

Berlin, 24. September 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Anwendungshilfe

Redispatch 2.0: Häufig gestellte Fragen und Antworten

Version: 1.5

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

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

Inhalt

I.	BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE	12
1.	Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	12
1.1.	Worum handelt es sich bei der Plattform DA/RE? Wie verhält sich dieses zur BDEW-Branchenlösung?.....	12
1.2.	Was ist das Netzbetreiberprojekt „Connect+“?	12
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?	13
1.5.	Wie relevant sind Redispatch-2.0-Prozesse für ISMS Scope nach IT-Sicherheitskatalog?.....	13
1.6.	Wie ist das Verhältnis zu Anlagen, die Regelenergie zur Verfügung stellen?	13
1.7.	Werden alle Anlagen < 100 kW berücksichtigt?	13
1.8.	Kann der Lieferant (LF) von seiner Verpflichtung befreit werden, sich an den Data Provider anzuschließen?	14
1.9.	Wer bestimmt das Redispatch-Vermögen (RDV) einer Anlage?.....	14
1.10.	Ist für Anlagen im Prognosemodell der EIV mit dem ANB gleichzusetzen, weil dieser die Anlage steuert?.....	14
2.	Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB)	14
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?.....	14
2.2.	Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten bei den Anlagenbetreibern?.....	15
2.3.	Was ist die Bezugsgröße einer Sollwert-Anweisung in Prozent?.....	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?	15
2.6.	Wie ist prozessual eine vom EIV gemeldete fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung für eine SR durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen?	15
2.7.	Wie erfolgt die Datenmeldung bei Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar?	15
2.8.	Ist es korrekt, dass im Redispatch 2.0 nicht die Möglichkeit besteht, die Nachtabsenkungen von Anlagen über eine zusätzliche Nachtkennlinie zur normalen Tageskennlinie mitzuteilen? Ist es notwendig die Nachtabsenkungen als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden?	16
2.9.	Wie werden im Rahmen eines Netzgebietswechsel die Redispatch-Stammdaten (z.B. die IDs der TR und SR) vom abgebenden Netzbetreiber (ANB _{alt}) zum aufnehmenden Netzbetreiber (ANB _{neu}) 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 Redispatch 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?	17
2.12.	Wann müssen marktbedingte Abregelungen vom EIV gemeldet werden? Und gibt es Unterschiede zwischen den Modellen?	17
3.	Abrufprozess	18
3.1.	In welchem Zeithorizont müssen Redispatch-Abrufe ablaufen?	18
3.2.	Was passiert, wenn eine angewiesene Anlage nicht reagiert?	18

3.3.	Bedeutet "Erfordernis zur HKN-Beschaffung", dass bei Abschaltung von EE vor dem Engpass und Hochfahren eines konventionellen Kraftwerks dahinter zusätzliche HKN generiert werden müssen?.....	18
3.4.	Werden Anlagen bei einem Rundsteuerbefehl zu einer SR zusammengefasst?	19
3.5.	Wenn der Direktvermarkter EIV ist, erfolgt dann im Aufforderungsfall das Reduzierungssignal über die Steuereinrichtung des NB (z. B. FWA) oder die separate Fernsteuertechnik?	19
4.	Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall.....	19
4.1.	Wer legt fest, ob sich Anlagen im Duldungs- oder im Aufforderungsfall befinden?	19
4.2.	Müssen Anlagen mit Rundsteuer-Empfängertechnik in den Duldungsfall?	19
4.3.	Müssen Anlagen, die derzeit mit Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) in größeren Gruppen zusammengefasst sind, für den Duldungsfall eine Einzelansteuerung realisieren?	19
4.4.	Wenn der AB den Duldungsfall wünscht, muss der NB dann die Steuerung organisieren?	19
4.5.	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.	BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE	21
1.	Kriterienkatalog „Planwertmodell“	21
1.1.	Was ist der Vorteil für den Anlagenbetreiber im Planwertmodell? ...	21
1.2.	Ist jede Anlage, deren erzeugter Strom direkt vermarktet wird, im Planwertmodell bzw. im konventionellen Redispatch?	21
1.3.	Inwieweit haben insbesondere EE-Anlagen, die steuerbar sind, überhaupt eine Wahl zwischen den Modellen?.....	21
2.	Bilanzierungsprozesse.....	22

2.1.	In welcher Beziehung stehen die Bilanzierungsmodelle (Planwert-, Prognosemodell) und die Abrechnungsvarianten zueinander? Wann ist welche Abrechnungsvariante möglich/geplant?	22
2.2.	Wie wird der bilanzielle Ausgleich nach Anmeldung der FC-RD-Zeitreihe durchgeführt?	22
2.3.	Muss die AAÜZ auch übermittelt werden, wenn keine Ausfallarbeit angefallen ist	22
2.4.	Kann ein EIV für die Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs einer SR jeglichen Bilanzkreis zur Quote melden und jeglichen Lieferanten oder können es nur Bilanzkreise/Lieferanten sein, die vorher über die Marktkommunikation schon für ein oder mehrere MaLo's/Tranchen unter der SR als bilanzierungsrelevante Bilanzkreise/Lieferanten kommuniziert wurden?	22
3.	Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell ...	23
3.1.	Welche Genauigkeiten verspricht man sich im Prognosemodell bei Planungshorizont D-1 oder gar D-2?	23
3.2.	Können fahrplanfähige Anlagen (Biogas, KWK) in das Prognosemodell gehen?	23
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?	23
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?.....	24
III.	ABRECHNUNG	25
1.	Übermittlung von meteorologischen Daten.....	25
1.1.	Sind Wetterdaten „Messungen“ oder „Prognosen“?	25
1.2.	Wie wird mit nicht weiterzugebenden Wetterdaten umgegangen? ..	25
1.3.	Sind die meteorologischen Daten am folgenden WT bis 8 Uhr oder im Folgemonat bis 4. WT zu senden?.....	25

1.4.	Sind sie kontinuierlich zu melden oder nur falls Redispatch stattgefunden hat?	25
2.	Use-Case (UC): Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit	25
2.1.	Welche Fristen bestehen für den Wechsel des Abrechnungsmodells?	25
2.2.	Wie werden vom EIV gemeldete Nichtbeanspruchbarkeiten im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung berücksichtigt?	26
2.3.	Inwiefern gelten Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen als Einschränkung in Bezug auf die Wahl des Vergleichszeitraums, wenn diese nachweislich technisch nicht umgesetzt wurden (z.B. wegen einer technischen Störung der Steuerung)?	Fehler! Textmarke nicht definiert.
3.	Clearing von Ausfallarbeit	26
3.1.	Wie können BTR und VNB gemeinsam zu einem effizienten Clearing von Ausfallarbeit beitragen?	26
IV.	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 Redispatch 2.0 benötigt werden?	29
1.4.	Entfällt mit Redispatch 2.0 die Meldung der Kraftwerkseinsatzdaten (für Anlagen > 10 MW) an den ÜNB?	29
2.	Echtzeitdaten	29
2.1.	Wie scharf muss die Auflösung der Echtzeitdaten sein?	29
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

V.	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.	Unterliegen Anlagen, die Regelenergie erbringen, einer Flexbeschränkung und wer spricht diese aus?.....	31
2.	Sensitivitäten	31
2.1.	Müssen Sensitivitäten mindestens einmal täglich geliefert werden? 31	
2.2.	Wird für NB ohne Engpässe eine monatliche Netzberechnung ausreichen?	32
2.3.	Wie wird die Netzzustandsanalyse berechnet und wie häufig müssen Netzbetreiber diese durchführen?	32
2.4.	Was ist unter „Bändern“ im Kontext der Sensitivität zu verstehen? ..	33
3.	Cluster-Ressource (CR)	33
3.1.	Werden Anlagen (Flex-Ressourcen) einmalig, je nach Wirksamkeit/Kosten auf den Engpass, durch den jeweiligen ANB geclustert?	33
3.2.	Warum ist ein NB daran interessiert, Cluster zu bilden?	33
3.3.	Wie soll die interne Abrufreihenfolge gestaltet werden, die z. B. für ein Anlagen-Clustering nötig ist?.....	34
3.4.	Muss die Auswahl der steuerbaren Ressource aus dem Cluster durch den clusternden NB diskriminierungsfrei bspw. rollierend erfolgen? 34	
3.5.	Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?.....	34
4.	Nichtbeanspruchbarkeiten.....	35
4.1.	Wie werden Nichtbeanspruchbarkeiten im Prozess richtig berücksichtigt?	35
VI.	SONSTIGES	36
1.	Sonstiges	36

1.1.	Ist eine Anlage, die nicht mehr in der EEG- oder KWKG-Förderung ist, weiterhin als KWKG-/EEG-Anlage zu kennzeichnen?.....	36
1.2.	Welche bzw. sind Nachweise erforderlich, um ausgeförderte KWK-Anlagen der richtigen Kategorie zuordnen zu können?.....	36
1.3.	Welche Folge hat es, wenn der Marktwert und der IDAEP nicht übereinstimmen?	36
1.4.	Müssen DV die Marktwerte an AB auf Basis der Lieferantensummenzeitreihen auszahlen?	36
1.5.	Wie werden zusätzlichen Kosten/Aufwendungen für die Datenlieferung auf Seiten der AB/DV ausgeglichen? Werden die Implementierungskosten auch für DV übernommen?	36
1.6.	Inwieweit wird zukünftig eine Umrüstung der Steuerungstechnik bei allen Anlagen notwendig sein?.....	37
1.7.	Muss der ANB den Wechsel zu einem anderen DP melden?.....	38
1.8.	Müssen sich Ausgleichsfahrplan und abrechnungsrelevante Ausfallarbeit immer entsprechen oder kann es auch zu Abweichungen kommen?	38
1.9.	Wird die ausgeglichene Energie auch in der EEG-Jahresmeldung ggü. den ÜNB berücksichtigt?	38
VII.	ÄNDERUNGSHISTORIE	40
	ANSPRECHPARTNER	45

Abkürzungsverzeichnis

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
NVP	Netzverknüpfungspunkt
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

I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE

1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte

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

DA/RE stellt als Umsetzungsprojekt von Netze BW und TransnetBW eine deutschlandweite Plattform-Lösung zur Verfügung, über die Netzbetreiber (NB) große Teile der gesetzlichen Anforderungen aus den Redispatch 2.0-Prozessen 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 in der kompletten Prozesskette 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+“?

Connect+ ist ein deutschlandweiter Zusammenschluss von 17 Verteil- und vier Übertragungsnetzbetreibern. Ihr Ziel ist es, den flächendeckenden und einheitlichen Datenaustausch im Redispatch 2.0 zwischen Netzbetreibern und Betreibern von Stromerzeugungsanlagen – zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zur Minimierung von Netzengpässen – sicherzustellen. 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 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 und Ziel, dass alle Redispatch-Aktivitäten mittelfristig bundesweit einheitlich im neuen Redispatch-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?

Aktuell ist keine Umstellung der Prozesse für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen nach FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N-4140) geplant.

Ob einzelne NB Daten/Informationen aus dem Redispatch-2.0-Prozess für eine Verbesserung der Prozesse für Notfallmaßnahmen nutzen, ist jeweils individuell zu entscheiden.

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

Im Projekt Connect+ sind aktuell nur UC für die Prozesse des Redispatch 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 NB, die eigenen Systeme entsprechend den gestellten Anforderungen sicher zu gestalten.

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

Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie vorgesehen sind, werden nachrangig zu der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung (positives und negatives Redispatchvermögen (RDV)) behandelt. Voraussetzung ist, dass die Leistungsscheiben gemäß den festgelegten Prozessen an die betroffenen Netzbetreiber gemeldet wurden.

1.7. 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 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 NB erforderlich.

1.8. Kann der Lieferant (LF) von seiner Verpflichtung befreit werden, sich an den Data Provider 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.

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

Das RDV einer SR im Planwertmodell wird vom EIV bestimmt. Im Prognosemodell prognostiziert der ANB auf Basis der vorliegenden Informationen bestmöglich das Redispatch-Vermögen.

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

Die Aufgaben des EIV gehören zu einer eigenständigen Marktrolle. Die Trennung der Markttrollen des ANB und des EIV bleibt bestehen, auch wenn der ANB Prognosen für SR im Prognosemodell erstellt und er im Duldungsfall die Steuerung durchführt.

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 einem Redispatch-Abruf 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. Sofern sich der Netzbetreiber im Zielmodell des bilanziellen Ausgleichs gemäß BK6-20-059 befindet, erfolgt der bilanzielle Ausgleich im Prognosemodell ex post in Höhe der ermittelten Ausfallarbeit. Sofern sich der Netzbetreiber in der BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 befindet, erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen des Lieferanten der betroffenen Anlagen. In diesen Fall erhält der BKV des LF vom ANB hierfür einen Aufwandsersatz in Form einer finanziellen Kompensation für den nicht erfolgten bilanziellen Ausgleich.

2.2. Liegt die Verantwortung der Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten bei den Anlagenbetreibern?

Nein, im Prozess ist es vorgesehen, dass der EIV die Nichtbeanspruchbarkeiten an die NB meldet. Der Prozess zwischen dem Anlagenbetreiber und dem EIV zum Austausch der Nichtbeanspruchbarkeiten ist nicht Bestandteil der regulierten Prozesse und muss bilateral vereinbart werden.

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

Die Bezugsgröße bildet die installierte Leistung (Bruttoleistung) 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?

Die Vergabe der TR- und SR-ID erfolgt im Rahmen des Anschlussprozesses. AB erhält TR-, SR-ID vom ANB und wird aufgefordert, diese seinem EIV zur Verfügung zu stellen. Der EIV muss die initialen Stammdaten zehn WT vor geplanter Inbetriebnahme melden (UC 2.1.1 Anlage 2 BK6-20-059).

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 Redispatch 2.0 benötigt werden, werden über die BNetzA-Festlegung "Informationsbereitstellung" (BK6-20-061) erhoben. Die Bereitstellung dieser Daten erfolgt durch den EIV über den DP.

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 größer null bis einschließlich der fahrbaren Mindesterzeugungswirkleistung) ist seitens des Netzbetreibers nicht für den Redispatch zu nutzen. Eine Berücksichtigung der fahrbaren Mindesterzeugungswirkleistung muss im Rahmen der Maßnahmendimensionierung des NB erfolgen. Aus netztechnischen Gründen kann dennoch ein Abruf auf null erforderlich sein und ist zulässig.

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 je TR (sofern nicht anders mit dem ANB vereinbart) zu melden. Diese drückt aus, wie viel Leistung (von der Nettonennleistung) der TR (Windenergieanlage) nicht zur Verfügung steht. Darf der Windpark auf Grund der Emissionen nur mit maximal 75 % der installierten Nettonennleistung einspeisen, wäre die Summe der Meldung der Nichtbeanspruchbarkeit je TR i. H. v. 2 MW (entspricht 25 % der installierten Nettonennleistung) folgerichtig. Siehe auch Beschreibung der XML-Formate für Redispatch 2.0.

Zu trennen sind hiervon marktliche Eingriffe in die Fahrweise durch den EIV (marktbedingte Anpassungen). Diese werden als Absolutwert auf Ebene der SR gemeldet (z. B. gemäß obigem Beispiel 4 MW sofern eine marktliche Anpassung der Fahrweise auf 50 % der Nettonennleistung erfolgt). Die Datenmeldung der Veränderung der Fahrweise entspricht der gedrosselten Leistung und erfolgt als absolute Leistung in MW unabhängig von dem aktuellen Dargebot. Ist die Anlage beispielweise auf 60 % gedrosselt, kann aber aufgrund des Winddargebots aktuell nur mit ca. 87 % einspeisen, wird trotzdem eine Veränderung der Fahrweise von 3,2 MW gemeldet. Liegt keine Drosselung vor, wird hingegen eine Fahrweise von 0 MW gemeldet. Siehe auch Beschreibung der XML-Formate für Redispatch 2.0.

In beiden Fällen (der NiBa und mbA) sind entsprechend der veränderten Fahrweise die Planungsdaten (bspw. PROD, pos. RDV, neg. RDV etc.) anzupassen und an die betroffenen Netzbetreiber zu übermitteln.

2.8. Ist es korrekt, dass im Redispatch 2.0 nicht die Möglichkeit besteht, die Nachtabsenkungen von Anlagen über eine zusätzliche Nachtkennlinie zur normalen Tageskennlinie mitzuteilen? Ist es notwendig die Nachtabsenkungen als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden?

Jegliche Einflüsse, die zu Nachtabsenkungen führen (z.B. Umwelteinflüsse), sind 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.

Da Außeneinflüsse in Form von "Nachtabsenkungen" bei WEA über die Meldung "Nichtbeanspruchbarkeit" nicht immer exakt in der Form angegeben werden 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 Netzgebietswechsel die Redispatch-Stammdaten (z.B. die IDs der TR und SR) vom abgebenden Netzbetreiber (ANB_{alt}) zum aufnehmenden Netzbetreiber (ANB_{neu}) übergeben und welche Nachrichten muss wer versenden?

Die Übergabe der Redispatch 2.0 Stammdaten für die vom Gebietswechsel betroffenen Redispatch-relevanten Erzeugungsanlagen von ANB_{alt} an ANB_{neu} erfolgt per bilateraler Datenübergabe (Standardvorgehen im Rahmen eines Netzgebietswechsels).

Der ANB_{neu} muss für die vom Netzgebietswechsel 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 ANB_{neu} und mit Gültig-Ab-Zeitpunkt = Zeitpunkt des Netzgebietswechsels an den DP versenden, um den Wechsel des ANB an den DP und alle betroffenen NB zu kommunizieren.

Der ANB_{neu} muss die betroffenen EIV über den Wechsel des ANB bilateral informieren. Der ANB_{alt} ist ab dem Zeitpunkt des Netzgebietswechsels nicht mehr für die TR und SR zuständig. Der ANB_{alt} 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 zehn 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 Redispatch 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_028).

2.12. 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 bereits in den Planungsdaten enthalten und müssen nicht extra ausgewiesen werden.

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.

3. Abrufprozess

3.1. 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 können. Abrufe sind bis zu Ad-hoc-Abrufen in Echtzeit möglich. Aus dem Koordinationsprozess heraus werden geplante Abrufe i.d.R. mit einem gewissen Vorlauf erfolgen.

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

Nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG sind die hiernach näher bezeichneten AB verpflichtet, auf Aufforderung 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.

3.3. 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 ursprünglich geplante HKN nicht „produziert“. Diese – auf Grund der Durchführung einer Redispatch-Maßnahme – somit nicht produzierten und damit fehlenden Herkunftsnachweise (HKN) müssen gegenüber dem AB jedoch ausgeglichen werden. Eine Methodik zum Ausgleich ist bis dato noch nicht existent.

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

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

3.5. 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. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall

4.1. 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 zum Duldungs- oder Aufforderungsfall 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 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.

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

Gemäß geltenden Prozessen können Steuergruppen nur im Duldungsfall abgerufen werden.

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

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

4.4. 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 ANB auf seine Anlage technisch ermöglichen.

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

4.5. 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 AB in einem solchen Fall nicht schadensersatzpflichtig, wenn kein Verschulden beim AB/EIV vorliegt.

II. 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-AEP¹ 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.

Der Vorteil des Planwertmodells ist, dass eine Vielzahl von Anlagen-spezifischen Datenpunkten, die zu einer Berücksichtigung in der Maßnahmendimensionierung auf Seiten des Netzbetreibers führen, nur in Form von Planungsdaten übermittelt werden können.

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

Eine Abhängigkeit zwischen Direktvermarktung und Planwertmodell besteht nicht.

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

Sofern sich der ANB nicht mehr in der BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 befindet, steht es dem EIV frei, Planwert- oder Prognosemodell zu wählen.

¹ 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.

Sofern der EIV seine SR ins Planwertmodell überführen möchte, muss er den Anforderungen an die Prognosegüte sowie deren Prozessen gerecht werden.

Befindet sich der ANB noch in der BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 besteht dieses Wahlrecht für den EIV nicht. Die betreffende Anlage muss sich zwingend im Prognosemodell befinden.

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 Abrechnungsvarianten Spitz bzw. Spitz light (erweitertes Spitzverfahren) möglich. Bei allen anderen Anlagen wird im Planwertmodell ausschließlich die Spitzabrechnung angewendet. Bei einem Wechsel ins Planwertmodell muss entsprechend auch ggf. ein Wechsel in die oben beschriebenen Abrechnungsmodelle gegeben sein.

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 Anlage 3 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. 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.

2.4. Kann ein EIV für die Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs einer SR jeglichen Bilanzkreis zur Quote melden und jeglichen Lieferanten oder können es nur Bilanzkreise/Lieferanten sein,

die vorher über die Marktkommunikation schon für ein oder mehrere MaLo's/Tranchen unter der SR als bilanzierungsrelevante Bilanzkreise/Lieferanten kommuniziert wurden?

Im Grundsatz hat der EIV in seiner Meldung bei SR im Planwertmodell den Lieferanten zu melden, welcher über die Marktkommunikationsprozesse über die MaLo der SR zugeordnet ist. Da in den meisten Fällen die zugeordneten Bilanzkreise aus der Marktkommunikation nicht für Fahrplanbuchungen vorgesehen sind, kann der EIV in diesen Fällen jedoch einen anderen vom LF mitgeteilten Bilanzkreis in seiner Meldung verwenden. Dieser muss jedoch vom BKV des LF und für BK-Fahrplanbuchung beim ÜNB nutzbar sein.

Bei SR im Prognosemodell ist diese Möglichkeit nicht gegeben, da hier der bilanzielle Ausgleich über die MaBiS-Prozesse stattfindet und der Bilanzkreis nicht zwingend für eine Bebuchung mit einem BK-Fahrplan geeignet sein muss.

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?

Sofern der ANB sich noch in der BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 befindet, können die Anlagen (außer SOGL) sich nur im Prognosemodell befinden.

Befindet sich der ANB nicht mehr in der BDEW-Übergangslösung können fahrplanfähige Anlagen (Biogas, KWK) in das Planwertmodell wechseln oder weiterhin im Prognosemodell verbleiben.

Sind Anlagen bereits anderweitig zur Lieferung von Planungsdaten verpflichtet sind, z. B. im Rahmen der SOGL-Verpflichtungen, 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 die Bilanzierungsprozesse nachvollziehbar abgebildet sehen. Eine Verschachtelung mit Hauptbilanzkreisen und Vermischung mit anderen Bilanzierungsaufgaben ist nicht vorgesehen.

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.

III. 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 Redispatch stattgefunden hat?

Die meteorologischen Daten sind kontinuierlich zu übermitteln (vgl. 1.3).

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

2.1. Welche Fristen bestehen für den Wechsel des Abrechnungsmodells?

Nach Festlegung BK6-20-059 Anlage 2 ist ein Wechsel des Abrechnungsmodells grundsätzlich zum 30.11 eines Jahres zu beantragen, damit ein Wechsel zum 01.01. des Folgejahres erfolgen kann. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber gemäß BK6-20-059 Anlage 1 ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist. Bei Wechsel ins Planwertmodell (grundsätzlich zu jedem Montagsersten eines Jahres möglich) ist darüber hinaus auch ein unterjähriger Wechsel in die Abrechnungsmodelle Spitz bzw Spitz-light zum Monatsersten möglich (vgl. 2.1).

2.2. Wie werden vom EIV gemeldete Nichtbeanspruchbarkeiten im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung berücksichtigt?

Es gibt entsprechend der Formatbeschreibung (vgl. <https://www.edi-energy.de/>) mehrere Typen von Nichtbeanspruchbarkeiten. Grundsätzlich sind dabei zwei Kategorien zu unterscheiden:

1. Nichtbeanspruchbarkeiten, die eine vollständige oder anteilige Reduzierung der Erzeugung der Anlage beschreiben und damit sowohl eine Reduktion der Produktion (PROD) als auch des Redispatchvermögens (RDV) abbilden.
2. Nichtbeanspruchbarkeiten, die keine technische Einschränkung der Erzeugung der Anlage beschreiben (und damit keine Reduktion des PROD) sondern stattdessen die einem spezifischen Zweck vorbehaltende Nutzung des erzeugten Stroms (z.B. Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom).

Eine derartige Differenzierung der Nichtbeanspruchbarkeiten gilt auch für die Berücksichtigung im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung gemäß BK6-20-059, Anlage 1:

Nichtbeanspruchbarkeiten der Kategorie 1 (nach derzeitig gültigen Formaten sind das Nichtbeanspruchbarkeiten mit den Reason Codes B18, B19, B20, Z01, Z03, Z07, Z08) führen dazu, dass der entsprechende Zeitraum nicht als Vergleichszeitraum genommen werden kann. Weiterhin führen sie zu einer Reduktion der theoretischen Leistung und der durchschnittlichen Leistung der betreffenden TR im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung.

Für die Bestimmung des Vergleichszeitraums, für die Ermittlung der theoretischen Leistung und für die Bestimmung der durchschnittlichen Leistung einer Anlage sind Nichtbeanspruchbarkeiten der Kategorie 2 irrelevant (nach derzeitig gültigen Formaten sind das Nichtbeanspruchbarkeiten mit den Reason Codes Z02 (Einschränkungen aufgrund von Energielieferverpflichtungen) und Z11 (Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom)).

3. Clearing von Ausfallarbeit

3.1. Wie können BTR und VNB gemeinsam zu einem effizienten Clearing von Ausfallarbeit beitragen?

Jede Clearinganfrage von BTR führt zu Aufwand auf Seiten der VNB. Insbesondere die Bearbeitung von Gegenvorschlägen zur Ausfallarbeit ist zeitintensiv, da eine Vielzahl von Eingangsgrößen zur Berechnung der Ausfallarbeit geprüft und verglichen werden müssen. Die Ressourcen der Netzbetreiber sind stark durch Clearinganfragen von BTR belastet, dies führt zu signifikanten Verzögerungen bei der Bearbeitung von Clearinganfragen. Alle Marktakteure, d.h. ANBs, EIVs und BTRs sind verpflichtet sich an die Fristen, die in der

Festlegung BK6-20-059 definiert sind, zu halten. Dies betrifft insbesondere den Versand von Wetterdaten durch den BTR, Nichtbeanspruchbarkeiten durch den EIV als auch den vollständigen Versand von Erstaufschlägen an den BTR durch den ANB. Alle BTRs sind angehalten, Clearinganfragen auf Relevanz und Notwendigkeit zu überprüfen, damit die Netzbetreiber ihre Ressourcen sinnvoll auf relevante Klärfälle kanalisieren können. Umgekehrt sind alle ANBs genauso angehalten, die zur Abstimmung von Ausfallarbeit notwendigen Datenaustauschprozesse zu etablieren, um den Clearing-Aufwand auf Seiten der BTR zu reduzieren.

Gründe für ein Clearing innerhalb der geltenden Fristen sind z.B.:

- Das Übersenden von Gegenvorschlägen ist unabhängig von der Höhe der Abweichung festlegungskonform und erlaubt. Jedoch muss jeder BTR kritisch hinterfragen, ab welcher Abweichung zum Erstaufschlag die Initiierung von einem Klärfall beim VNB sinnvoll und zielführend ist. Empfohlen wird eine Abweichung von mindestens 100 kWh je Maßnahme.
- Der VNB hat den Erstaufschlag fristgerecht zugestellt und die Berechnung der Ausfallarbeit ist fehlerhaft, z.B.
 - NBK/MBA nicht/falsch berücksichtigt
 - Uneingeschränkte Viertelstunde/Stunde/Vergleichszeitraum/Vortrag falsch
 - Referenzertrag/installierte Leistung falsch
 - Falsches Abrechnungsmodell hinterlegt
 - Falsche Kennlinie verwendet
 - Falsche Abrufvariante, Nennleistung je TR falsch
 - (Liste nicht abschließend, weitere berechtigte Gründe möglich)

In dem Bewusstsein, dass sowohl auf Seiten der ANB als auch auf Seiten der BTR und EIV die Redispatch-Prozesse nicht immer zuverlässig und robust funktionieren, muss in begründeten Fällen auch außerhalb der festgelegten Fristen einem Clearing von Ausfallarbeit stattgegeben werden. Gründe für ein Clearing von Ausfallarbeit gem. UC „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell“, auch außerhalb der Fristen, sind unter anderem:

- Jegliche Sonderfälle, die prozessual nicht in den Festlegungen beschrieben sind
- Stammdatenfehler (z.B. EIV oder BTR falsch zugeordnet)
- Kein fristgerechter Versand von Erstaufschlägen durch ANB
- Begründete Einzelfälle, z.B. temporärer Ausfall der Marktkommunikationsfähigkeit des BTR, Ausfall von connect+ in relevanten Zeitbereichen
- Der ANB hat selbst nicht innerhalb der Frist auf Gegenvorschläge reagiert
- (Liste nicht abschließend)

Der ANB kann Clearinganfragen von Ausfallarbeiten begründet ablehnen, wenn z.B.:

- der ANB fristgerecht und gemäß den festgelegten Prozessen Erstaufschläge versendet hat und der BTR keine Marktkommunikationsfähigkeit besitzt (dauerhaft ausbleibende Wetterdaten und Gegenvorschläge im MSCONS Format)
- der BTR außerhab der festgelegten Fristen auf Erstaufschläge reagiert
- der BTR vom EIV abweichende Annahmen über NBKs und MBAs zur Berechnung der Ausfallarbeit verwendet
- (Liste nicht abschließend)

Der Clearing-Prozess ist unter dieser Prämisse grundsätzlich durch den BTR einzuleiten, der zu dem Zeitpunkt der zu klärenden Redispatch-Maßnahme zu der betroffenen TR gemeldet ist.

Der BTR und EIV müssen selbst dafür Sorge tragen, dass alle relevanten Informationen zur Ausfallarbeitsberechnung ausgetauscht werden.

IV. 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 Redispatch 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-Lieferpflichten (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.

2. Echtzeitdaten

2.1. Wie scharf muss die Auflösung der Echtzeitdaten sein?

Über die bestehende Steuerungs- und Kommunikationstechnik an den Anlagen können nicht alle benötigten Daten beim (Anschluss-)NB abgerufen werden. 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?

Zur Übermittlung der Echtzeitdaten existieren derzeit noch keine standardisierten Prozesse bzw. Schnittstellen. Es obliegt dem NB, die Echtzeitdaten anzufordern und sich im Zuge dessen für eine Technik zur Datenübermittlung 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 Redispatch 2.0 noch keine Vorgaben dazu.

V. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK)

1. Allgemein

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

Über das [Netzbetreiberkoordinationskonzept](#) wird einerseits sicherstellt, dass alle Engpässe den betroffenen NB bekannt sind und andererseits der Gesamt-Redispatch-Einsatz effizient und Synergien nutzend durchgeführt werden kann. Sofern erforderlich, kann der ANB bereits im Betriebsplanungsprozess durch die Ausweisung von Flexibilitätsbeschränkungen kritische Engpässe in seinem Netz anderen betroffenen NB kenntlich machen, welche jeder Netzbetreiber in seiner Netzzustandsanalyse sowie Maßnahmendimensionierung zu berücksichtigen hat. Liegen zum gleichen Zeitpunkt mehrere Anforderungen vor, obliegt es dem anweisenden Netzbetreiber, unter Berücksichtigung der Netzsicherheit zu entscheiden, welche Anforderung umgesetzt wird. Im Zuge dessen sind keine gegenläufigen Interessen zu erwarten.

1.2. 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 Redispatch nutzbar ist). Eine Regelleistungsscheibe in den Planungsdaten einer SR (Anlage) ist separat zu sehen von den Leistungsscheiben, die für den Redispatch nutzbar sind. Es sind zwei unterschiedliche Prozesse.

2. Sensitivitäten

2.1. Müssen Sensitivitäten mindestens einmal täglich geliefert werden?

Ja, gemäß Festlegung BK6-020-059 sind Planungsdaten (und damit auch Sensitivitäten) mindestens einmal täglich zu versenden. Siehe hierzu auch Use Case 2.2 Übermittlung von Sensitivitäten der NKK-Detailprozesse.

Zusätzlich gilt, dass eine Aktualisierung der Sensitivitäten untertäglich notwendig ist, wenn sich diese um mindestens ein Prozent auf den Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber verändern. Für nicht vermascht betriebene Mittel- oder Niederspannungsnetze ist nur dann eine Aktualisierung erforderlich, wenn eine entsprechende Änderung des

Schaltzustandes vorgenommen wird. Dies bezieht sich auf die Berechnung der Werte für die Sensitivität, nicht auf das Versenden gemäß den Fristen der Prozessbeschreibung.

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

Es obliegt einem jeden NB, zu entscheiden, in welcher Frequenz die Netzberechnung durchführt, solange er seinen Datenlieferverpflichtungen entsprechend der geltenden Regularien nachkommt.

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

Die Bewertung des eigenen Netzzustandes zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist eine Aufgabe eines jeden NB, dessen Umsetzung intern zunächst frei gestaltet werden kann, solange gesetzliche Anforderungen und festgelegte Datenlieferpflichten erfüllt werden. Jeder NB hat die Freiheit, seine internen Prozesse selbst zu gestalten und der BDEW definiert lediglich Randbedingungen und das notwendige Ergebnis, sodass die Abstimmung zwischen allen NB gemäß [Netzbetreiberkoordinierungskonzept für Redispatch 2.0](#) reibungslos funktionieren kann.

Eine Netzzustandsanalyse ist allgemein als probate und empfehlenswerte Methode zur Netzzustandsbewertung anzusehen. Es obliegt einem jeden NB zu entscheiden, in welcher Frequenz die Netzzustandsanalyse sinnvollerweise durchgeführt wird. Die Durchführung empfiehlt sich grundsätzlich immer nach Änderungen (Topologie, Last, Einspeisung) bzw. Eintreffen neuer Informationen von AB, EIV oder anderen NB. Relevant ist, dass die Netzzustandsbewertung und die daraus abgeleiteten auszutauschenden Daten (Flexbeschränkungen, eigene Abrufe) jederzeit korrekt sind. Aus Sicht vieler NB sind bei den folgenden Voraussetzungen keine regelmäßigen Netz-Berechnungen im Rahmen einer Netzzustandsanalyse für Redispatch 2.0 notwendig:

1. Es liegen keine eigenen Engpässe im eigenen Netz vor, unabhängig davon wie sich die Einspeise- oder Lastsituation darstellt oder wie gesteuert wird.
2. Es liegen auch zu keiner Zeit Flexibilitätsbeschränkungen vor. Alle Anlagen können nach Belieben gesteuert werden, ohne dass ein kritischer Zustand entstehen kann.
3. Die einer Einspeiseanlage zu den Netzverknüpfungspunkten vorgelagerter und/oder benachbarter Netzbetreiber verändert sich nicht.

Für detaillierte Informationen zu den zwischen Netzbetreibern auszutauschenden Daten sowie Erläuterungen der dafür notwendigen Prozesse siehe [Netzbetreiberkoordinierungskonzept für Redispatch 2.0 \(Rahmendokument und Detailprozesse\)](#).

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

Bänder für Sensitivitäten sind ausschließlich im Kontext der Clusterbildung gegeben. Für einzelne SR bzw. SG sind immer genaue und eindeutige Sensitivitäten anzugeben. Cluster sind grundsätzlich zwischen den NB abzustimmen (Bildungsvorschriften und für das Clustering zu berücksichtigenden Anlagen gemäß [Rahmendokument zum Netzbetreiberkoordinationskonzept](#)). Mit den Bildungsvorschriften sind die „Bänder“ für die Sensitivität (und Kosten) gemeint, in deren Wertebereich(e)/Marge(n) sich die Sensitivitäten (und Kosten) der einzelnen SR, SG oder nachgelagerte Cluster befinden dürfen. Auch für ein Cluster ist anschließend eine eindeutige Sensitivität je Viertelstunde je Netzverknüpfungspunkt anzugeben (vgl. [Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination](#)).

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 (vgl. [Rahmendokument zum Netzbetreiberkoordinationskonzept](#)). Wenn ein ANB ein Cluster bildet, kann ein vorgelagerter NB 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), muss eine Zuordnung von SR und ggf. eigene SG zu den Clustern den Situationen gerecht werden; die potenziell vom Cluster betroffenen NB können sich allerdings dazu abstimmen, ob es 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 Cluster-Bildung 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 sowie allgemein geltender Regelungen entsprechend §13 EnWG die Abrufreihenfolge zu gestalten.

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

Die Grundintention des Gesetzgebers ist, dass von Redispatch-Maßnahmen betroffene Akteure wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden. Insofern ist eine Redispatch-Maßnahme nicht als diskriminierend zu werten und folglich kein rollierendes Verfahren erforderlich.

3.5. Wie erfolgt der energetische Ausgleich für die Cluster?

Hinweis: Auf Basis der Mitteilung Nr. 9 zum Redispatch 2.0 der Bundesnetzagentur ist der bilanzielle Ausgleich in den Pilotprojekten ab dem 1. August 2023 vorläufig ausgesetzt.

Der energetische Ausgleich für eine angeforderte Cluster-Maßnahme wird gemäß EnWG durch den anfordernden Netzbetreiber beschafft. Für die bilanzielle Abwicklung müssen NB 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.

4. Nichtbeanspruchbarkeiten

4.1. Wie werden Nichtbeanspruchbarkeiten im Prozess richtig berücksichtigt?

Nichtbeanspruchbarkeiten werden gemäß der Festlegung BK6-20-059 grundlegend je Technische Ressource geliefert, sofern nicht anders mit dem ANB vereinbart

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 Berücksichtigung der Nichtbeanspruchbarkeiten bei der Berechnung der Ausfallarbeit siehe Frage 9.2.

VI. SONSTIGES

1. Sonstiges

1.1. 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 Redispatch 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.

1.2. 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.

1.3. Welche Folge hat es, wenn der Marktwert und der IDAEP nicht übereinstimmen?

Muss zwischen AB und DV bilateral abgestimmt werden.

1.4. Müssen DV die Marktwerte an AB auf Basis der Lieferantensummenzeitreihen auszahlen?

In der Vergütungskette ÜNB an ANB und ANB an AB dient die Bilanzkreisummenzeitreihe 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.

1.5. 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 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 DV.

1.6. 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 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: Sollte eine technische Umstellung beim NB, bedingt durch neue gesetzliche Vorgaben zum RD, erforderlich werden und netz- wie systemtechnisch notwendig sein, hätte nach alledem der AB die Kosten für den Austausch seiner jetzigen technischen Einrichtung, die den neuen technischen Vorgaben des NB für das neue Redispatch 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.

1.7. 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.

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

Nein, die beiden Mengen müssen sich nicht exakt entsprechen, da die Prognosen, auf deren Basis der energetische Ausgleich durchgeführt wird, zumeist von der aus Messwerten abgeleiteten abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit abweichen wird.

Bei Anlagen im Prognosemodell wird der BK des anFN 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.

1.9. 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.

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>)
V1.4	02.11.2023	I. BASISDATENAUSTAUSCH UND ABRUFPROZESSE	
		1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte	1.2, 1.3, 1.4., 1.6, 1.11 (<i>angepasst</i>) 1.7 (<i>verschoben</i>) 1.10 (<i>gestrichen aus V 1.3</i>)
		2. Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten (EIV – NB)	2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10 (<i>angepasst</i>)
		3. Use-Case (UC): Übermittlung marktbedingte Anpassung (<i>gestrichen</i>)	3.1 (<i>verschoben</i>)
		4. Abrufprozess	4.4. (<i>verschoben</i>)
		5. Auswahlprozess: Aufforderungs- und Duldungsfall	5.1, 5.4 (<i>angepasst</i>)
		II. ENERGETISCHER AUSGLEICH (<i>gestrichen aus V 1.3</i>)	
		1. Allgemein (<i>gestrichen aus V 1.3</i>)	1.1, 1.2 (<i>verschoben</i>)
		III. BILANZIERUNGSMODELLE, KRITERIENKATALOG UND BILANZIERUNGSPROZESSE (<i>neu als II in V1.4</i>)	
		1. Kriterienkatalog Planwertmodell	1.1, 1.2, 1.3 (<i>angepasst</i>) 1.4 (<i>gestrichen aus V 1.3</i>)

	2. Bilanzierungsprozesse	2.1, 2.2 (<i>angepasst</i>) 2.3 (<i>gestrichen aus V 1.3</i>) 2.3 (<i>neu</i>)
	3. Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Prognosemodell	3.2, 3.3 (<i>angepasst</i>)
	IV. ABRECHNUNG (<i>neu als III in V1.4</i>)	
	1. Übermittlung von meteorologischen Daten	1.4 (<i>angepasst</i>) 1.5, 1.6 (<i>verschoben</i>)
	2. Use Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit	2.1, 2.2, 2.3, 2.4 (<i>verschoben</i>) 2.5 (<i>angepasst als 2.1 (neu)</i>) 2.2 (<i>neu</i>)
	V. DATENBEDARFE (<i>neu als IV in V1.4</i>)	
	1. Allgemein	-
	2. Echtzeitdaten	2.1, 2.2 (<i>angepasst</i>) 2.3 (<i>gestrichen aus V 1.3</i>)
	VI. FRAGEN ZUM NETZBETREIBERKOORDINATIONSKONZEPT (NKK) (<i>neu als V in V1.4</i>)	
	1. Allgemein	1.1, 1.2 (<i>angepasst</i>)
	2. Netztechnische Wirksamkeit (<i>neu als 2. Sensitivitäten in V 1.4</i>)	2.1 (<i>neu</i>) 2.1 (<i>angepasst als 2.2 (neu)</i>) 2.2 (<i>angepasst als 2.3 (neu)</i>) 2.3 (<i>angepasst als 2.4 (neu)</i>) 2.4 (<i>angepasst als 2.5 (neu)</i>)
	3. Cluster-Ressource (CR)	3.1, 3.3, 3.4 (<i>angepasst</i>) 3.5, 3.7 (<i>gestrichen aus V1.3</i>) 3.6 (<i>angepasst 3.5 (neu)</i>)

		4. Nichtbeanspruchbarkeiten	4.1 (<i>angepasst</i>)
		VI. SONSTIGES (<i>neu</i>)	
		1. Sonstiges	1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9 (<i>neu, verschoben aus anderen Kapiteln aus V1.3</i>)
V1.5	24.09.2024	III. ABRECHNUNG	
		3. Clearing von Ausfallarbeit (<i>neu</i>)	3.1 (<i>neu</i>)

ANSPRECHPARTNER

Yannik Simstich

Fachgebietsleiter

Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefon: +49 30 300 199-1118

yannik.simstich@bdew.de

Hannah Seiß

Fachgebietsleiterin

Erzeugung und Systemintegration

Telefon: +49 30 300 199-1313

hannah.seiss@bdew.de

Vanessa Stemplowsky

Fachgebietsleiterin

Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefon: +49 30 300 199-1362

vanessa.stemplowsky@bdew.de

Lilli Martens

Fachgebietsleiterin

Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefon: +49 30 300199-1364

lilli.martens@bdew.de