

Berlin, 14. Juli 2022

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: 1.3

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 Fernwärmeabsatzes, 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 39

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 einzelne Aspekte zu verstehen bzw. in der Praxis anzuwenden sind.

Um die Branche bei der Umsetzung des neuen Redispatches 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 BNetzA und den entsprechenden Dokumenten des BDEW zum Thema Redispatch 2.0 auf, Fragen zum konventionellen Redispatch (RD 1.0) werden in diesem Dokument nicht adressiert. 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 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 über Redispatch 1.0 abgewickelt werden, in den Redispatch-2.0-Prozess (Planwertmodell) zu überführen?.....	12
1.4. Soll das PVZ/der DP ebenfalls für die nach der VDE-AR-N-4140 notwendigen Daten genutzt werden?.....	12
1.5. Wie relevant sind Redispatch-2.0-Prozesse für ISMS Scope nach IT-Sicherheitskatalog?	12
1.6. Wie ist das Verhältnis zu Anlagen, die Regelenergie zur Verfügung stellen?.....	12
1.7. Unterliegen Anlagen, die Regelenergie erbringen, einer Flexbeschränkung und wer spricht diese aus?	13
1.8. Werden alle Anlagen < 100 kW berücksichtigt?.....	13
1.9. Kann der Lieferant (LF) von seiner Verpflichtung befreit werden, sich an den Dataprovider anzuschließen?	13
1.10. Inwieweit wird zukünftig eine Umrüstung der Steuerungstechnik bei allen Anlagen notwendig sein?	13
1.11. Wer bestimmt das Redispatch-Vermögen (RDV) einer Anlage?.....	14
1.12. Muss der ANB den Wechsel zu einem anderen DP melden?	15
2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB).....	15
2.1. 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?	15
2.2. Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten bei den Anlagenbetreibern?	15
2.3. Was ist die Bezugsgröße einer Sollwert-Anweisung in %?.....	15

2.4. 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?	15
2.5. Wie werden Stammdaten zur Berechnung der Ausfallarbeit ausgetauscht?	16
2.6. Wie ist prozessual eine vom EIV gemeldete fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung für eine SR durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen?.....	16
2.7. Wie erfolgt die Datenmeldung bei Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar?.....	16
2.8. Ist es korrekt, dass es mit der Umstellung auf RD 2.0 nicht mehr die Möglichkeit gibt, die Nichtabsenkungen von Anlagen über eine zusätzliche Nachtkennlinie zur normalen Tageskennlinie mitzuteilen? Ist es notwendig die Nachtabenkungen als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden?	16
2.9. Wie werden im Rahmen eines Gebietswechsel die Redispatch-Stammdaten (z.B. die IDs der TR und SR) vom abgebenden Netzbetreiber (NBA) zum aufnehmenden Netzbetreiber (NBN) übergeben und welche Nachrichten muss wer versenden?.....	17
2.10. Wie wird sichergestellt, dass die angereicherten Stammdaten auf Seiten der NB denjenigen des EIV entsprechen?.....	17
2.11. Welche Lieferanten MP-ID ist in den Stammdaten im Rahmen des RD 2.0 anzugeben, wenn es sich um Anlagen handelt, für die ein NB, der nicht dem gesellschaftsrechtlichen Unbundling unterliegt und prozessual die Rolle LF übernimmt? 18	
3. Use-Case (UC): Übermittlung marktbedingte Anpassung	18
3.1. Wann müssen marktbedingte Abregelungen vom EIV gemeldet werden? Und gibt es Unterschiede zwischen den Modellen?	18
4. Abrufprozess.....	18
4.1. In welchem Zeithorizont müssen Redispatch-Abrufe (RDA) ablaufen?.....	18
4.2. Was passiert, wenn eine angewiesene Anlage nicht reagiert?	18
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?	19
4.4. Ist für Anlagen im Prognosemodell der EIV mit dem ANB gleichzusetzen, weil dieser die Anlage steuert?	19
4.5. Werden Anlagen bei einem Rundsteuerbefehl zu einer SR zusammengefasst?	19
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?.....	19
5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall.....	19

5.1. Wer legt fest, ob sich Anlagen im Duldungs- oder im Aufforderungsfall befinden?.....	19
5.2. Müssen Anlagen mit Rundsteuer-Empfängertechnik in den Duldungsfall?	20
5.3. Müssen Anlagen, die derzeit mit Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) in größeren Gruppen zusammengefasst sind, für den Duldungsfall eine Einzelansteuerung realisieren?	20
5.4. Wenn der AB den Duldungsfall wünscht, muss der NB dann die Steuerung organisieren?	20
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?.....	20
II. ENERGETISCHER AUSGLEICH.....	22
1. Allgemein	22
1.1. Müssen sich Ausgleichsfahrplan und abrechnungsrelevante Ausfallarbeit immer entsprechen oder kann es auch zu Abweichungen kommen?.....	22
1.2. Wird die ausgeglichene Energie auch in der EEG-Jahresmeldung ggü. den ÜNB berücksichtigt?	22
III. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE	23
1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“	23
1.1. Was ist der Vorteil für den Anlagenbetreiber im Planwertmodell?	23
1.2. Ist jede Anlage, deren erzeugter Strom direkt vermarktet wird, im Planwertmodell bzw. im konventionellen Redispatch?	23
1.3. Inwieweit haben insbesondere EE-Anlagen, die steuerbar sind, überhaupt eine Wahl zwischen den Modellen?	23
1.4. Determiniert der Termin für die Festlegung des Abrechnungsmodells (30.11.) indirekt auch die Festlegung des Bilanzierungsmodells?.....	24
2. Bilanzierungsprozesse.....	24
2.1. In welcher Beziehung stehen die Bilanzierungsmodelle (Planwert-, Prognosemodell) und die Abrechnungsvarianten zueinander? Wann ist welche Abrechnungsvariante möglich/geplant?	24
2.2. Wie wird der bilanzielle Ausgleich nach Anmeldung der FC-RD-Zeitreihe durchgeführt?24	
2.3. Wie wird der Redispatch-Bilanzkreis gekennzeichnet? Durch Anmeldung beim ÜNB, analog zu den Grünstrombilanzkreisen zur MPM-Bewirtschaftung?	24
2.4. Muss die AAÜZ auch übermittelt werden, wenn keine Ausfallarbeit angefallen ist.....	24

3. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell.....	25
3.1. Welche Genauigkeiten verspricht man sich im Prognosemodell bei Planungshorizont D-1 oder gar D-2?.....	25
3.2. Können fahrplanfähige Anlagen (Biogas, KWK) in das Prognosemodell gehen?	25
3.3. Muss der Redispatch-BK immer fahrplantechnisch bewirtschaftet werden? Oder kann der Ausgleich auch (wie in allen anderen Fällen) über den übergeordneten BK erfolgen? ...	25
3.4. Trifft es zu, dass der Redispatch-BK des VNB analog zu den Verlust-/Differenzbilanzkreisen gehandhabt wird und die Mengen bilanziell über die MaBiS-Prozesse (AAÜZ) einfließen?.....	25
IV. ABRECHNUNG.....	26
1. Übermittlung von meteorologischen Daten.....	26
1.1. Sind Wetterdaten Messungen oder Prognosen?.....	26
1.2. Wie wird mit nicht weiterzugebenden Wetterdaten umgegangen?.....	26
1.3. Sind die meteorologischen Daten am folgenden WT bis 8 Uhr oder im Folgemonat bis 4. WT zu senden?	26
1.4. Sind sie kontinuierlich zu melden oder nur falls RD stattgefunden hat?	26
1.5. Ist eine Anlage, die nicht mehr in der EEG- oder KWKG-Förderung ist, weiterhin als KWKG-/EEG-Anlage zu kennzeichnen?.....	26
1.6. Welche bzw. sind Nachweise erforderlich, um ausgeförderte KWK-Anlagen der richtigen Kategorie zuordnen zu können?	26
2. Use-Case (UC): Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit	27
2.1. Welche Folge hat es, wenn der Marktwert und der ID _{AEP} nicht übereinstimmen?.....	27
2.2. Müssen DV die Marktwerte an AB auf Basis der Lieferantensummenzeitreihen auszahlen?	27
2.3. 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?.....	27
2.4. Wie werden zusätzlichen Kosten/Aufwendungen für die Datenlieferung auf Seiten der AB/DV ausgeglichen? Werden die Implementierungskosten auch für DV übernommen?27	
2.5. Gibt es einen zusätzlichen Termin zum Wechsel des Abrechnungsmodells? Ist ein unterjähriger Wechsel des Abrechnungsmodells möglich?	28
V. DATENBEDARFE	29
1. Allgemein.....	29

1.1. Muss bei Anlagen, die Teil eines „Virtual Power Plant“ sind, der Anlagenbetreiber die Planungsdaten liefern oder der Aggregator?	29
1.2. Sind technische Anforderungen für den Datenaustausch definiert?	29
1.3. Welche Daten fallen unter Echtzeitdaten, die für den RD 2.0 benötigt werden?	29
1.4. Entfällt mit Redispatch 2.0 die Meldung der Kraftwerkseinsatzdaten (für Anlagen > 10 MW) an den ÜNB?	29
1.5. Müssen initiale Basisdaten bei Wechsel des EIVs (bzw. bei Wechsel des DV) erneut gesendet werden?	29
2. Echtzeitdaten	30
2.1. Wie scharf muss die Auflösung der Echtzeitdaten sein?	30
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?	30
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)?	30
VI. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK).....	31
1. Allgemein	31
1.1. Wie wird bei zeitgleichem Engpass beim ANB und einem oder mehreren anderen NB priorisiert?	31
1.2. Wie wird im Rahmen des Redispatch 2.0 mit Abregelungen aufgrund von geplanten Netzinstandhaltungs- und Netzausbaumaßnahmen umgegangen?	31
2. Netztechnische Wirksamkeit	32
2.1. Wird für NB ohne Engpässe eine monatliche Netzberechnung ausreichen?	32
2.2. Wie wird die Netzzustandsanalyse berechnet und wie häufig müssen Netzbetreiber diese durchführen?	33
2.3. Werden neben der Netztopologie weitere Einflüsse bei der netztechnischen Wirksamkeit berücksichtigt?	33
2.4. Was ist unter „Bändern“ im Kontext der netztechnischen Wirksamkeit zu verstehen?	34
3. Cluster-Ressource (CR)	34
3.1. Werden Anlagen (Flex-Ressourcen) einmalig, je nach Wirksamkeit/Kosten auf den Engpass, durch den jeweiligen ANB geclustert?	34
3.2. Warum ist ein NB daran interessiert, Cluster zu bilden?	34
3.3. Wie soll die interne Abrufreihenfolge gestaltet werden, die z. B. für ein Anlagen-Clustering nötig ist?	35

3.4. Muss die Auswahl der steuerbaren Ressource aus dem Cluster durch den clusternden NB diskriminierungsfrei bspw. rollierend erfolgen?	35
3.5. Was sind die Anforderungen an Cluster-Ressourcen im Falle eines Redispatch-2.0-Abrufs?	35
3.6. Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?	35
3.7. Wer ist für den energetischen Ausgleich eines Clusters zuständig?	36
4. Nichtbeanspruchbarkeiten	36
4.1. Wie werden Nichtbeanspruchbarkeiten im Prozess richtig berücksichtigt?	36
VII. Änderungshistorie	37

Abkürzungsverzeichnis

Kürzel	Ausgeschrieben
AAÜZ	Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe
AB	Anlagenbetreiber
ACK	Acknowledgement (Empfangs- und Prüfbestätigung)
ANB	Anschlussnetzbetreiber
anfNB	Anfordernder Netzbetreiber
anwNB	Anweisender Netzbetreiber
betrNB	Betroffener Netzbetreiber
BIKO	Bilanzkreiskoordinator
BK	Bilanzkreis
BK-FP	Bilanzkreis-Fahrplan
BKA	Bilanzkreisabrechnung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMVO	Binnenmarktverordnung Strom
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTR	Betreiber einer technischen Ressource
CR	Cluster-Ressource
DP	Data Provider
DV	Direktvermarkter
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESS	ENTSO-E Scheduling-System
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FC-CONS	Verbrauchsfahrpläne
FC-PROD	Einspeisefahrpläne
FWA	Fernwirkanlage

GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GLDPM	Generation and load data provision methodology
HKN	Herkunftsnachweis
ISMS	Information Security Management System
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanungsdaten
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
SG	Steuergruppe
SOGL	System Operations Guideline
SR	Steuerbare Ressource
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TR	Technische Ressource
TRA	Tonfrequenz-Rundsteueranlagen
UC	Use-Case
ÜNB / VNB	Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen
WT	Werktag

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 TransnetBW und Netze BW agiert als ein Umsetzungsprojekt im Redispatch 2.0 und unterstützt Netzbetreiber (NB) deutschlandweit mit einer Plattform-Lösung, mit welcher die 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 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 so lange, bis sich NB und AB/EIV auf Grundlage einer erprobten Prozessbasis und nachgelagert zur Integration der Anlagen, die neu in den RD gemäß NABEG 2.0 einzubeziehen sind, einvernehmlich auf eine Überführung dieser oben genannten Anlagen in die RD-2.0-Prozesse einigen. Grundsätzlich ist es das gemeinsame Verständnis, dass alle Redispatch-Aktivitäten mittelfristig bundesweit einheitlich im neuen RD-2.0-Prozess zusammengeführt werden.

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

1.4. 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 NB 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 UC für die Prozesse des RD 2.0 vorgesehen.

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

Es ist der Anspruch und die Verantwortung der AB und der NB, die eigenen Systeme entsprechend den gestellten Anforderungen sicher zu gestalten.

1.6. 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 RDV) behandelt. Voraussetzung ist, dass die Leistungsscheiben gemäß der festgelegten Prozesse an die betroffenen Netzbetreiber gemeldet wurden.

1.7. Unterliegen Anlagen, die Regelleistung erbringen, einer Flexbeschränkung und wer spricht diese aus?

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

1.8. 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 NB fernsteuerbar sind. Allerdings dürfen sie nachrangig behandelt werden (§ 13 Abs. 1 EnWG). Dabei wird keine Unterscheidung zwischen Speicheranlagen und sonstigen Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie getroffen.

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

1.9. Kann der Lieferant (LF) von seiner Verpflichtung befreit werden, sich an den Dataprovider anzuschließen?

Jede Rolle, auch der LF, hat sich an die festgelegten Prozesse zu halten. Danach hat der LF Nachrichten vom DP zu empfangen und zu verarbeiten unabhängig davon, ob er diese Information über einen anderen Weg (z.B. bilateral vom EIV aufgrund von Personenidentität) erhalten hat.

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

Der AB ist ab dem 1. Oktober 2021 grundsätzlich nach § 13a Abs. 1 EnWG gesetzlich dazu verpflichtet, auf Aufforderung des NB 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 DP ausgetauscht werden, wie zum Beispiel Echtzeitdaten.

Zu den Kosten einer Umrüstung enthält das Gesetz keine eindeutige Regelung. Grundsätzlich gilt aber, dass der AB 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 AB selbst.

Die technische Einrichtung muss dabei den (begründeten & jeweiligen) technischen Vorgaben des NB entsprechen (TAB), §§ 19, 49 EnWG, § 10 Abs. 2 EEG 2017. Welche technischen Anforderungen der NB dem AB vorgibt, liegt mit Blick auf die konkrete Situation innerhalb des eigenen und auch der vorgelagerten Netze grundsätzlich in der Disposition des NB. Dabei hat der NB allerdings unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit darauf zu achten, dass die Kosten für den AB noch angemessen sind. Er hat eine Abwägung zwischen seinem Anspruch auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb und dem finanziellen Aufwand beim AB vorzunehmen. Unter anderem deswegen wurden gerade zur Einführung des EEG Einspeisemanagement häufig Funkrundsteuergeräte verbaut.

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

Einen Einwand könnte der AB allenfalls dann geltend machen, sollte sich ein NB treuwidrig verhalten, etwa wenn dieser trotz Kenntnis einer technischen Umrüstung es noch zulässt, dass sich AB beispielsweise mit einer Funkrundsteueranlage ausrüsten, wohlwissend, dass diese kurzfristig ersetzt werden müssen. Anders könnte es auch dann aussehen, wenn der NB - 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 NB, bedingt durch neue gesetzliche Vorgaben zum RD erforderlich werden würde und netz- wie systemtechnisch notwendig wäre, hätte nach alledem der AB die Kosten für den Austausch seiner jetzigen technischen Einrichtung, die den neuen technischen Vorgaben des NB für das neue RD nicht mehr genügen würde, zu tragen. Dies gilt im Übrigen umso mehr, sollte sich ein AB für den Duldungsfall entscheiden, da er damit gewissermaßen seine Obliegenheit, die Wirkleistung anzupassen, dem NB überträgt (nach heutigem Verständnis der aktuellen gesetzlichen Vorgaben ist allein der AB verpflichtet, die Anpassung der Einspeiseleistung vorzunehmen). Dann muss er dafür auch die Voraussetzungen schaffen und die Kosten hierfür tragen.

1.11. Wer bestimmt das Redispatch-Vermögen (RDV) einer Anlage?

Das RDV einer TR oder SR im Planwertmodell 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 Redispatch-Vermögen.

1.12. Muss der ANB den Wechsel zu einem anderen DP melden?

Ja, gemäß den Festlegungen liegt die Aufgabe des DP beim ANB. Es liegt in der Verantwortung des ANB, die vom Wechsel des DP betroffenen Marktpartner (auch den DP [alt]) zu informieren, dass die Aufgabe an einen anderen DP delegiert wird und ab wann.

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

2.1. 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 Redispatch-Abwurf zu aktualisieren, der bilanzielle Ausgleich erfolgt gemäß BK6-20-059 Anlage 3 (UC 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.

2.2. Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten 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 BTR und dem EIV ist nicht Bestandteil der regulierten Prozesse und muss bilateral vereinbart werden.

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

Die Bezugsgröße bildet die Nettonennleistung einer Ressource (SR und SG).

2.4. 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. Voraussetzung zur Bildung der SR-ID ist hierbei, dass die SR-ID genau einem Einsatzverantwortlichem zugeordnet ist.¹ Ist der EIV mit

¹ Vgl. Festlegung BK6-20-059 zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen

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.

2.5. 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 RD 2.0 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.

2.6. Wie ist prozessual eine vom EIV gemeldete fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung für eine SR durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen?

Der über die gemeldete fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung referenzierte Leistungsbereich der SR (von Null bis einschließlich der fahrbaren Mindesterzeugungswirkleistung) ist dem Redispatch vollständig entzogen. Eine entsprechende Berücksichtigung muss im Rahmen der Maßnahmendimensionierung des NB erfolgen, sodass kein Redispatch-Abruf innerhalb dieses Leistungsbereichs erfolgt. Wenn aus netztechnischen Gründen dennoch ein Abruf innerhalb dieses Leistungsbereichs erforderlich ist, so handelt es sich um Sonderredispatch mit entsprechender Kennzeichnung im Rahmen der Abrufanforderung und -anweisung.

2.7. Wie erfolgt die Datenmeldung bei Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar?

Hintergrund und Beispiel: Ein kleinerer Windpark (8 MW) unterliegt einer Emissionsabschaltung und wird auch durch den DV regelmäßig gesteuert. Datenmeldungen dazu sind u. a. für die Netzzustandsanalyse notwendig, sowie für ein Training der SR-Prognose durch den NB bzw. seinen Dienstleister im Prognosemodell.

Lösung: Eine Emissionsabschaltung ist über eine Nichtbeanspruchbarkeit zu melden. Diese drückt aus, wie viel Leistung (von der Nettonennleistung) des Windparks nicht zur Verfügung steht. Darf der Windpark auf Grund der Emissionen nur mit maximal 75 % der installierten Nettonennleistung einspeisen, wäre die Meldung einer Nichtbeanspruchbarkeit i. H. v. 2 MW (entspricht 25 % der installierten Nettonennleistung) folgerichtig. Siehe auch Beschreibung der XML-Formate für RD 2.0.

2.8. Ist es korrekt, dass es mit der Umstellung auf RD 2.0 nicht mehr die Möglichkeit gibt, die Nichtabsenkungen von Anlagen über eine zusätzliche Nachtkennlinie zur normalen

Tageskennlinie mitzuteilen? Ist es notwendig die Nachtabsenkungen als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden?

Ja, seit der Einführung von RD 2.0 sind jegliche Einflüsse, die zu Nachtabsenkungen führen (z.B. Umwelteinflüsse), durch den EIV als Nichtbeanspruchbarkeiten mit den betroffenen NB auszutauschen. (siehe UC 2.6 aus BK6-20-059).

Der Versand einer Nachtkennlinie an den ANB ist nicht vorgesehen, um die Prozesse gemäß RD 2.0 umzusetzen.

Da Außeneinflüsse in Form von "Nachtabsenkungen" bei WEA über die Meldung "Nichtbeanspruchbarkeit" nicht immer exakt in der Form angegeben können, wie sie in der Realität umgesetzt werden, können Abweichungen bei der Bestimmung der Ausfallarbeit entstehen. Diese sind bei der Abstimmung der Ausfallarbeit zu bereinigen.

2.9. Wie werden im Rahmen eines Gebietswechsel die Redispatch-Stammdaten (z.B. die IDs der TR und SR) vom abgebenden Netzbetreiber (NBA) zum aufnehmenden Netzbetreiber (NBN) übergeben und welche Nachrichten muss wer versenden?

Die Übergabe der RD 2.0 Stammdaten für die vom Gebietswechsel betroffenen Redispatch-relevanten Erzeugungsanlagen von NBA an NBN erfolgt per bilateraler Datenübergabe (Standardvorgehen im Rahmen eines Gebietswechsels).

Der NBN muss für die vom Gebietswechsel betroffenen Redispatch-relevanten Erzeugungsanlagen eine Stammdaten-Änderungs-Nachricht (UC „Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend mit DP“) mit der Angabe der Marktpartner-ID des neuen ANB und mit Gültig-Ab-Zeitpunkt = Zeitpunkt des Gebietswechsels an den DP versenden, um den Wechsel des ANB an den DP und alle betroffenen NB zu kommunizieren.

Der NBN muss die betroffenen EIV über den Wechsel des ANB bilateral informieren. Der NBA ist ab dem Zeitpunkt des Gebietswechsels nicht mehr für die TR und SR zuständig. Der NBA muss im Rahmen der Übergabe keine Marktkommunikations-Nachricht versenden.

2.10. Wie wird sichergestellt, dass die angereicherten Stammdaten auf Seiten der NB denjenigen des EIV entsprechen?

Der ANB kann auf Antrag von LF innerhalb von 10 WT an den LF eine Liste der in seinem System hinterlegten Stammdaten je TR versenden. Die Excel-Liste ist [hier](#) abrufbar.

Der LF geht mit dem ANB umgehend in Klärung, sollten diese Daten unvollständig oder fehlerhaft sein.

2.11. Welche Lieferanten MP-ID ist in den Stammdaten im Rahmen des RD 2.0 anzugeben, wenn es sich um Anlagen handelt, für die ein NB, der nicht dem gesellschaftsrechtlichen Unbundling unterliegt und prozessual die Rolle LF übernimmt?

Die Lieferanten MP-ID des verbundenen Unternehmens des ANB wird hier hinterlegt (siehe im [Umsetzungsfragenkatalog](#) die Umsetzungsfrage Redispatch 0_28).

3. Use-Case (UC): 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 SR im **Prognosemodell** erforderlich, weil der ANB ohne die Information im Falle einer marktbedingten Abregelung falsch prognostizieren würde. Im **Planwertmodell** sind marktbedingte Anpassungen in den Planungsdaten enthalten.

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

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

4. Abrufprozess

4.1. In welchem Zeithorizont müssen Redispatch-Abrufe (RDA) ablaufen?

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

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

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

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

Dies gilt jedoch nur, wenn der AB die Pflichtverletzung auch zu vertreten hat, wenn der AB also fahrlässig oder vorsätzlich die Regelanweisung des NB 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 HKN nicht „produziert“. Diese – auf Grund der Durchführung einer Redispatch-Maßnahme – somit nicht produzierten und damit fehlenden HKN müssen gegenüber dem AB 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 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 AB-Seite geben.

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

Nein. Die SR bildet die kleinste steuerbare Einheit ab. Im Falle einer Rundsteuerung - allerdings nur in der Netzbetreiberkoordination - sind SR, die mit einer Rundsteuerung angesteuert werden, durch den ANB in einer 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).

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 AB/EIV. Die Zuordnung einer SR muss jedoch unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der NB sichergestellt und mit diesem abgestimmt werden.

Insofern ein NB ein technisches Problem bei der Zuordnung einer SR zu einer der beiden Ab-rufvarianten sieht, kann dieser ggf. mit Hinweis auf seine entsprechenden technischen An-schlussbedingungen ein entsprechendes Veto einlegen. Ob dieses Veto dauerhaft einer Zuord-nung 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 SR mit individueller Ansteuerbarkeit technisch mög-lich 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 Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) in größeren Grup-pen zusammengefasst sind, für den Duldungsfall eine Einzelansteuerung realisieren?

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

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

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

Dies sollte über die nach § 9 EEG 2021 seitens des AB vorzusehende technische Einrichtung er-möglicht werden können. Der NB muss dann seinerseits auf die technische Einrichtung zugrei-fen und die Anlage ferngesteuert reduzieren können.

Es besteht aber auch die Möglichkeit einer Dienstleistung durch bspw. den vorgelagerten NB. 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 der per Gesetz verantwortliche NB auch nicht auf andere NB oder dienstleistende Dritte übertra-gen, jedoch aber die Erfüllung dieser Pflicht. Zur Erfüllung seiner gesetzlichen Pflicht kann sich ein NB eines Dienstleisters bedienen, für dessen Auswähler wiederum die Verantwortung trägt.

5.5. Was passiert, wenn im Aufforderungsfall die Anweisung eines NB zu einer Maßnahme feh-lerhaft 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) Auf-forderung gegenüber derselben oder einer anderen Anlage erfolgen.

In jedem Fall macht sich der AB 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 BK des anfnB durch die ex post in seinen BK eingebuchte Ausfallarbeit belastet. Die Differenz zum beschafften energetischen Ausgleich wird in der BKA mit den Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet.

Bei Anlagen im Planwertmodell erhält der BKV des LF einen energetischen Ausgleich per BK-FP. In der BKA fallen nun die Differenz zwischen den BK-FP 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.

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. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE

1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“

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

Dies ist vom jeweiligen Geschäftsmodell des AB abhängig und ist im Einzelfall zu entscheiden. Bei Anlagen im Planwertmodell mit fluktuierender Erzeugung werden Differenzen zwischen der Ausfallarbeit und bilanziellen Ausgleich ex-post anhand des ID-AEP² finanziell ausgeglichen. Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der vom NB durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Einspeisung. Die geplante Einspeisung wird hierbei durch den EIV festgelegt.

Der bilanzielle Ausgleich wird hierbei ex-ante durch Anmeldung korrespondierender Fahrpläne abgestimmt.

Bei Anlagen im Prognosemodell steht der bilanzielle Ausgleich erst ex post durch Ermittlung der Ausfallarbeit fest und muss durch den BKV des LF prognostiziert werden. Differenzen zwischen energetischen Ausgleich und gehandelter Strommenge werden innerhalb der BKA mit den Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet.

Es ergibt sich somit ein finanzieller Vorteil im Planwertmodell, da Prognoseabweichungen nur mit dem ID-AEP anstatt des Ausgleichsenergiepreises abgerechnet werden müssen.

Dieser finanzielle Vorteil muss den höheren operativen Aufwänden des Planwertmodells gegenübergestellt werden und im Einzelfall entschieden werden, welches Modell gewählt wird.

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?

Dem EIV steht es frei Planwert- oder Prognosemodell zu wählen. Sofern der EIV seine SR ins Planwertmodell wechseln möchte, muss er den Anforderungen an die Prognosegüte sowie deren Prozessen gerecht werden.

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

1.4. Determiniert der Termin für die Festlegung des Abrechnungsmodells (30.11.) indirekt auch die Festlegung des Bilanzierungsmodells?

In diesem Kontext hat das Bilanzierungsmodell Vorrang. Das Abrechnungsmodell müsste dementsprechend angepasst werden. Ein unterjähriger Wechsel des Abrechnungsmodells wäre demnach möglich. Es gilt allerdings zu beachten, dass ein Abrechnungsmodellwechsel gemäß Prozess nur einmal jährlich möglich ist. Die BNetzA hat jedoch den Hinweis gegeben, dass auch ein kurzfristiger Wechsel bei einer bilateralen Einigung zwischen dem ANB und Anlagenbetreiber möglich sein sollte.

2. Bilanzierungsprozesse

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

Im Planwertmodell für PV- und WEA 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.

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

Eine FC-RD ist ein Prognosefahrplan. Er dient dem BK-Monitoring beim ÜNB und findet nur Anwendung bei Abrufen von Anlagen im Prognosemodell. Hiermit zeigt der BKV (des anfNB) an, wie der Ausgleich seiner beschafften Energiemengen im BK 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 anfNB. Der BK des ANB fungiert daher als „Schnittstelle“ zwischen dem BK des LF und dem BK des anfNB bei der Verbuchung der AAÜZ.

2.3. Wie wird der Redispatch-Bilanzkreis gekennzeichnet? Durch Anmeldung beim ÜNB, analog zu den Grünstrombilanzkreisen zur MPM-Bewirtschaftung?

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

2.4. Muss die AAÜZ auch übermittelt werden, wenn keine Ausfallarbeit angefallen ist

Wenn ein MaBiS-Zählpunkt aktiviert ist, dann ja. Die AAÜZ muss als MaBiS-Summenzeitreihe gesendet werden, in diesem Fall als Nullzeitreihe. Dies ist Standard in der MaBiS.

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 NB 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 BK 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 NB, die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 (i. V. m. § 14 Absatz 1 oder 1c) EnWG durchführen oder nachgelagerte NB zu solchen Maßnahmen nach § 14 Absatz 1c EnWG auffordern, einen gesonderten BK nur für diesen Zweck zu führen.“ Damit möchte das BMWK (vormals 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 zu den Verlust-/Differenzbilanzkreisen gehandhabt wird und die Mengen bilanziell über die MaBiS-Prozesse (AAÜZ) einfließen?

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

IV. 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.

1.3. Sind die meteorologischen Daten am folgenden WT bis 8 Uhr oder im Folgemonat bis 4. WT zu senden?

Sie sind kontinuierlich am folgenden WT bis 8 Uhr zu übermitteln. Sollte es zu Korrekturen an den meteorologischen Daten kommen, sind diese bis zum 4. WT im Folgemonat zu melden. Diese Frist gilt nur für Korrekturen und nicht den Erstversand (gemäß BK6-20-59, Anlage 2: am folgenden WT bis 08:00 Uhr für den Vortag bzw. die Vortage).

1.4. Sind sie kontinuierlich zu melden oder nur falls RD stattgefunden hat?

Gemäß [BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0](#), Abschnitte 1.6.1 und 1.6.2: Übergabe einer ¼-h-Zeitreihe sofern ein Redispatch-Abruf stattgefunden hat.

1.5. Ist eine Anlage, die nicht mehr in der EEG- oder KWKG-Förderung ist, weiterhin als KWKG-/EEG-Anlage zu kennzeichnen?

Anlagen, die nicht mehr gefördert werden, gelten weiterhin als KWKG-/EEG-Anlagen.

Die Förderung bzw. deren Auslaufen spielt für die Mindestfaktoren und damit für die Abschaltreihenfolge beim RD keine Rolle. Allein entscheidend ist, dass es sich um EE-Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG bzw. um hocheffiziente KWK-Anlagen nach § 3 Abs. 1 KWKG handelt, die erneuerbaren Strom bzw. Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugen. Dieser Strom muss von den NB – unabhängig von dessen Vergütungs- oder Förderfähigkeit – grundsätzlich vorrangig abgenommen werden. Deswegen rutschen Sie in der Abschaltreihenfolge mithilfe der Mindestfaktoren auch entsprechend nach hinten.

1.6. Welche bzw. sind Nachweise erforderlich, um ausgeförderte KWK-Anlagen der richtigen Kategorie zuordnen zu können?

Für ausgeförderte Anlagen sind keine weiteren Nachweise erforderlich, sie verbleiben in der gleichen KWK-Klassifizierung, auch wenn ihre Förderung ausgelaufen ist.

2. Use-Case (UC): Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit

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

Muss zwischen AB und DV bilateral abgestimmt werden.

2.2. Müssen DV die Marktwerte an AB 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 AB haben kann. Folglich müssen dies der Vermarkter und der AB im Innenverhältnis klären.

2.3. 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?

RD aus EE-Anlagen wird immer die Eigenschaft haben, dass für die zu reduzierende Seite Kosten anfallen, da der AB 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.

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

2.5. Gibt es einen zusätzlichen Termin zum Wechsel des Abrechnungsmodells? Ist ein unterjährig-er Wechsel des Abrechnungsmodells möglich?

Zahlreiche EIV und BTR haben bis zum 01.01.2022 nicht alle Voraussetzungen für einen Wechsel in das (vereinfachte) Spitz-Abrechnungsverfahren erfüllt (z. B. fristgerechte Über-sendung der Wetterdaten, initiale Stammdatenmeldung oder Benennung eines Wetterdaten-dienstleisters) und sind somit gem. Festlegung im Kalenderjahr 2022 im Pauschalverfahren abzurechnen.

Eine Fristaufweichung des 30.11.2021 für das Abrechnungsjahr 2022 gibt es nicht im Prozess. Auch rückwirkende Wechsel und unterjährige Wechsel sind laut Prozess nicht vorgesehen.

Allerdings sind bilaterale Absprachen zwischen ANB und AB/EIV natürlich möglich. Über eine bilaterale Absprache könnten die Marktteilnehmer auch unterjährig bspw. Zum 01.02.2022 das Abrechnungsverfahren wechseln bzw. dies auch noch nach dem 30.11.2021 vereinbaren.

Eine solche bilaterale Einigung zu einem unterjährigen Wechsel ins (vereinfachte) Spitzver-fahren zwischen ANB und EIV kann bspw. Über eine E-Mail-Abstimmung herbeigeführt wer-den, insbesondere in den folgenden Fällen:

- wenn es noch keine initiale Stammdatenmeldung gegeben hat, z. B. weil der ANB die Zuordnung der TR-SR-ID noch nicht vorgenommen hat bzw. diese nicht abgestimmt ist,
- wenn es bereits eine initiale Stammdatenmeldung gab, diese aber noch nicht final ab-gestimmt ist oder
- wenn die TR-SR-ID Zuordnung noch nicht abgeschlossen werden konnte.

V. 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 Redispatch 2.0 die Meldung der Kraftwerkseinsatzdaten (für Anlagen > 10 MW) an den ÜNB?

Nein. KWEP (GLDPM und SO GL) 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, 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 DV) 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 Redispatchregime 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 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 NB, 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 DV 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.

VI. 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 NB 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, welche jeder Netzbetreiber in seiner Netzstandsanalyse sowie Maßnahmendimensionierung zu berücksichtigen hat. Im Zuge dessen sind keine gegenläufigen Interessen zu erwarten.

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

Mit seiner am 6. Mai 2020 veröffentlichten Entscheidung hat der BGH teilweise neue Maßstäbe für die Entschädigung von AB 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 RD. 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, 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 RD vereinbar. Die Eingriffe der NB sollen vor allem auf Basis von Prognosen geplant und durchgeführt werden. In ihrem eigenen Verantwortungsbereich

liegende (witterungsunabhängige) Maßnahmen des NB 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 NB 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.

2. Netztechnische Wirksamkeit

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

Die Datenlieferungsverpflichtungen richten sich nicht nach der Tatsache, ob ein NB ein engpassbehaftetes Netz hat, sondern danach, ob in seinem oder in nachgelagerten Netzen für den RD zu berücksichtigenden Anlagen angeschlossen sind.

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.

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 NB zwischengelagert ist, entsprechende (richtige und aktuelle) netztechnische Wirksamkeiten, ggf. auch Flexbeschränkungen, auszuweisen. Während die Ausweisung von Flexbeschränkungen von eigenen Engpässen abhängig ist, bleibt die Berechnung bzw. Anreicherung von Sensitivitäten davon unberührt. Dafür wird jedem NB nahegelegt, diese auf Basis von Netzzustandsberechnungen zu analysieren.

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

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

Die durch einen NB 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.

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 NB und keinen Einfluss auf die netztechnische Wirkung. Die Netzzustandsanalyse auf die NVPs zum vorgelagerten NB 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.

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 NB-Datenaustausch zum RD 2.0) zwischen den NB ausgetauscht, wodurch auch diese Aspekte berücksichtigt werden.

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

Bänder für netztechnische Wirksamkeiten sind ausschließlich im Kontext der Clusterbildung gegeben. Für einzelne SR bzw. SG sind immer genaue und eindeutige netztechnische Wirksamkeiten anzugeben. Cluster sind grundsätzlich zwischen den NB abzustimmen (Bildungsvorschriften und für das Clustering zu berücksichtigenden Anlagen). Mit den Bildungsvorschriften sind die „Bänder“ für die netztechnische Wirksamkeit (und Kosten) gemeint, in deren Wertebereich(e)/Marge(n) sich die netztechnischen Wirksamkeiten (und Kosten) der einzelnen SR, SG oder nachgelagerte Cluster befinden dürfen. Auch für ein Cluster ist anschließend eine eindeutige netztechnische Wirksamkeit je Viertelstunde je Netzverknüpfungspunkt anzugeben.

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 NB 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. Das Clustering 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 dynamisch notwendig; die potenziell 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?

Diese Frage kann nicht allgemein gültig beantwortet werden und obliegt einem jedem Netzbetreiber. Grundlegend lässt sich aber festhalten, dass VNB und ÜNB Interesse an einer Clusterbildung haben, 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 ein Anlagen-Clustering nötig ist?

Im Rahmen der gesetzlichen Regelungen hat der clusternde NB hier die freie Wahl unter Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen Mindestfaktor-Regelung.

3.4. Muss die Auswahl der steuerbaren Ressource aus dem Cluster durch den clusternden 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 CR bietet über die Koordinierung unter den NB weitere Chancen für ein gesamtheitlich effizienteres Engpassmanagement, woraus eine Neuverteilung der inhärenten Chancen und Risiken zwischen clusterndem NB und vorgelagertem NB resultiert. Um die Chancen- und die Risikoverteilung im Fall der Bildung einer CR wieder gleichmäßig zwischen diesen NB zu allokalieren 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 CR bilanzielle und finanzielle Risiken für den clusternden NB, welche aus den Unsicherheiten aufgrund längerer Prognosezeiträume resultieren. Im Sinne einer angemessenen Risikoverteilung sollen diese Risiken durch den clusternden NB aufgrund höherer Prognoseunsicherheit nur für einen definierten Zeitraum vor Erfüllung übernommen werden. Der Zeitraum ist beschrieben durch ein mit dem vorgelagerten NB und dem clusternden NB abgestimmten Zeitpunkt T_x vor dem Erfüllungszeitpunkt des Abrufs.

Eine Beschreibung der operativen Umsetzung eines Cluster-Abrufs entnehmen Sie bitte dem [NKK-Rahmendokument](#) im Abschnitt „Anforderung von CR“.

3.6. Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?

NB müssen zur Abwicklung der Prozesse Redispatch-Bilanzkreise führen.

Der bilanzielle Ausgleich für ein Cluster findet immer auf Basis der abgestimmten Deltamenge statt. Der anfNB, der den energetischen Ausgleich beschafft hat, meldet einen BK-FP im Rahmen seines Bilanzkreismanagements an den Redispatch-Bilanzkreis des clusternden NB. Gibt

es zu einer Maßnahme mehrere anfNB, so müssen sie sich abstimmen, wer welchen Anteil des energetischen Ausgleichs beschafft.

Der clusternde NB 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 FP 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 AAÜZ über den ANB statt.

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

Der energetische Ausgleich muss stets vom anfNB beschafft werden.

4. Nichtbeanspruchbarkeiten

4.1. Wie werden Nichtbeanspruchbarkeiten im Prozess richtig berücksichtigt?

Nichtbeanspruchbarkeiten werden gemäß der Festlegung BK6-20-059 grundlegend je Technische Ressource geliefert.

Für SR im Planwertmodell muss der EIV entsprechend der Nichtbeanspruchbarkeiten die Planungsdaten der SR anpassen.

Für SR (und SG) im Prognosemodell muss der ANB entsprechend der gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten deren Planungsdaten anpassen. Bei Abruf wird für die Bestimmung der Sollwerte für die SR die in den Stammdaten gemeldete Nettonennleistung als Basis genutzt. Es erfolgt keine Anpassung des Bezugswerts um die Nichtbeanspruchbarkeiten. Für die Ermittlung des energetischen bzw. bilanziellen Ausgleichs sind die Nichtbeanspruchbarkeiten entsprechend der Formeln für die Ausfallarbeit zu berücksichtigen.

VII. 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
V1.2	31.03.2022	I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE	
		1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	1.4, 1.6 – 1.8 (<i>gestrichen aus V1.1</i>) 1.11, 1.16 (<i>neu</i>)
		2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten	2.5, 2.9 – 2.10 (<i>gestrichen aus V1.1</i>) 2.8 – 2.9 (<i>neu</i>)
		IV. Bilanzierungsmodelle, Kriterienkatalog und Bilanzierungsprozesse	
		1. Kriterienkatalog „Planwertmodell“	1.4 (<i>neu</i>)
		2. Bilanzierungsprozesse	2.1 (<i>gestrichen aus V1.1</i>) 2.4 (<i>neu</i>)
		V. ABRECHNUNG	
		1. Übermittlung von meteorologischen Daten	1.3 – 1.5 (<i>neu</i>)

		2. Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit	2.5 (<i>neu</i>)
		3. Anforderung der Ausfallarbeit durch den anfordernden Netzbetreiber	<i>Gestrichen aus V1.1</i>
V1.3	01.07.2022	I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE	
		1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	1.6, 1.10, 1.12 – 1.13, 1.15 <i>(gestrichen aus V1.2)</i>
		2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB)	2.1, 2.3, <i>(gestrichen aus V1.2)</i> 2.6 (2.8 aus V1.2 überarbeitet) 2.8 – 2.11 (<i>neu</i>)
		3. Use-Case (UC): Übermittlung marktbedingte Anpassung	3.2 <i>(gestrichen aus V1.2)</i>
		4. Abrufprozess	4.7 <i>(gestrichen aus V1.2)</i>
		III. BILANZKREISMONITORING <i>(gestrichen aus V1.2)</i>	
		VI. ABRECHNUNG	
		1. Übermittlung von meteorologischen Daten	1.6 (<i>neu</i>)
		VI. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK)	
		1. Allgemein	1.3 <i>(gestrichen aus V1.2)</i>
		4. Nichtbeanspruchbarkeiten	4.1 (<i>neu</i>)

ANSPRECHPARTNER

Christian Sametschek

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

Katia Schubert

BDEW, Fachgebietsleiterin
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1121
katia.schubert@bdew.de

Mira Frei

BDEW, Fachgebietsleiterin
Stromerzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1313
mira.frei@bdew.de

Maximilian Beier

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