3. Bedeutet "Erfordernis zur HKN-Beschaffung", dass bei Abschaltung von EE vor dem Engpass und Hochfahren eines konventionellen Kraftwerks dahinter zusätzliche HKN generiert werden müssen?	20
4.4. Ist für Anlagen im Prognosemodell der EIV mit dem ANB gleichzusetzen, weil dieser die Anlage steuert?	20

4.5. Werden Anlagen bei einem Rundsteuerbefehl zu einer SR zusammengefasst?	21
4.6. Wenn der Direktvermarkter EIV ist, erfolgt dann im Aufforderungsfall das Reduzierungssignal über die Steuereinrichtung des NB (z.B. FWA) oder die separate Fernsteuertechnik?	21
4.7. Finden bei der etwaigen Zuteilung von RD1.0 auf HöS-Ebene bei EE- Anlagen die Wahlmöglichkeiten der BTR/EIVs (Bilanzierung / Abrufmodell / Abrechnung) Anwendung?	21
5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall	21
5.1. Wer legt fest, ob sich Anlagen im Duldungs- oder im Aufforderungsfall befinden?	21
5.2. Müssen Anlagen mit Rundsteuer-Empfängertechnik in den Duldungsfall?	21
5.3. Müssen Anlagen, die derzeit mit TRA (Tonfrequenz-Rundsteueranlagen) in größeren Gruppen zusammengefasst sind, für den Duldungsfall eine Einzelansteuerung realisieren?	22
5.4. Wenn AB den Duldungsfall wünscht, muss der NB dann die Steuerung organisieren? ..	22
5.5. Was passiert, wenn im Aufforderungsfall die Anweisung eines NB zu einer Maßnahme fehlerhaft ist und dementsprechend die Redispatch-Maßnahme nicht durchgeführt werden kann?	22
II. ENERGETISCHER AUSGLEICH	23
1. Allgemein	23
1.1. Müssen sich Ausgleichsfahrplan und abrechnungsrelevante Ausfallarbeit immer entsprechen oder kann es auch zu Abweichungen kommen?	23
1.2. Wird die ausgeglichene Energie auch in der EEG-Jahresmeldung ggü. den ÜNB berücksichtigt?	23
III. BILANZKREISMONITORING	24
1. Allgemein	24
1.1. Ist für die Fahrplanmeldung des Abrufs im Planwertmodell durch den BKV auf die FC-CONS bzw. FC-PROD anzupassen?	24
IV. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE	25
1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“	25
1.1. Was ist der Vorteil für den Anlagenbetreiber im Planwertmodell?	25
1.2. Ist jede Anlage, deren erzeugter Strom direkt vermarktet wird, im Planwertmodell bzw. im konventionellen Redispatch?	25

1.3. Inwieweit haben insbesondere EE-Anlagen, die steuerbar sind, überhaupt eine Wahl zwischen den Modellen?	25
2. Bilanzierungsprozesse	25
2.1. Warum hat man sich zum 01.10.2021 nicht erstmal auf ein Standardmodell als Übergangsszenario geeinigt?	25
2.2. In welcher Beziehung stehen die Bilanzierungsmodelle (Planwert-, Prognosemodell) und die Abrechnungsvarianten zueinander? Wann ist welche Abrechnungsvariante möglich/geplant?	25
2.3. Wie wird der bilanzielle Ausgleich nach Anmeldung der FC-RD Zeitreihe durchgeführt?	26
2.4. Wie wird der Redispatch-BK gekennzeichnet? Durch Anmeldung beim ÜNB, analog der Grünstrombilanzkreise zur MPM-Bewirtschaftung?	26
3. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell	26
3.1. Welche Genauigkeiten verspricht man sich im Prognosemodell bei Planungshorizont D-1 oder gar D-2?	26
3.2. Können fahrplanfähige Anlagen (Biogas, KWK) in das Prognosemodell gehen?	26
3.3. Muss der Redispatch-BK immer fahrplantechnisch bewirtschaftet werden? Oder kann der Ausgleich auch (wie in allen anderen Fällen) über den übergeordneten Bilanzkreis erfolgen?	26
3.4. Trifft es zu, dass der Redispatch-BK des VNB analog der Verlust- / Differenzbilanzkreise gehandhabt wird und die Mengen bilanziell über die MaBis-Prozesse (AAÜZR) einfließen?	27
V. ABRECHNUNG	28
1. Übermittlung von meteorologischen Daten	28
1.1. Sind Wetterdaten Messungen oder Prognosen?	28
1.2. Wie wird mit nicht weiterzugebenden Wetterdaten umgegangen?	28
2. Use Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit	28
3. Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfordernden Netzbetreiber	28
3.1. Welche Folge hat es, wenn der Marktwert und der ID _{AEP} nicht übereinstimmen?	28
3.2. Müssen Direktvermarkter die Marktwerte an Anlagenbetreiber auf Basis der Lieferantensummenzeitreihen auszahlen?	28
3.3. Wenn die Strommenge zum energetischen Ausgleich über den Strommarkt bei schwankenden Strompreisen eingekauft werden muss und der Anlagenbetreiber einen festen Vergütungssatz erhält, inwieweit wirkt sich das nachteilig für den NB aus?	28

3.4. Wie werden zusätzlichen Kosten/Aufwendungen für die Datenlieferung auf Seiten der AB/DV ausgeglichen? Werden die Implementierungskosten auch für Direktvermarkter übernommen?.....	29
VI. DATENBEDARFE	30
1. Allgemein.....	30
1.1. Muss bei Anlagen, die Teil eines „Virtual Power Plant“ sind, der Anlagenbetreiber die Planungsdaten liefern oder der Aggregator?.....	30
1.2. Sind technische Anforderungen für den Datenaustausch definiert?	30
1.3. Welche Daten fallen unter Echtzeitdaten, die für den RD 2.0 benötigt werden?.....	30
1.4. Entfällt mit RD2.0 die Meldung der Kraftwerkseinsatzdaten (für Anlagen > 10 MW) an den ÜNB?	30
1.5. Müssen initiale Basisdaten bei Wechsel des EIVs (bzw. bei Wechsel des Direktvermarkters) erneut gesendet werden?	30
2. Echtzeitdaten	31
2.1. Wie scharf muss die Auflösung der Echtzeitdaten sein?	31
2.2. Wie verarbeiten die Netzbetreiber das hohe Datenvolumen und wird es in der Praxis stets notwendig sein, Echtzeitdaten, orientiert an der SOGL, zu liefern?.....	31
2.3. Werden Echtzeitdaten von Biogasanlagen angefordert, die flexibel nach Marktlage einspeisen (Vermarktung Intraday-Handel)? Sind auch Echtzeitdaten von Biogasanlagen notwendig, sofern diese marktgerecht einspeisen (Intraday-Vermarktung)?	31
VII. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK)	32
1. Allgemein.....	32
1.1. Wie wird bei zeitgleichem Engpass beim ANB und einem oder mehreren anderen NB priorisiert?.....	32
1.2. Wie wird künftig im Rahmen des Redispatch 2.0 mit Abregelungen aufgrund von geplanten Netzzustandhaltungs- und Netzausbaumaßnahmen umgegangen?.....	32
1.3. Gibt es eine detaillierte Beschreibung für Flexdaten-Objekte mit allen nötigen Stamm- und Bewegungsdaten?	33
2. Netztechnische Wirksamkeit	33
2.1. Wird für NB ohne Engpässe eine monatliche Netzberechnung ausreichen?	33
2.2. Wie wird die Netzzustandsanalyse berechnet und wie häufig müssen Netzbetreiber diese durchführen?.....	34
2.3. Werden neben der Netztopologie weitere Einflüsse bei der netztechnischen Wirksamkeit berücksichtigt?	35

2.4. Was ist unter „Bändern“ im Kontext der netztechnischen Wirksamkeit zu verstehen? ...	35
3. Cluster-Ressource (CR).....	35
3.1. Werden Anlagen (Flex-Ressourcen) einmalig, je nach Wirksamkeit/Kosten auf den Engpass, durch den jeweiligen ANB geclustert?	35
3.2. Warum ist ein NB daran interessiert, Cluster zu bilden?	36
3.3. Wie soll die interne Abrufreihenfolge gestaltet werden, die z. B. für eine Anlagen-Clusterung nötig ist?	36
3.4. Muss die Auswahl der steuerbaren Ressource aus dem Cluster durch den ausführenden NB diskriminierungsfrei bspw. rollierend erfolgen?.....	36
3.5. Was sind die Anforderungen an Cluster-Ressourcen im Falle eines Redispatch-2.0-Abrufs?	36
3.6. Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?	38
3.7. Wer ist für den energetischen Ausgleich eines Clusters zuständig?.....	38
VIII. Änderungshistorie	39

Abkürzungsverzeichnis

Kürzel	Ausgeschrieben
AAÜZ	Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
AB	Anlagenbetreiber
ACK	Acknowledgements (Empfangs- und Prüfbestätigung)
ANB	Anschlussnetzbetreiber
BiKo	Bilanzkreiskoordinator
BK	Beschlusskammer
BKA	Bilanzkreisabrechnung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMVO	Binnenmarktverordnung Strom
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTR	Betreiber einer technischen Ressource
DP	Data Provider
DV	Direktvermarkter
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EIV	Einsatzverantwortlicher
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESS	ENTSO-E Scheduling-System
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FC-CONS	Verbrauchsfahrpläne
FC-PROD	Einspeisefahrpläne
FP	Fahrplan
FWA	Fernwärmeanlagen
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GLDPM	Generation and load data provision methodology
HKN	Herkunftsnachweis

ISMS	Information Security Management System
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Lieferant
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MbA	Marktbedingte Anpassung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NKK	Netzbetreiberkoordinationskonzept
PV	Photovoltaik
PVZ	Postverteilzentrum
RD	Redispatch
RDA	Redispatch-Abruf/-Anweisung
RDV	Redispatch-Vermögen
SEE	Stromerzeugungseinheit
SOGL	System Operations Guideline
SR	Steuerbare Ressource
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TR	Technische Ressource
TRA	Tonfrequenz-Rundsteueranlagen
ÜNB / VNB	Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen

Fragen aus der Branche

I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE

1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte

1.1. Worum handelt es sich bei dem Projekt DA/RE? Wie verhält sich dieses zur BDEW-Branchenlösung?

Das Projekt „DA/RE“ von Netze BW, TransnetBW und anderen stellt eine konkrete Umsetzung der „Netzbetreiberkoordination (NKK)“ in Baden-Württemberg dar. DA/RE stellt als Umsetzungsprojekt eine Plattform-Lösung zur Verfügung, über die Netzbetreiber (NB) große Teile der gesetzlichen Anforderungen aus dem NABEG erfüllen können. Dabei orientiert sich DA/RE an den Rahmenbedingungen, die im BDEW-Redispatch-2.0-Projekt vereinbart werden.

DA/RE organisiert insbesondere die vertikale Abstimmung zwischen den NB und auch mit den Einsatzverantwortlichen (EIV) der Erzeugungsanlagen, wählt optimiert die sinnvollsten Anlagen für die notwendigen Maßnahmen aus und ermöglicht so eine effiziente Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen. Dieser neue, integrierte Ansatz soll es künftig allen NB ermöglichen, Anlagen, die auf Verteilnetzebene angeschlossen sind, zur Netzstabilisierung einzusetzen.

1.2. Was ist das Netzbetreiberprojekt „Connect+“?

Das Projekt Connect+ ist ein IT-Umsetzungsprojekt im Rahmen von Redispatch 2.0. Ziel ist die technische Implementierung eines einheitlichen Datenwegs als Single Point of Contact für den zukünftigen Redispatch-Datenaustausch (PVK und NKK). Connect+ wird von Netzbetreibern für die Ausfüllung der Rolle des Data Providers in den RD-Prozessen genutzt.

Projektpartner sind die vier deutschen Übertragungs- sowie derzeit 17 Verteilnetzbetreiber, die allesamt auch im BDEW aktiv sind.

Das BDEW-Projekt Redispatch 2.0 und Connect+ ergänzen sich. Eine enge Verzahnung der Projekte stellt die effiziente Synchronisation der Arbeiten sicher.

Mehr Informationen unter <https://netz-connectplus.de/>

1.3. Sind die Anlagen > 10 MW, die direkt bei den ÜNB angeschlossen sind und aktuell über Redispatch 1.0 abgewickelt werden, in den Redispatch-2.0-Prozess (Planwertmodell) zu überführen?

Hinsichtlich des Anwendungsbereichs der seitens der BNetzA konsultierten Basisdatenaustausch- und Abrufprozesse weist der BDEW klarstellend darauf hin, dass für Anlagen, die zur Planungsdatenlieferung gemäß System Operation Guideline (SOGL) verpflichtet sind, die bestehenden Prozesse zur Datenübermittlung als auch zur Vorbereitung, Abstimmung und Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen über den 1. Oktober 2021 hinaus gelten und diese entsprechend weiterhin zu nutzen sind.

Dies gilt solange, bis sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortliche auf Grundlage einer erprobten Prozessbasis und nachgelagert zur Integration der Anlagen, die neu in den Redispatch gemäß NABEG 2.0 einzubeziehen sind, einvernehmlich auf eine Überführung dieser oben genannten Anlagen in die Redispatch-2.0-Prozesse einigen. Grundsätzlich ist es das gemeinsame Verständnis, dass alle Redispatch-Aktivitäten mittelfristig bundesweit einheitlich im neuen Redispatch-2.0-Prozess zusammengeführt werden.

In Bezug auf die zu übermittelnden Datenpunkte ist darauf hin zu weisen, dass zu den Datenanforderungen der SOGL zusätzliche Datenpunkte gem. Festlegung BK6-20-061 zu übermitteln sind.

1.4. Woran sind die Unterschiede zwischen Data Provider (DP) und Postverteilzentrum (PVZ) festzumachen?

Der DP ist eine eigenständige Marktrolle im deutschen Markttrollenmodell. Dieser übernimmt Aufgaben und Pflichten in den Prozessbeschreibungen.

Dagegen ist das PVZ im Projekt Connect+ ein System zur Umsetzung der Datenaustauschprozesse. Der Betreiber des Systems nimmt somit die Marktrolle DP wahr.

1.5. Soll das PVZ/der DP ebenfalls für die nach der VDE-AR-N-4140 notwendigen Daten genutzt werden?

Seitens der Branchenlösung Redispatch 2.0 ist keine Umstellung der Prozesse für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notmaßnahmen nach FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N-4140) geplant.

Ob einzelne Netzbetreiber Daten/Informationen aus dem RD-2.0-Prozess für eine Verbesserung der Prozesse für Notmaßnahmen nutzen, ist jeweils individuell zu entscheiden.

Die Abläufe/Prozesse für die Notmaßnahmen werden weiterhin wie bisher praktiziert.

Im Projekt Connect+ sind aktuell nur Use Cases für die Prozesse des Redispatch 2.0 vorgesehen.

1.6. Gibt es beim DP ähnlich wie bei der GPKE eine Zustellbestätigung?

Ja, im Rahmen des Projekts Connect+ sind für alle Kommunikationsschritte technisch formale (nicht inhaltlich-fachliche) Bestätigungen in Form von ACK vorgesehen. In allen Prozessbeschreibungen wurde für Redispatch 2.0 aus Gründen der Übersichtlichkeit auf deren Darstellung verzichtet.

1.7. Kann man jederzeit auf die Informationen des DP zugreifen (als Datenbank)?

Nein, das Postverteilzentrum (PVZ) und das Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK) sehen keine Speicherung/Vorhaltung von Daten vor, sondern leiten diese immer unmittelbar an die jeweiligen Empfänger weiter.

1.8. Welche relevanten Datenwege werden nicht über Connect+ dargestellt?

Connect+ stellt eine Ausgestaltung des Data Providers dar, d. h. eine juristische Person, die die Marktrolle des Data Providers einnehmen kann. Über den Data Provider können alle Prozesse des Basisdatenaustausches (Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, marktbedingte Anpassungen) und des Abrufprozesses laufen. Der Datenweg zur Übermittlung von Echtzeitdaten wurde im Rahmen der Festlegungen der BNetzA nicht festgelegt, so dass eine diesbezügliche Abstimmung zwischen AB/EIV und ANB zu erfolgen hat. Alle nachgelagerten Prozesse der Bilanzierung und Abrechnung sind vom Data Provider unabhängig.

Die Datenaustauschprozesse des NKK (Netzbetreiberkoordinierungskonzept) können nach bilateraler Abstimmung der Netzbetreiber ebenfalls über das RAIDA-Tool (Connect+-Projekt) abgewickelt werden.

1.9. Wie relevant sind Redispatch-2.0-Prozesse für ISMS Scope nach IT-Sicherheitskatalog?

Es ist der Anspruch und die Verantwortung der Anlagen- und der Netzbetreiber, die eigenen Systeme entsprechend den gestellten Anforderungen sicher zu gestalten.

1.10. Muss sich der NB oder ANB um eine Redundanz für die Anlage kümmern? Wie kann beispielsweise eine an die Stromerzeugung gekoppelte Wärmeerzeugung berücksichtigt werden?

Die Verantwortung und die Zuständigkeit für die Wärmelieferung befindet sich auch im Redispatch uneingeschränkt und unverändert beim AB. Der NB ersetzt allerdings die Mehrkosten für die Ersatzwärme.

1.11. Wie ist das Verhältnis zu Anlagen, die Regelenergie zur Verfügung stellen?

Anlagen bzw. deren Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie vorgesehen sind, werden nachrangig zu der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung (positives und negatives Redispatch-Vermögen) behandelt.

1.12. Unterliegen Anlagen, die Regellenergie erbringen, einer Flexbeschränkung und wer spricht diese aus?

Nein, sie unterliegen hinsichtlich der Regelleistung keiner Flexbeschränkung. Flexbeschränkungen finden ausschließlich unter Netzbetreibern Anwendung und beschränken sich ausschließlich auf das Redispatch-Vermögen (Flexibilität, die im Redispatch nutzbar ist). Eine Regelleistungsscheibe in den Planungsdaten einer Anlage ist separat zu sehen von den Leistungsscheiben, die für den Redispatch nutzbar sind. Es sind zwei unterschiedliche Prozesse.

1.13. Werden alle Anlagen < 100 kW berücksichtigt?

Grundsätzlich werden alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie < 100 kW einbezogen, wenn sie jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind. Allerdings dürfen sie nachrangig behandelt werden (§ 13 Abs. 1 EnWG). Dabei wird keine Unterscheidung zwischen Speichieranlagen und sonstigen Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie getroffen.

Da die Festlegung BK6-20-061 keine Anlagen < 100kW erfasst, ist eine bilaterale Abstimmung mit dem Netzbetreiber erforderlich.

1.14. Ist es schon entschieden ob die Data Provider zukünftig genutzt werden? Oder übernehmen diese Aufgabe die ÜNB?

Die Nutzung eines Data Providers ist gemäß Festlegung BK6-20-059 vorgeschrieben. Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Sofern der ANB die Rolle nicht an einen Dritten übergibt, nimmt der ANB die Rolle des DP wahr. Der/die ÜNB sind nur für die bei ihnen direkt angeschlossenen Anlagen als ANB der Data Provider, sofern sie die Aufgabe nicht an einen Dritten abgeben.

Für das NKK ist nicht festgelegt, ob ein DP genutzt wird. Das muss jeder NB entscheiden.

1.15. Wie lautet die genaue Definition einer Technischen Ressource?

Grundsätzlich gilt: Wenn eine Anlage nach dem NABEG meldepflichtig ist, das kann auch ein Bestandteil eines Parks sein, dann bilden entweder einzelne TR eine SR oder es können ggf. mehrere TR zu einer SR zusammengefasst werden.

Zur Beantwortung der TR-Definition können wir derzeit auf die Festlegung BK6-20-059, Anlage 2, Seite 3 verweisen. Für Anlagen ≥ 100 kW ist im Duldungsfall vom ANB und im Aufforderungsfall vom EIV, jeweils abgestimmt unter den für Bilanzierung und Abrechnung verantwortlichen Marktrollen sowie unter Beachtung der Bildungsregeln, eine SR zu bilden. Eine Verpflichtung der jeweils anderen Partei die gebildete SR zu akzeptieren, besteht insbesondere dann nicht, wenn sich aus der Zusammensetzung der SR unbillige Härten für Bilanzierung und Abrechnung ergeben.

1.16. Soll die Ausübung des Vetorechts über den Dataprovider erfolgen?

Nein, dies soll nicht über den Data Provider erfolgen. Die Ausübung des Vetorechts muss zwischen EIV und ANB direkt und ohne automatisierten Prozess geklärt werden.

1.17. Inwieweit wird zukünftig eine Umrüstung der Steuerungstechnik bei allen Anlagen notwendig sein?

Die Branchenlösung ist aktuell technologieoffen ausgestaltet. Der Anlagenbetreiber ist ab dem 1. Oktober 2021 grundsätzlich nach § 13a Abs. 1 EnWG gesetzlich dazu verpflichtet, auf Aufforderung des Netzbetreibers die Wirk- oder Blindleistungserzeugung anzupassen oder eine Anpassung zu dulden. Eine Verpflichtung für eine bestimmte Ausstattung ist nicht beschrieben. Das schließt nicht aus, dass es für die Realisierung von Datenaustauschverpflichtungen zu Umrüstungen kommen wird bzw. muss. Dies betrifft nur Datenpunkte, die nicht über den Data Provider ausgetauscht werden, wie zum Beispiel Echtzeitdaten.

Zu den Kosten einer Umrüstung enthält das Gesetz keine eindeutige Regelung. Grundsätzlich gilt aber, dass der Anlagenbetreiber die Kosten für die erstmalige Installation einer technischen Einrichtung i.S.d. § 9 EEG 2017 trägt. Da die Ausstattungspflicht eine gesetzliche Verpflichtung ist und das Gesetz für diese Pflicht keine anderweitige Kostentragungspflicht vorsieht, obliegt die Kostentragungspflicht für diese Maßnahmen dem Anlagenbetreiber selbst. Die technische Einrichtung muss dabei den (begründeten & jeweiligen) technischen Vorgaben des Netzbetreibers entsprechen (TAB), §§ 19, 49 EnWG, § 10 Abs. 2 EEG 2017. Welche technischen Anforderungen der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber vorgibt, liegt mit Blick auf die konkrete Situation innerhalb des eigenen und auch der vorgelagerten Netze grundsätzlich in der Disposition des Netzbetreibers. Dabei hat der Netzbetreiber allerdings unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit darauf zu achten, dass die Kosten für den Anlagenbetreiber noch angemessen sind. Er hat eine Abwägung zwischen seinem Anspruch auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb und dem finanziellen Aufwand beim Anlagenbetreiber vorzunehmen. Unter anderem deswegen wurden gerade zur Einführung des EEG Einspeisemanagement häufig Funkrundsteuergeräte verbaut.

Die technischen Vorgaben des Netzbetreibers können und dürfen sich im Laufe der Zeit aber auch ändern. Auch in diesem Fall hat der Anlagenbetreiber grundsätzlich die Kosten einer solchen Nachrüstung zu tragen, wenn die Änderungen netztechnisch erforderlich sind. Entsprechende Anpassungen der technischen Einrichtung fallen in den Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Dieser muss letztlich eine technische Einrichtung vorsehen, auf die der Netzbetreiber auch zugreifen kann.

Einen Einwand könnte der Anlagenbetreiber allenfalls dann geltend machen, sollte sich ein Netzbetreiber treuwidrig verhalten, etwa wenn dieser trotz Kenntnis einer technischen Umrüstung es noch zulässt, dass sich Anlagenbetreiber beispielsweise mit einer Funkrundsteueranlage ausrüsten, wohlwissend, dass diese kurzfristig ersetzt werden müssen. Anders könnte

es auch dann aussehen, wenn der Netzbetreiber - aus welchen Gründen auch immer - die Umrüstung veranlasst. Wobei auch dann genau zu prüfen und nach den konkreten Umständen im Einzelfall zu differenzieren wäre.

Fazit: Da eine technische Umstellung beim Netzbetreiber, bedingt durch neue gesetzliche Vorgaben zum Redispatch erforderlich würde und netz- wie systemtechnisch notwendig wäre, hätte nach alledem der Anlagenbetreiber die Kosten für den Austausch seiner jetzigen technischen Einrichtung, die den neuen technischen Vorgaben des Netzbetreibers für das neue Redispatch nicht mehr genügen würde, zu tragen. Dies gilt im Übrigen umso mehr, sollte sich ein Anlagenbetreiber für den Duldungsfall entscheiden, da er damit gewissermaßen seine Obliegenheit, die Wirkleistung anzupassen, dem Netzbetreiber überträgt (nach heutigem Verständnis der aktuellen gesetzlichen Vorgaben ist allein der Anlagenbetreiber verpflichtet, die Anpassung der Einspeiseleistung vorzunehmen). Dann muss er dafür auch die Voraussetzungen schaffen und die Kosten hierfür tragen.

1.18. Wenn mehrere technische Ressourcen (TR) zu einer steuerbaren zusammengefasst werden, wird dann trotzdem jede TR einzeln betrachtet?

Bei der Abrechnung soll die TR-Einzelbetrachtung gewährleistet werden. Bei der Prognose und Maßnahmenumsetzung ist das Objekt, mit dem gearbeitet wird, die steuerbare Ressource. Bei der Bilanzierung werden die Bilanzkreise der TR berücksichtigt.

Welches Objekt für die einzelne Datenlieferung zulässig/erforderlich ist, ergibt sich aus der Festlegung "Informationsbereitstellung" (BK6-20-061).

1.19. Wer bestimmt das Redispatch-Vermögen einer Anlage?

Das Redispatch-Vermögen einer Technischen oder Steuerbaren Ressource im Rahmen der Planwertermittlung wird vom EIV (ggf. in Abstimmung mit dem BTR) bestimmt. Zu diesem gehören auch Kosten, die bei Aktivierung dieses Potenzials entstehen. Im Prognosemodell prognostiziert der ANB auf Basis historischer Daten und der übermittelten Nichtbeanspruchbarkeiten das Redispatchpotenzial.

2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB)

2.1. Was umfasst die Information "Redispatchpotenzial", welche vom ANB an das NKK gemeldet wird?

Redispatch-Vermögen ist das Potenzial zur Veränderung von Einspeisung oder Last im Vergleich zur Baseline, d. h. zum geplanten Arbeitspunkt (eine Anlage oder mehrere Anlagen können auf Anforderung ihre/n Leistungslieferung/-bezug anpassen). Dieses Potenzial kann grundsätzlich systemdienlich, netzdienlich oder marktdienlich wirken, wobei der Fokus des hier behandelten Prozesses auf dem netzdienlichen Einsatz liegt. Weitere Informationen finden sich im NKK-Rahmendokument.

Das Redispatch-Vermögen, das im Rahmen von Planungsdaten übermittelt wird, bezieht sich auf die mögliche Leistungserhöhung bzw. -verringerung.

2.2. Wenn der NB beim EIV eine geplante Reduzierung anmeldet, passt dann der EIV seinen Fahrplan an und muss der NB dazu den bilanziellen Ausgleich machen?

Im Planwertmodell ist der EIV verantwortlich die Planungsdaten bei RD-Abwurf zu aktualisieren, der bilanzielle Ausgleich erfolgt gemäß BK6-20-059 Anlage 3 (Use Case 17.1.1). Im Prognosemodell ist der EIV nicht verantwortlich für die Aktualisierung der Planungsdaten. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt im Prognosemodell ex-post in Höhe der ermittelten Ausfallarbeit.

2.3. Wer ist für den Fahrplan einer direktvermarkteten PV-Anlage verantwortlich?

Der EIV wird mit seinem BKV Regelungen zur Prognose getroffen haben. Gegenüber dem ÜNB ist ausschließlich der BKV verantwortlich für die Fahrpläne in seinem Bilanzkreis.

2.4. Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtverfügbarkeiten bei den Anlagenbetreibern?

Im Prozess ist es vorgesehen, dass der EIV die Nichtbeanspruchbarkeiten an den DP meldet. Die Rolle des DP kann durch den ANB wahrgenommen werden oder aber durch diesen an einen Dritten (z. B. RAIDA/Connect+) vergeben werden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass der EIV und die NB dieselben Informationen haben. Der Prozess zwischen dem Betreiber der TR (BTR) und dem Einsatzverantwortlichen (EIV) ist nicht Bestandteil der regulierten Prozesse und muss bilateral vereinbart werden.

2.5. Wie wird mit den Vorlaufzeiten zur Lieferung von Planungsdaten umgegangen?

Grundsätzlich ist es ein bekanntes Problem, dass es bei großen Umstellungsprozessen bei der Programmierung von Datenschnittstellen aufgrund der begrenzten IT-Dienstleisterzahl zu Engpässen kommen kann.

Zu betonen ist, dass eine gesetzliche Mitwirkungsverpflichtung für alle Markttrollen sowie die klare gesetzliche Vorgabe besteht, dass die Marktteilnehmer das neue Redispatch-Regime zum 1. Oktober 2021 umsetzen.

Alle Akteure sind bestrebt, die in der Marktkommunikation (EDIFACT) **üblichen Vorlaufzeiten einzuhalten**.

Sollte es bei der Umsetzung der gesetzlichen bzw. regulatorischen Vorgaben Unklarheiten bzw. Schwierigkeiten geben, empfiehlt sich eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit den betroffenen Akteuren, insbesondere dem betroffenen NB.

Zur **Lieferung von Planungsdaten**: Die erste Planungsdatenmeldung für Erzeugungseinheiten hat am 1. Oktober 2014 mit dem Beschluss der BNetzA BK6-13-200 begonnen und wurde um weitere Anlagen kontinuierlich über die GLDPM und SOGL erweitert. Der Prozess der Planungsdatenlieferung an NB ist also nicht völlig neu, sondern wird im Jahr 2021 um weitere Einheiten erweitert. Es sollten also für die Stamm- und Planungsdatenlieferung Lösungen auf dem Markt existieren, welche durch Erweiterung für den RD-2.0-Prozess nutzbar sein sollten.

Der BDEW hat auf der Homepage das RD2.0-[Einführungsszenario](#) veröffentlicht.

2.6. Was ist die Bezugsgröße einer Sollwert-Anweisung in %?

Die Bezugsgröße bildet die Nettonennleistung einer Anlage.

2.7. Kann der ANB die TR-ID und die SR-ID selbst beantragen und zuordnen und diese dem EIV oder Anlagenbetreiber rechtzeitig vor der initialen Stammdatenmeldung mitteilen?

Nach [BDEW-Einführungsszenario](#) beantragt der Netzbetreiber (ANB) die erforderliche Anzahl von TR-ID und SR-ID bei der Codevergabestelle und ordnet allen bestehenden TR in seinem Netzgebiet eine TR-ID zu. Anschließend macht der ANB mittels eines [standardisierten Datenblattes](#) einen Vorschlag zur Zuordnung der TRs zu einer SR (je EIV) an den EIV und, sofern bekannt, an den BTR und vergibt für diese eine SR-ID. Ist der EIV mit dem Vorschlag des ANB nicht einverstanden, setzt er sich unverzüglich mit dem ANB in Verbindung, um mit diesem eine andere Zuordnung von TR zu SR abzustimmen. Im Falle einer Zustimmung wird er die Identifikatoren der TR und SR und die getroffene Zuordnung für die Stammdatenmeldung verwenden.

2.8. Wie werden Stammdaten zur Berechnung der Ausfallarbeit ausgetauscht?

Grundsätzlich greift die Abrechnung auf die im Stammdatensystem des NB hinterlegten Daten zurück. Einige zusätzliche Stammdaten, die im RD2.0 benötigt werden, werden über die BNetzA-Festlegung "Informationsbereitstellung" (BK6-20-061) erhoben. Alles andere ist Sache zwischen dem BTR und ANB und sollten für Neuanlagen im Rahmen des Anschlussprozesses erhoben werden.

2.9. Gehören enthaltene TR in SR und MaLo Anlagenschlüssel zu Stammdaten?

Ja, die Stammdatenmeldung von den EIV für SR enthalten zwingend die Zuordnung der TR zu den SR, sowie die Attribute MaLo und EEG-Anlagenschlüssel.

2.10. Muss ein Netzbetreiber zwingend die neuen MaBiS Meldungen zur Ausfallarbeit gemäß Anlage 3 zum Beschluss BK6-20-059 versenden?

Der Beschluss BK6-20-059 ist bindend. Dies gilt im Übrigen auch für alle weiteren Beschlüsse der BNetzA zum Thema Redispatch 2.0 (BK6-20-060, BK6-20-061). Die betroffenen Akteure sind dafür verantwortlich, ihre EDM-Systeme (oder ggf. weitere notwendige technische Komponenten oder Systeme) bei Bedarf entsprechend zu ertüchtigen.

3. Use Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung

3.1. Wann müssen marktbedingte Abregelungen vom EIV gemeldet werden? Und gibt es Unterschiede zwischen den Modellen?

Die Meldung ist bei dargebotsabhängigen Steuerbaren Ressourcen im **Prognosemodell** erforderlich, weil der ANB ohne die Information falsch prognostizieren würde. Im **Planwertmodell** sind marktbedingte Einsenkungen in den Planungsdaten enthalten.

Laut Prozessbeschreibung findet eine "ereignisgesteuerte unverzügliche Übermittlung bis Echtzeit" statt.

Hinweis: Gemäß Festlegung BK6-20-059 dürfen nach RD-Anweisung keine marktbedingten Anpassungen vorgenommen werden, die der RD-Anweisung widersprechen.

3.2. Wie wird auf eventuelle Intraday-Prozess-Abweichungen reagiert?

Es kann sich hierbei um extern veranlasste Abweichungen handeln, um Nicht-Reaktionen auf Steuerbefehle, oder Steueranweisungen, oder um marktbedingte Abregelungen.

Für den Redispatch gelten die Prozessbeschreibungen. Das bedeutet für Anlagen im Planwertmodell, dass die übermittelten Einsatzplanungsdaten die Grundlage für die Bilanzierung und Abrechnung bilden. Bei Abruf erfolgt die Aktualisierung der Planungsdaten unmittelbar nach Eintreffen des Abrufs, um den Redispatch-Abruf selbst in den Einsatzplanungsdaten zu übermitteln. Für Anlagen im Prognosemodell gilt entsprechend, dass die Bilanzierung und Abrechnung aufgrund der übermittelten Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Anpassungen erfolgt.

4. Abrufprozess

4.1. In welchem Zeithorizont müssen Redispatch-Abrufe ablaufen?

Der Prozess ist so angelegt, dass Abrufe grundsätzlich so spät wie möglich und so früh wie nötig erfolgen sollen. Abrufe sind bis zu Ad-hoc-Abrufen in Echtzeit möglich. Aus dem Koordinationsprozess heraus werden geplante Abrufe stets mit einem gewissen Vorlauf erfolgen.

Anhand des Abrufs bzw. der Anforderung ist für den Empfänger immer ersichtlich, ob es sich um eine Redispatchmaßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG oder eine Notfallmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG handelt.

4.2. Was passiert, wenn eine angewiesene Anlage nicht reagiert?

Nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG sind die hiernach näher bezeichneten Anlagenbetreiber verpflichtet, auf Aufforderung des Netzbetreibers die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. Dies umfasst notwendigerweise die Verpflichtung des Anlagenbetreibers, den Regelanweisungen Folge zu leisten.

Kommt der Anlagenbetreiber seiner Verpflichtung nicht nach, kann der Netzbetreiber von dem Anlagenbetreiber gemäß § 280 Abs. 1 BGB wegen der Verletzung seiner gesetzlichen Verpflichtung den Ersatz des hierdurch entstehenden Schadens verlangen.

Dies gilt jedoch nur, wenn der Anlagenbetreiber die Pflichtverletzung auch zu vertreten hat, wenn der Anlagenbetreiber also fahrlässig oder vorsätzlich die Regelanweisung des Netzbetreibers nicht befolgt hat.

4.3. Bedeutet "Erfordernis zur HKN-Beschaffung", dass bei Abschaltung von EE vor dem Engpass und Hochfahren eines konventionellen Kraftwerks dahinter zusätzliche HKN generiert werden müssen?

Durch eine Abregelung von EE-Anlagen werden Herkunftsnachweise nicht „produziert“ werden. Diese – auf Grund der Durchführung einer Redispatch-Maßnahme – somit nicht produzierten und damit fehlenden HKN müssen gegenüber dem Anlagenbetreiber jedoch ausgeglichen werden. Eine Methodik zum Ausgleich ist bis dato noch nicht existent.

4.4. Ist für Anlagen im Prognosemodell der EIV mit dem ANB gleichzusetzen, weil dieser die Anlage steuert?

Zunächst zur Einordnung der Begriffe: Ob sich eine Anlage im Planwert- oder Prognosemodell befindet, ist unabhängig vom Abruffall "Duldung" oder "Aufforderung".

Formal wird ein ANB nicht zum EIV. Weder wenn er Prognosen für Steuerbare Ressourcen (SR) erstellt, noch wenn er im Duldungsfall die Steuerung durchführt, auch wenn diese den Aufgaben ähnelt, die ein EIV für SR im Planwertmodell und Aufforderungsfall durchführt. Auch für

Anlagen im Prognosemodell (auch wenn sie in der ÜNB-Vermarktung sind) muss es einen EIV auf Anlagenbetreiberseite geben.

4.5. Werden Anlagen bei einem Rundsteuerbefehl zu einer SR zusammengefasst?

Nein, sondern über eine Steuergruppe. Eine Rundsteuergruppe bildet keine steuerbare Ressource, diese wird beim EIV / AB gebildet. Sie bleibt gemäß der initialen Stammdatenlieferung eine SR, sofern keine Änderungen vonseiten des EIV / AB vorgenommen werden.

Rundsteuergruppen werden im Rahmen des NKK nachgebildet: SR, die mit einer Rundsteuerung angesteuert werden, sind durch den ANB in einer Steuergruppe (SG) zusammenzufassen.

4.6. Wenn der Direktvermarkter EIV ist, erfolgt dann im Aufforderungsfall das Reduzierungssignal über die Steuereinrichtung des NB (z.B. FWA) oder die separate Fernsteuertechnik?

Im Aufforderungsfall fordert der NB den EIV zur Maßnahme auf. Das Steuern der Anlage (SR) erfolgt durch den EIV, nicht den NB (siehe BK6-20-059).

4.7. Finden bei der etwaigen Zuteilung von RD1.0 auf HöS-Ebene bei EE- Anlagen die Wahlmöglichkeiten der BTR/EIVs (Bilanzierung / Abrufmodell / Abrechnung) Anwendung?

Die RD 1.0-Problematik betrifft die SOGL und kann hier im Rahmen von RD 2.0-betreffenden Fragen nicht beantwortet werden. Für weitergehende Informationen steht netztransparenz.de zur Verfügung.

5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall

5.1. Wer legt fest, ob sich Anlagen im Duldungs- oder im Aufforderungsfall befinden?

Grundsätzlich liegt das Wahlrecht bzgl. der Zuordnung zum Aufforderungs- oder Duldungsfall beim Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortlichen. Die Zuordnung einer steuerbaren Ressource muss jedoch unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Netzbetreiber sichergestellt und mit diesem abgestimmt werden.

Insofern ein NB ein technisches Problem bei der Zuordnung einer SR zu einer der beiden Abrufvarianten sieht, kann dieser ggf. mit Hinweis auf seine entsprechenden technischen Anschlussbedingungen ein entsprechendes Veto einlegen. Ob dieses Veto dauerhaft einer Zuordnung widerspricht oder ggf. lediglich eine zeitliche Verzögerung der Zuordnung erzeugt, ist letztlich zwischen AB/EIV und dem NB bilateral zu klären.

5.2. Müssen Anlagen mit Rundsteuer-Empfängertechnik in den Duldungsfall?

Es handelt sich um eine Empfehlung des BDEW, die aus technischer Sicht aktuell keine andere Lösung zulässt, wenn sich der Empfänger in einer Rundsteuergruppe mit anderen Empfängern

befindet. Der Aufforderungsfall ist nur bei steuerbaren Ressourcen mit individueller Ansteuerbarkeit technisch möglich und somit umsetzbar, weil sonst in Notsituationen (nach § 13 Abs. 2 EnWG) die Netzsicherheit nicht gewährleistet werden könnte.

5.3. Müssen Anlagen, die derzeit mit TRA (Tonfrequenz-Rundsteueranlagen) in größeren Gruppen zusammengefasst sind, für den Duldungsfall eine Einzelsteuerung realisieren?

Sofern die Anlagen im Duldungsfall bleiben, ist aus technischer Sicht eine Änderung der Ansteuerung nicht zwingend nötig.

5.4. Wenn AB den Duldungsfall wünscht, muss der NB dann die Steuerung organisieren?

Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für den Duldungsfall, muss er einen entsprechenden Zugriff des Netzbetreibers auf seine Anlage technisch ermöglichen.

Dies sollte über die nach § 9 EEG 2021 seitens des Anlagenbetreibers vorzusehende technische Einrichtung ermöglicht werden können. Der Netzbetreiber muss dann seinerseits auf die technische Einrichtung zugreifen und die Anlage ferngesteuert reduzieren können.

Es besteht aber auch die Möglichkeit einer Dienstleistung durch bspw. den vorgelagerten Netzbetreiber. Grundsätzlich trägt zwar jeder NB die Netz- und Systemverantwortung für sein Netz, d. h. auch jeder NB muss die notwendigen Maßnahmen ergreifen können. Diese Verpflichtung kann den per Gesetz verantwortlichen NB auch nicht auf andere NB oder dienstleistende Dritte übertragen, jedoch aber die Erfüllung dieser Pflicht. Zur Erfüllung seiner gesetzlichen Pflicht kann sich ein NB eines Dienstleisters bedienen, für dessen Auswahl er wiederum die Verantwortung trägt.

5.5. Was passiert, wenn im Aufforderungsfall die Anweisung eines NB zu einer Maßnahme fehlerhaft ist und dementsprechend die Redispatch-Maßnahme nicht durchgeführt werden kann?

Wird die Maßnahme infolge einer fehlerhaften Aufforderung eines NB nicht durchgeführt und wird die Engpasssituation infolgedessen nicht aufgelöst, muss eine erneute (korrigierte) Aufforderung gegenüber derselben oder einer anderen Anlage erfolgen.

In jedem Fall macht sich der Anlagenbetreiber in einem solchen Fall nicht schadensersatzpflichtig, wenn kein Verschulden beim AB/EIV vorliegt.

II. ENERGETISCHER AUSGLEICH

1. Allgemein

1.1. Müssen sich Ausgleichsfahrplan und abrechnungsrelevante Ausfallarbeit immer entsprechen oder kann es auch zu Abweichungen kommen?

Nein, die Prognosen, auf deren Basis der energetische Ausgleich durchgeführt wird, werden immer von der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit abweichen.

Bei Anlagen im Prognosemodell wird der Bilanzkreis des anfordernden NB durch die ex post in seinen Bilanzkreis eingebuchte Ausfallarbeit belastet. Die Differenz zum beschafften energetischen Ausgleich wird mit Ausgleichsenergiepreisen vom ÜNB abgerechnet.

Bei Anlagen im Planwertmodell erhält der EIV einen energetischen Ausgleich per Fahrplan. In der Bilanzkreisabrechnung fallen nun die Differenz zwischen den Fahrplänen und den Anlagen-Zählwerten als Ausgleichsenergie an. Die Differenz zwischen dem energetischen Ausgleich und der Ausfallarbeit werden bei fluktuierenden Anlagen mit der Preisstellung ID-AEP finanziell ausgeglichen. Nur wenn der EIV exakt die Anforderung des NB umsetzt (z. B. Ausschalten von Anlagen), fallen keine Ausgleichsenergiekosten an.

1.2. Wird die ausgeglichene Energie auch in der EEG-Jahresmeldung ggü. den ÜNB berücksichtigt?

Die Menge der Ausfallarbeit muss auf jeden Fall, z. B. zur Berechnung der Benutzungsstunden, dem ÜNB bekannt sein, da sonst diese Plausibilitätsprüfung nicht mehr möglich ist.

III. BILANZKREISMONITORING

1. Allgemein

1.1. Ist für die Fahrplanmeldung des Abrufs im Planwertmodell durch den BKV auf die FC-CONS bzw. FC-PROD anzupassen?

Im Planwertmodell findet der bilanzielle Ausgleich über den ESS-Fahrplan (Ausgleichsfahrplan) zwischen den Bilanzkreisen statt. Der Fahrplan muss laut Bilanzkreisvertrag aufgehen, somit muss FC-PROD angepasst werden, weil der Ausgleich über den Fahrplan durch den Netzbetreiber erfolgt.

IV. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE

1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“

1.1. Was ist der Vorteil für den Anlagenbetreiber im Planwertmodell?

Dies ist vom jeweiligen Geschäftsmodell des Anlagenbetreibers abhängig und ist im Einzelfall zu entscheiden.

1.2. Ist jede Anlage, deren erzeugter Strom direkt vermarktet wird, im Planwertmodell bzw. im konventionellen Redispatch?

Eine zwingende Abhängigkeit zwischen Direktvermarktung und Planwertmodell besteht nicht.

1.3. Inwieweit haben insbesondere EE-Anlagen, die steuerbar sind, überhaupt eine Wahl zwischen den Modellen?

Grundsätzlich ist das entkoppelt. In der Praxis werden Anlagen im Duldungsfall sich auch tendenziell eher im Prognosefall befinden.

2. Bilanzierungsprozesse

2.1. Warum hat man sich zum 01.10.2021 nicht erstmal auf ein Standardmodell als Übergangsszenario geeinigt?

Bei der Ausgestaltung der Bilanzierungsmodelle gab es die bestehenden Vorgaben zu beachten, die bereits vor dem 1. Oktober 2021 Anwendung fanden. So sollte der bestehende RD 1.0 der ÜNB bestehen bleiben. Andererseits konnte man die Kleinstanlagen nicht hierin integrieren und deren Betreibern nicht die Aufgaben aus dem Planwertmodell zumuten.

2.2. In welcher Beziehung stehen die Bilanzierungsmodelle (Planwert-, Prognosemodell) und die Abrechnungsvarianten zueinander? Wann ist welche Abrechnungsvariante möglich/geplant?

Im Planwertmodell für PV- und Windenergieanlagen sind grundsätzlich die Abrechnungsvariante Spitz bzw. Spitz light (erweitertes Spitzverfahren) möglich. Bei allen anderen Anlagen wird im Planwertmodell die Spitzabrechnung angewendet.

Im Prognosemodell ist hingegen zusätzlich zu den genannten Abrechnungsvarianten die Pauschalabrechnung möglich.

2.3. Wie wird der bilanzielle Ausgleich nach Anmeldung der FC-RD Zeitreihe durchgeführt?

Eine FC-RD ist ein Prognosefahrplan und nicht abrechnungsrelevant. Er dient dem Bilanzkreismonitoring beim ÜNB und findet nur Anwendung bei Abrufen von Anlagen im Prognosemodell. Hiermit zeigt der BKV (des anFN) an, wie der Ausgleich seiner beschafften Energiemengen im Bilanzkreis stattfinden wird. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt im Prognosemodell gemäß BK6-20-059 durch die MaBiS-Meldung einer AAÜZ zwischen dem BK des LF und dem BK des ANB sowie zwischen dem BK des ANB und dem BK des anFN. Der BK des ANB fungiert daher als „Schnittstelle“ zwischen dem BK des LF und dem BK des anFN bei der Verbuchung der AAÜZ.

2.4. Wie wird der Redispatch-BK gekennzeichnet? Durch Anmeldung beim ÜNB, analog der Grünstrombilanzkreise zur MPM-Bewirtschaftung?

Die BNetzA hat für diese Anmeldung an den ÜNB ein Formblatt zur Kennzeichnung des RD-Bilanzkreises der NB in einer Mitteilung veröffentlicht: [Einzelmitteilung](#) und [Übersichtsseite der Mitteilungen zu Redispatch 2.0](#).

3. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell

3.1. Welche Genauigkeiten verspricht man sich im Prognosemodell bei Planungshorizont D-1 oder gar D-2?

Es ist geplant, in Abhängigkeit von Prognosegütekriterien bereits frühzeitig zu erkennen, welche Maßnahmen mit entsprechender Sicherheit zu planen sind. Im Verlauf der Zeit muss dann nur noch "nachgebessert" werden.

3.2. Können fahrplanfähige Anlagen (Biogas, KWK) in das Prognosemodell gehen?

Im Prinzip ja, wenn es kleine Anlagen sind, die nicht anderweitig bereits zur Lieferung von Planungsdaten an den Netzbetreiber verpflichtet sind, z. B. im Rahmen der SOGL-Verpflichtungen. Sobald Anlagen zur Planungsdatenlieferung verpflichtet sind, ist das Planwertmodell obligatorisch.

3.3. Muss der Redispatch-BK immer fahrplantechnisch bewirtschaftet werden? Oder kann der Ausgleich auch (wie in allen anderen Fällen) über den übergeordneten Bilanzkreis erfolgen?

Die Begründung zum NABEG enthält hierzu folgende Ausführungen: „Der neue § 11a StromNZV regelt die Umsetzung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs für Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG. Absatz 1 verpflichtet die verantwortlichen Netzbetreiber, die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 (i. V. m. § 14 Absatz 1 oder 1c) EnWG durchführen oder nachgelagerte Netzbetreiber zu solchen Maßnahmen nach § 14 Absatz 1c EnWG auffordern, einen ge-

sonderten Bilanzkreis nur für diesen Zweck zu führen.“ Damit möchte das BMWi die Bilanzierungsprozesse nachvollziehbar abgebildet sehen. Eine Verschachtelung mit Hauptbilanzkreisen und Vermischung mit anderen Bilanzierungsaufgaben wird nicht empfohlen.

3.4. Trifft es zu, dass der Redispatch-BK des VNB analog der Verlust- / Differenzbilanzkreise gehandhabt wird und die Mengen bilanziell über die MaBis-Prozesse (AAÜZR) einfließen?

Nein. Der RD-BK dient dem bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen. Im Prognosemodell kommt die AAÜZ und im Planwertmodell kommen die Bilanzkreisfahrpläne (ESS) zur Anwendung.

V. ABRECHNUNG

1. Übermittlung von meteorologischen Daten

1.1. Sind Wetterdaten Messungen oder Prognosen?

Es werden Messdaten (z. B. gemessene Wetterdaten) und die geplante Einspeisung übermittelt. Prognosen auf Wetterdaten werden nicht übermittelt.

1.2. Wie wird mit nicht weiterzugebenden Wetterdaten umgegangen?

Dies muss im Einzelfall abgestimmt werden.

2. Use Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit

3. Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfordernden Netzbetreiber

3.1. Welche Folge hat es, wenn der Marktwert und der ID_{AEP} nicht übereinstimmen?

Muss zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter bilateral abgestimmt werden.

3.2. Müssen Direktvermarkter die Marktwerte an Anlagenbetreiber auf Basis der Lieferantensummenzeitreihen auszahlen?

In der Vergütungskette ÜNB an ANB und ANB an AB dient die Bilanzkreissummenzeitreihe als eine Prüfungsgröße für die Vergütung ÜNB an ANB. Da in der darunterliegenden Lieferantensummenzeitreihe i. d. R. mehrere Anlagen gebündelt sind, kann der ANB die Vergütung nicht auf dieser Basis auszahlen, da jede Anlage auch einen unterschiedlichen Anlagenbetreiber haben kann. Folglich müssen dies der Vermarkter und der Anlagenbetreiber im Innenverhältnis klären.

3.3. Wenn die Strommenge zum energetischen Ausgleich über den Strommarkt bei schwankenden Strompreisen eingekauft werden muss und der Anlagenbetreiber einen festen Vergütungssatz erhält, inwieweit wirkt sich das nachteilig für den NB aus?

Redispatch aus EE-Anlagen wird immer die Eigenschaft haben, dass für die zu reduzierende Seite Kosten anfallen, da der Anlagenbetreiber für die Marktprämie/Festvergütung auf Basis der Ausfallarbeit finanziell entschädigt wird. Auch der Kauf der Mengen für den bilanziellen Ausgleich muss vom NB getragen werden. Dazu kommen noch Kosten für Prognosedifferenzen. Wir sprechen also nicht von einer Differenz von Beschaffung zu Vergütung, sondern von einer Summierung der Kosten.

3.4. Wie werden zusätzlichen Kosten/Aufwendungen für die Datenlieferung auf Seiten der AB/DV ausgeglichen? Werden die Implementierungskosten auch für Direktvermarkter übernommen?

Grundsätzlich gilt, dass derjenige, dem eine gesetzliche Verpflichtung obliegt, auch für die Kosten für deren Erfüllung aufkommen muss.

Sind die Datenlieferungen gesetzlich indiziert und auch notwendig, um das gesamtoptimierte Redispatch im Sinne des Gesetzes durchführen zu können, muss der AB/DV/EIV dementsprechend auch die Kosten hierfür tragen. Ein Ausgleich oder eine Übernahme durch den NB erfolgt nicht, auch nicht für etwaige Implementierungskosten des Direktvermarkters.

VI. DATENBEDARFE

1. Allgemein

1.1. Muss bei Anlagen, die Teil eines „Virtual Power Plant“ sind, der Anlagenbetreiber die Planungsdaten liefern oder der Aggregator?

Im Planwertmodell werden die Planungsdaten immer, wie in der Prozessbeschreibung dargestellt, für das jeweilige Objekt von der Marktrolle „EIV“ geliefert. Welche juristische Person (Aggregator oder AB) diese Rolle ausfüllt, muss zwischen diesen bilateral, bestenfalls vertraglich geregelt werden.

1.2. Sind technische Anforderungen für den Datenaustausch definiert?

Es gelten die [„Allgemeinen Grundsätze der Marktkommunikation“](#) und die [„Regelungen zum Übertragungsweg“](#).

1.3. Welche Daten fallen unter Echtzeitdaten, die für den RD 2.0 benötigt werden?

Sie sind in der Festlegung „Informationsbereitstellung“ der BNetzA gemäß Beschluss BK6-20-061 im Abschnitt Echtzeitdaten aufgelistet.

1.4. Entfällt mit RD2.0 die Meldung der Kraftwerkseinsatzdaten (für Anlagen > 10 MW) an den ÜNB?

Nein. KWEP bleibt prinzipiell bestehen, soweit die Anforderung, Planungsdaten zu liefern, nicht im Rahmen der Umsetzung der SO-GL durch diese abgelöst wird, oder die Daten in anderen Prozessen an den ÜNB geliefert werden. Generell gilt dabei der Grundsatz, wenn und wo möglich auf Mehrfachdatenlieferungen zu verzichten (Datensparsamkeit). Daher ist davon auszugehen, dass es mit fortschreitender Implementierung der verschiedenen Prozesse zu immer weniger Daten-Doppellieferungen kommen wird.

1.5. Müssen initiale Basisdaten bei Wechsel des EIVs (bzw. bei Wechsel des Direktvermarkters) erneut gesendet werden?

Sofern sich für TR und SR keine neuen Daten ergeben, sind die Daten nicht erneut zu übermitteln. Es reicht die Angabe des neuen EIV über die Zuordnung der TR bzw. SR, die in seiner Verantwortung liegen.

2. Echtzeitdaten

2.1. Wie scharf muss die Auflösung der Echtzeitdaten sein?

- Einordnung -> Für das neue RD-Regime liegen gemäß der heute geltenden gesetzlich-regulatorischen Grundlagen nicht alle benötigten Daten beim (Anschluss-)NB bzw. betroffenen NB vor. In den Prozessbeschreibungen werden daher im Rahmen einer Gap-Analyse neue Datenanforderungen identifiziert und begründet.
- Die objektbezogene Auflösung von Echtzeitdaten erfolgt für die steuerbare Ressource (SR).
- Die zeitliche Auflösung zur Übermittlung soll immer unverzüglich spätestens jedoch nach 60 Sek. (z. B. bei Schwellenwertüberschreitung) erfolgen.

2.2. Wie verarbeiten die Netzbetreiber das hohe Datenvolumen und wird es in der Praxis stets notwendig sein, Echtzeitdaten, orientiert an der SOGL, zu liefern?

- Die Branchenlösung ist technologieoffen gestaltet. Es obliegt dem ANB, sich für eine Technik zu entscheiden.
- Das Volumen ist durch die "relevanten Leistungsklassen" (ab 100 kW) und die Objektauswahl (SR statt TR) auf das Mindestmaß beschränkt.
- Was die künftigen technischen Möglichkeiten anbelangt, deren Verwendung durch die Neuregelungen im EEG 2021 bereits angelegt ist (Intelligente Messsysteme), enthalten die derzeitigen Vorgaben für das RD 2.0 noch keine Vorgaben dazu.

2.3. Werden Echtzeitdaten von Biogasanlagen angefordert, die flexibel nach Marktlage einspeisen (Vermarktung Intraday-Handel)? Sind auch Echtzeitdaten von Biogasanlagen notwendig, sofern diese marktgerecht einspeisen (Intraday-Vermarktung)?

Ja. Dem Direktvermarkter entstehen hier zwar möglicherweise Verluste aufgrund nicht erwirtschafteter Mehrerlöse am Intraday-Markt. Die Anlage kann nämlich in Echtzeit gesteuert und vermarktet werden. Die entgangenen Mehrerlöse können jedoch in Form von entgangenen Einnahmen entschädigt werden.

VII. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK)

1. Allgemein

1.1. Wie wird bei zeitgleichem Engpass beim ANB und einem oder mehreren anderen NB priorisiert?

Hierzu wird der NKK-Prozess eingeführt, der einerseits sicherstellt, dass alle Engpässe den betroffenen Netzbetreibern bekannt sind und andererseits der Gesamt-Redispatch-Einsatz effizient und Synergien nutzend durchgeführt werden kann. Der ANB kann bereits im Betriebsplanungsprozess durch die Ausweisung von Flexibilitätsbeschränkungen kritische Engpässe in seinem Netz anderen betroffenen NB kenntlich machen.

1.2. Wie wird künftig im Rahmen des Redispatch 2.0 mit Abregelungen aufgrund von geplanten Netzstandhaltungs- und Netzausbaumaßnahmen umgegangen?

Mit seiner am 6. Mai 2020 veröffentlichten Entscheidung hat der BGH teilweise neue Maßstäbe für die Entschädigung von Anlagenbetreibern bei der Abregelung einer EE-Anlage im Falle eines „Netzengpasses“ im Sinne des § 14 EEG 2017 (Einspeisemanagement) gesetzt. Das Gericht kam zu dem Ergebnis, dass ein solcher Engpass bereits dann vorliegen könne, wenn ein Betriebsmittel infolge einer Störung oder der Durchführung von Reparatur-, Instandhaltungs- oder Netzausbaumaßnahmen nicht zur Verfügung stehe.

Das NABEG 2.0 regelt die Überführung der aktuellen Regelungen des EEG 2017 zum Einspeisemanagement in die Vorgaben des EnWG zum Redispatch. Betreiber von EE- und KWK-Anlagen werden auch hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs in den bisherigen Redispatch-Mechanismus gemäß EnWG integriert und erhalten im Wesentlichen nach den gleichen Prinzipien einen bilanziellen und finanziellen Ausgleich.

Voraussetzungen für eine Redispatch-Maßnahme nach § 13a EnWG (neu) ist gemäß § 13 Abs. 1 EnWG (neu), dass die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Nach § 13 Abs. 4 EnWG (neu) liegt eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes/Versorgungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

Soweit § 13 Abs. 4 EnWG (neu) ebenso wie § 14 Abs.1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 sowie die entsprechenden Vorgängerregelungen auf das Vorliegen eines Netzengpasses abstellt, wäre zu erwägen, auch die BGH-Rechtsprechung hierauf anzuwenden. Dies wäre auch mit der Intention der neuen Vorgaben zum Redispatch vereinbar. Die Eingriffe der Netzbetreiber sollen vor allem auf Basis von Prognosen geplant und durchgeführt werden. In ihrem eigenen Verant-

wortungsbereich liegende (witterungsunabhängige) Maßnahmen des Netzbetreibers wie Reparatur-, Wartungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen können in diese Prognose einfließen. Dadurch bedingte Einschränkungen der betroffenen Anlagen könnten mit möglichst geringen Gesamtkosten ausgeglichen werden.

Andererseits setzt § 13 Abs. 1 EnWG (in der aktuellen, wie auch in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) – anders als § 14 Abs. 1 EEG 2017 – ausdrücklich eine „Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ voraus. Im Vordergrund steht damit also nicht, wie mit den Regelungen zum Einspeisemanagement, einen möglichst hohen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Verbundnetz zu integrieren – wenn gleich sich diese Vorgabe künftig in § 13 Abs. 1a bis 1c EnWG (neu) wiederfindet – und die Betreiber der entsprechenden Anlagen mit einer Härtefallregelung zu privilegieren. Im Vordergrund steht die Netz- und Systemsicherheit. Ob diese durch Reparatur-, Wartungs-, Instandhaltungs- oder auch Netzausbaumaßnahmen des Netzbetreibers im Sinne des § 13 Abs. 1 EnWG gefährdet wird, kann zumindest in Frage gestellt werden, und damit auch inwieweit die Grundsätze des BGH auf die künftige Rechtsgrundlage übertragbar sind.

1.3. Gibt es eine detaillierte Beschreibung für Flexdaten-Objekte mit allen nötigen Stamm- und Bewegungsdaten?

Die Objekte im NKK sind die steuerbare Ressource (SR), die Steuergruppe (SG) und die Cluster-Ressource (CR). Der Begriff Flexdaten-Objekt ist ein Oberbegriff, der alle anderen Objekte umfasst.

2. Netztechnische Wirksamkeit

2.1. Wird für NB ohne Engpässe eine monatliche Netzberechnung ausreichen?

Die Datenlieferungsverpflichtungen richten sich nicht nach der Tatsache, ob ein Netzbetreiber ein engpassbehaftetes Netz hat, sondern danach, ob in seinem oder in nachgelagerten Netzen im Redispatch zu berücksichtigenden Anlagen angeschlossen sind.

Ob ein Netzbetreiber, welcher aktuell keine Engpässe hat, regelmäßig oder sporadisch prüft, ob dieser Umstand Bestand hat, liegt in seiner Verantwortung als Netzbetreiber. Unentdeckte Engpässe können ggf. zur dauerhaften Beschädigung oder Zerstörung eines Betriebsmittels führen. Die grundsätzlichen Datenlieferungsverpflichtungen unter den Netzbetreibern entsprechend der eigenen Betroffenheit (1. Redispatch-Anlagen im eigenen oder nachgelagerten Netzen, 2. engpassbehaftetes oder vom Engpass bedrohtes Netz sowie eine zusätzliche Ergänzung, die angibt, was ein NB zusätzlich liefern muss, wenn er sich für das Clustering von Anlagen entscheidet).

Ohne eigene Engpässe sind auch keine Flexibilitätsbeschränkungen notwendig. Können eigene Engpässe ausgeschlossen werden, müssen lediglich netztechnische Wirksamkeiten berechnet

und an die anderen betroffenen NB übergeben werden. Der BDEW hat das auf den Folien zum letzten Verbändeworkshop entsprechend aufgearbeitet.

Eine Netzberechnung ist notwendig, um die netztechnischen Wirksamkeiten zu berechnen. Außerdem dient eine Netzberechnung dazu, für sich selbst sicherzustellen, dass es keine Engpässe im Netz gibt und diese auch nicht zu erwarten sind – dies dient der Wahrnehmung der Verantwortung für das eigene Netz.

Im Rahmen des NKK ist ein jeder NB verpflichtet, solange er selbst Anlagen ab 100 kW hat oder diesen als Netzbetreiber zwischengelagert ist, entsprechende (richtige und aktuelle) netztechnische Wirksamkeiten, ggf. auch Flexbeschränkungen, auszuweisen. Dafür wird einem je dem NB nahegelegt, diese auf Basis von Netzzustandsberechnungen zu analysieren.

2.2. Wie wird die Netzzustandsanalyse berechnet und wie häufig müssen Netzbetreiber diese durchführen?

Aus Sicht vieler NB sind bei folgenden Voraussetzungen keine 15-minütigen Netz-Berechnungen für RD 2.0 notwendig:

1. Es liegen keine eigenen Engpässe im eigenen Netz vor, egal wie die Einspeise- oder Lastsituation gestaltet oder gesteuert wird.
2. Es liegen auch keine Flexibilitätseinschränkungen vor. Alle Anlagen können nach Belieben gesteuert werden, ohne dass ein kritischer Zustand entsteht.
3. Die netztechnische Wirkung jedes Einspeisers verändert sich nicht, auch unabhängig der Netzauslastung, Spannungsniveau etc. (Änderungen sind so minimal, dass diese vernachlässigt werden können; Aussagen beruhen auf durchgeführten Berechnungen).

Auch die Veränderung der Schaltzustände hat keinen Einfluss auf den Übergabepunkt der Einspeisung zum vorgelagerten Netzbetreiber und keinen Einfluss auf die netztechnische Wirkung. Die Netzzustandsanalyse auf die NVPs zum vorgelagerten Netzbetreiber soll die reale netztechnische Wirkung (d. h. Änderung des Leistungsflusses auf dem NVP [Netzverknüpfungspunkt] bei Änderung der Einspeiseleistung um den zu betrachtenden Arbeitspunkt widerspiegeln – dazu hält die Fachliteratur Methoden bereit (z. B. PTFD), weshalb der BDEW hierauf nicht eingeht.

Die Netzzustandsanalyse ist eine interne Aufgabe eines jeden NB; die Durchführung empfiehlt sich immer nach Änderungen (Topologie, Last, Einspeisung) bzw. Eintreffen neuer Informationen von AB, EIV oder anderen NB. Ein Netzbetreiber ist angehalten, eine Netzzustandsanalyse in den Zyklen auszuführen, um seinen gesetzlichen Verpflichtungen nachkommen zu können.

Die durch einen Netzbetreiber zu liefernden Werte müssen nicht alle Viertelstunde neu berechnet werden – eher müssen die Werte jede Viertel- bzw. jede Stunde (je nach Vorhersagehorizont) korrekt sein. Wie ein NB dies sicherstellt, ist ihm selbst überlassen. Jeder NB hat die Freiheit, seine Prozesse selbst zu gestalten und der BDEW definiert lediglich Randbedingungen und das notwendige Ergebnis, sodass die Abstimmung zwischen allen NB auch gut funktioniert.

2.3. Werden neben der Netztopologie weitere Einflüsse bei der netztechnischen Wirksamkeit berücksichtigt?

Die netztechnische Wirksamkeit bei größeren Anlagen ist nicht nur mit der Netztopologie verknüpft, sondern u. a. auch zu einem gewissen Grad mit dem Einfluss der (prognostizierten) Last und dem Netzverhalten, welches die Wirksamkeit von Einspeisern auf den Übergabepunkt schwanken lässt.

Netztechnische Wirksamkeiten werden als Vorschau-Zeitreihen in Viertelstunden-Auflösung (wie alle anderen Bewegungsdaten im Netzbetreiber-Datenaustausch zum RD 2.0) zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht, wodurch auch diese Aspekte berücksichtigt werden.

2.4. Was ist unter „Bändern“ im Kontext der netztechnischen Wirksamkeit zu verstehen?

1. Cluster sind grundsätzlich zwischen den Netzbetreibern abzustimmen (Bildungsvorschriften und für das Clustering zu berücksichtigenden Anlagen). Mit den Bildungsvorschriften sind die „Bänder“ (Wertebereich) für die netztechnische Wirksamkeit und Kosten gemeint.
2. Für einzelne SR bzw. SG sind immer genaue und eindeutige netztechnische Wirksamkeiten anzugeben. Bänder dienen nur als Bildungsvorschrift für Cluster. Auch für ein Cluster ist anschließend eine eindeutige netztechnische Wirksamkeit je Viertelstunde anzugeben (gewichtetes Mittel aus den netztechnischen Wirksamkeiten der einzelnen SR, gewichtet mit ihrer installierten Leistung).

3. Cluster-Ressource (CR)

3.1. Werden Anlagen (Flex-Ressourcen) einmalig, je nach Wirksamkeit/Kosten auf den Engpass, durch den jeweiligen ANB geclustert?

Es clustert nicht zwangsweise der ANB, auch vorgelagerte Netzbetreiber können aus Anlagen nachgelagerter NB ein Cluster bilden und tragen dann die Rechte und Pflichten für das jeweilige Cluster. Wenn ein ANB ein Cluster bildet, kann ein vorgelagerter dieses Cluster des ANB auch in ein größeres Cluster mit einbeziehen. Die Clusterung erfolgt konzeptgemäß nicht auf Engpässe, sondern entsprechend der Wirkung auf das vorgelagerte Netz (sowie den Kosten). Betroffene NB stimmen sich hinsichtlich der Bildungsregeln für das Cluster ab, d. h. in welcher Bandbreite dürfen die Wirksamkeiten der einzelnen SR auf das Netz (also die NVPs) des vorgelagerten NB liegen, um noch in ein Cluster zusammengefasst werden zu können. Die NB stimmen sich auch darüber ab, welche Anlagen zum Clustern überhaupt in Frage kommen (Bestimmung der Clustergrundgesamtheit). Da es zur Veränderung der Wirksamkeit auf das vorgelagerte Netz kommen kann (Topologieänderungen, aber ggf. auch durch signifikante Leistungsflussänderungen), ist eine Zuordnung von SR und ggf. eigene SG zu den Clustern eigentlich dy-

namisch notwendig; die potentiell vom Cluster betroffenen NB können sich allerdings dazu abstimmen, ob es (v. a. in der Anfangszeit ab 10/2021) evtl. abweichende Vereinbarungen/Vereinfachungen gibt.

3.2. Warum ist ein NB daran interessiert, Cluster zu bilden?

VNB und ÜNB haben Interesse an einer Cluster-Bildung, weil dadurch das Datenaufkommen für beispielsweise Einzelprognosen für Anlagen im Prognosemodell erheblich reduziert wird. Das spart Datenverkehr und beschleunigt die Optimierungsprozeduren. Aus Sicht der VNB wird zusätzlich die Eigenverantwortung vor Ort gestärkt, da der clusternde NB bei Abrufen die Anlagen mit maximalen Synergieeffekten auswählt.

3.3. Wie soll die interne Abrufreihenfolge gestaltet werden, die z. B. für eine Anlagen-Clusterung nötig ist?

Im Rahmen der gesetzlichen Regelungen hat der clusternde NB hier die freie Wahl.

3.4. Muss die Auswahl der steuerbaren Ressource aus dem Cluster durch den ausführenden NB diskriminierungsfrei bspw. rollierend erfolgen?

Ja, die Auswahl muss stets diskriminierungsfrei erfolgen. In welcher Weise, hängt letztlich davon ab, ob der NB des Clusters selbst Netzengpässe hat oder potenziell Netzengpässe in Kürze haben könnte. Dann würde er die SR zum Erfüllen des Abrufes zunächst so auswählen, dass diese positiv auf seine potenziellen Engpässe wirken, d. h. diese vermeiden oder reduzieren würden.

Auch wenn es aktuell keine Engpässe gibt, muss der Abruf diskriminierungsfrei erfolgen (NB ist dazu verpflichtet). Eine anteilige Absenkung aller Anlagen im Cluster wäre hier denkbar, ebenso wie ein rollierendes Verfahren.

3.5. Was sind die Anforderungen an Cluster-Ressourcen im Falle eines Redispatch-2.0-Abrufs?

Die Nutzung von Cluster-Ressourcen bietet über die Koordinierung unter den Netzbetreibern weitere Chancen für ein gesamtheitlich effizienteres Engpassmanagement, woraus eine Neuverteilung der inhärenten Chancen und Risiken zwischen clusterndem Netzbetreiber und vorgelagertem Netzbetreiber resultiert. Um die Chancen- und die Risikoverteilung im Fall der Bildung einer Cluster-Ressource wieder gleichmäßig zwischen diesen Netzbetreibern zu allokkieren und unter Berücksichtigung der Gesetzesbegründung zum NABEG 2.0, ist eine separate Risikoverteilung bezüglich der finanziellen und bilanziellen Risiken notwendig.

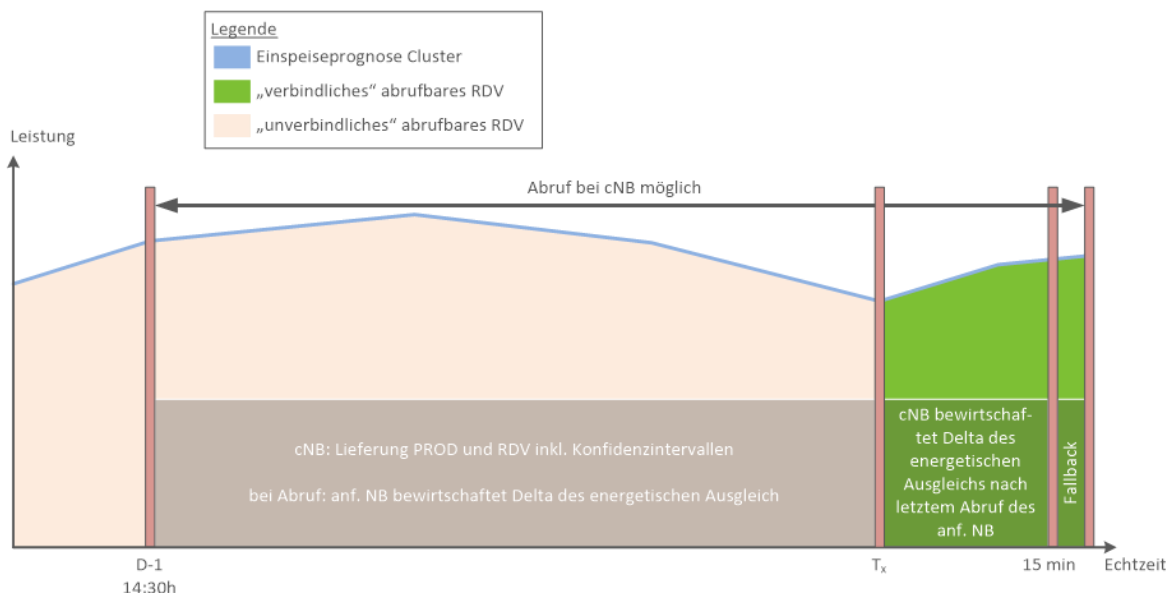
Neben dem klassischen Steuerungsrisiko der Anlagen, welches auch beim Einzelanlagenabruf auftritt, bestehen im Falle von Cluster-Ressourcen bilanzielle und finanzielle Risiken für den clusternden Netzbetreiber, welche aus den Unsicherheiten aufgrund längerer Prognosezeiträume resultieren. Im Sinne einer angemessenen Risikoverteilung sollen diese Risiken durch

den clusternden Netzbetreiber aufgrund höherer Prognoseunsicherheit nur für einen definierten Zeitraum vor Erfüllung übernommen werden. Der Zeitraum ist beschrieben durch ein mit dem vorgelagerten Netzbetreiber und dem clusternden Netzbetreiber abgestimmten Zeitpunkt T_x vor dem Erfüllungszeitpunkt des Abrufs.

Dies wird operativ umgesetzt, indem der Abruf des anfordernden Netzbetreibers (DeltaP-Abruf) durch den clusternden Netzbetreiber auf Basis seiner erstellten und kommunizierten Prognosen ab dem Zeitpunkt T_x in einen Leistungssollwert des Clusters (P_{soll}) umgerechnet wird. Somit ergeben sich drei zeitliche Abrufvarianten:

1. Anforderung vor T_x : Die DeltaP-Anweisung wird mit der zum Zeitpunkt T_x gültigen Prognose (siehe Tenorziffer 5) des clusternden Netzbetreibers zum Leistungssollwert (P_{soll}) umgerechnet.
2. Anforderung zum Zeitpunkt T_x : Die DeltaP-Anweisung wird mit der zum Zeitpunkt T_x gültigen Prognose (siehe Tenorziffer 5) des clusternden Netzbetreibers zum Leistungssollwert (P_{soll}) umgerechnet.
3. Anforderung nach T_x : Die DeltaP-Anweisung wird mit der zum Anforderungszeitpunkt gültigen Prognose (siehe Tenorziffer 5) des clusternden Netzbetreibers zum Leistungssollwert (P_{soll}) umgerechnet.

Dieser Leistungssollwert (P_{soll}) wird zum Erfüllungszeitpunkt durch den clusternden Netzbetreiber sichergestellt. Ergibt sich nach einer Clusteranforderung und frühestens ab T_x eine Differenz zwischen der durch den clusternden Netzbetreiber prognostizierten und tatsächlichen Ausfallarbeit, so sind die daraus resultierenden finanziellen und bilanziellen Risiken durch den clusternden Netzbetreiber entsprechend zu tragen (siehe nachfolgende Skizze zur Anforderung von Cluster-Ressourcen).



3.6. Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?

Netzbetreiber müssen zur Abwicklung der Prozesse Redispatch-Bilanzkreise führen.

Der energetische Ausgleich für ein Cluster findet immer auf Basis der abgestimmten Delta-menge statt. Der anfordernde Netzbetreiber, der den energetischen Ausgleich beschafft hat, meldet einen BK-Fahrplan im Rahmen seines Bilanzkreismanagements an den Redispatch-Bilanzkreis des clusternden NB. Gibt es zu einer Maßnahme mehrere anfordernde NB, so müssen sie sich abstimmen, wer welchen Anteil des energetischen Ausgleichs beschafft.

Der cNB tritt gegenüber den SR innerhalb seines Clusters als anfNB auf.

- Wenn sich im Cluster SR im Planwertmodell befinden, findet auch hier der bilanzielle Ausgleich als Fahrplan zw. dem Bilanzkreis des clusternden NB und dem Bilanzkreis des EIV/SR der SR statt.
- Wenn sich im Cluster SR im Prognosemodell befinden, findet der bilanzielle Ausgleich über eine ex post berechnete Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe über den ANB statt.

3.7. Wer ist für den energetischen Ausgleich eines Clusters zuständig?

Der energetische Ausgleich muss stets vom anfordernden NB beschafft werden.

VIII. Änderungshistorie

Version	Datum	Änderungsbeschreibung	
V.1.0	28.05.2021	Erstveröffentlichung	
V.1.1	14.07.2021	I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE	
		1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	1.14 - 1.19
		2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten	2.5 - 2.10
		4. Abrufprozess	4.5 - 4.7
		IV. Bilanzierungsmodelle, Kriterienkatalog und Bilanzierungsprozesse	
		2. Bilanzierungsprozesse	2.3 - 2.4
		5. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell	5.3 - 5.4
		VI. Datenbedarfe	
		1. Allgemein	1.1 - 1.5
		VII. Fragen zum Netzbetreiberkoordinationskonzept (NKK)	
		3. Cluster-Ressource (CR)	3.6 - 3.7

ANSPRECHPARTNER

Dr. Sandu-Daniel Kopp

BDEW, Fachgebietsleiter
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1111
sandu-daniel.kopp@bdew.de

Dr. Patrick Fekete

BDEW, Fachgebietsleiter
Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1313
patrick.fekete@bdew.de

Maximilian Beier

BDEW, Fachgebietsleiter
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1122
maximilian.beier@bdew.de

Christian Sametschek

BDEW, Fachgebietsleiter
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1118
christian.sametschek@bdew.de