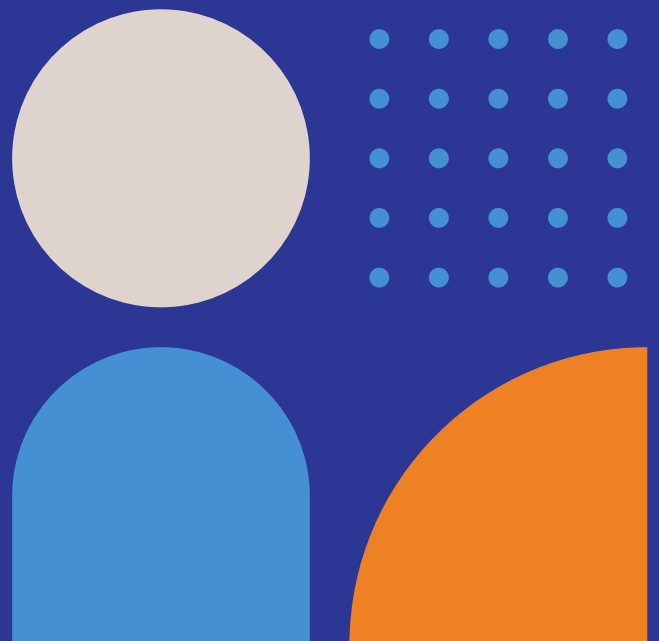


Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW
zum Eckpunktepapier der
Bundesnetzagentur
Aktenzeichen BK6-23-241



Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“
Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur
Aktenzeichen BK6-23-241

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	1
1 Bilanzierungsmodelle	1
1.1 Redispatch-relevante Anlagen im Verteilnetz.....	1
1.2 Das Pauschalabrechnungsverfahren soll entfallen.....	2
2 Kommunikationsprozesse.....	2
2.1 Marktrollen.....	3
2.2 Stammdatenobjekte.....	3
2.3 Stammdatenprozesse	5
3 Abrufe und Netzbetreiberkoordinierung	5
3.1 Abrufprozesse	5
3.2 Datenaustausch in der Netzbetreiberkoordination	7

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur

Aktenzeichen BK6-23-241

Einleitung

Die Beschlusskammern 6 und 8 der Bundesnetzagentur nehmen den Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vom 28. August 2024 für ein Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung zum Anlass, die Fortentwicklung der regulatorischen Vorgaben zum Redispatch voranzutreiben. Vor diesem Hintergrund haben die Beschlusskammern am 26. September 2024 gemeinsam ein Eckpunktepapier zur Fortentwicklung des sog. Redispatch 2.0 unter dem Aktenzeichen BK6-23-241 veröffentlicht und bitten die Branche um Beantwortung der darin formulierten Fragen bis zum 4. November 2024. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Die Bundesnetzagentur adressiert mit ihren „Eckpunkten für die Fortentwicklung des „Redispatch 2.0“ praktische Umsetzungshemmnisse und konkrete Problemstellungen und greift zudem Weiterentwicklungsvorschläge aus der Branche auf. Das begrüßen wir sehr und betonen, dass aus unserer Sicht viele Gedanken in die richtige Richtung gehen.

Zudem weisen wir darauf hin, dass wir uns in weiten Teilen den Inhalten der Stellungnahme des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) anschließen. Jedoch möchten wir die Gelegenheit nutzen, über eine eigene Stellungnahme einzelne Aspekte gezielter zu adressieren.

Auf die Fragen der Behörde und auf weitere Aspekte hinsichtlich der Umsetzung der Eckpunkte möchten wir im Folgenden eingehen, zur inhaltlichen Einordnung werden dabei die relevanten Positionen der Bundesnetzagentur aus dem Eckpunktepapier in kursiver Schrift dargestellt

1 Bilanzierungsmodelle

1.1 Redispatch-relevante Anlagen im Verteilnetz

Redispatch-relevante Anlagen im Verteilnetz sollen bis Ende 2030 schrittweise auf Aufforderung des Übertragungsnetzbetreibers ins Planwertmodell wechseln. Das Wahlrecht eines Bilanzierungsmodells soll entfallen.

Wir stimmen damit überein, dass die Wahlfreiheit des Bilanzierungsmodells durch den Einsatzverantwortlichen (EIV) entfallen muss. Dabei sollten wichtige Rahmenvorgaben zur Überführung von Anlagen ins Planwertmodell durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gesetzt werden, etwa Leistungsmengen und Energieträger je Netzregion, jedoch sollte der Anschlussnetzbetreiber (ANB) die Entscheidung über die konkreten Anlagen treffen. Der Vorteil besteht darin, dass der ANB mehr Detailkenntnisse zu den Anlagen hat und zudem Anlagen für die Überführung wählen kann, die auch zur Lösung eigener Engpässe benötigt werden.

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur

Aktenzeichen BK6-23-241

Zudem sollte der ANB auch über die ÜNB-Vorgaben hinausgehend die Möglichkeit erhalten, Anlagen ins Planwertmodell überführen zu können, sofern sie zur Lösung eigener Engpässe relevant sind.

Weiterhin sollte für alle nicht-dargebotsabhängigen Anlagen und für alle Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, und welche nicht direkt ins Planwertmodell überführt werden, verpflichtend Planungsdaten gesendet werden („Z03“-Modell). Sobald alle relevanten Anlagen ins Planwertmodell überführt wurden, kann diese Übergangsmöglichkeit auslaufen, um die Prozessvarianten zu reduzieren.

Diese Übergangsregelung ist jedoch unbedingt notwendig, da die Prognose der Fahrweise von nicht-dargebotsabhängigen Anlagen bzw. die Prognose von vermarkteten Regelleistungsbändern für den Netzbetreiber schlicht nicht zuverlässig möglich ist. Der Netzbetreiber hat somit auch keine Möglichkeit Regelleistungsbänder bei der Engpasslösung durch nachrangige Wahl zu schützen und läuft Gefahr unfreiwillig in die Erbringung einer anderen wichtigen Systemdienstleistung einzugreifen. Der Anlagenbetreiber bzw. sein Lieferant (LF)/Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) hat hingegen einen Informationsvorsprung bezüglich der Vermarktungsweise seiner Anlage sowie hinsichtlich erfolgter Regelleistungszuschläge, so dass die Fahrpläne sinnvollerweise seitens EIV bereitgestellt werden müssen.

1.2 Das Pauschalabrechnungsverfahren soll entfallen

Wir stimmen mit der Beschlusskammer überein, dass die Pauschalabrechnung durch sachgerechtere Abrechnungsverfahren ersetzt werden sollte. In seiner derzeitigen Form ist das Spitz (light)-Verfahren jedoch auf (dargebotsabhängige) Anlagen ohne zeitaufgelöste Leistungsmessung nicht anwendbar, so dass hierfür eine alternative Berechnungsvorschrift definiert werden oder das Pauschalmodell für diese Anlagen übergangsweise erhalten bleiben muss, bis entsprechende Zähler flächendeckend eingebaut sind.

Für nicht-dargebotsabhängige Anlagen ist eine praktikable Vorgehensweise zur Bestimmung der Ausfallarbeit notwendig, die Manipulation verhindert. Idealerweise sind diese Anlagen direkt dem Planwertmodell zugeordnet. Alternativ senden sie, wie im vorangegangenen Abschnitt dargelegt, zumindest verpflichtend verbindliche Planungsdaten im “Z03-Modell“, die zur Bestimmung der Ausfallarbeit herangezogen werden können.

2 Kommunikationsprozesse

Die Bundesnetzagentur erwägt außerdem, übergangsweise nur noch Rahmenvorgaben für die Prozesse der massengeschäftstauglichen Kommunikation vorzugeben und die konkrete Ausgestaltung an die Übertragungsnetzbetreiber zu übergeben, die diese in der Branche konsultieren könnten.

Eine vorrübergehende Flexibilisierung des Vorgehens zur Prozessausgestaltung wird begrüßt. Die Aufgabe der Prozessausgestaltung allein-verantwortlich an die ÜNB zu übertragen, wird jedoch kritisch gesehen, da die ÜNB an einigen Prozessen selbst nicht aktiv beteiligt sind und andere Prozesse nicht mit dem gleichen hohen Mengengerüst erleben wie viele Verteilnetzbetreiber (VNB). Somit fehlen ihnen wichtige Einblicke in

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur

Aktenzeichen BK6-23-241

Detailprobleme und Erfahrungen mit (massengetriebenen) Clearing-Herausforderungen, die prozessual gelöst werden müssten.

Mindestens die VNB, die in ihrem Netz relevante Redispatch-Abbruchvolumina haben – sei es aufgrund eigener Engpässe oder aufgrund hoher Abrufmengen vorgelagerter (Ü)NB – müssen an der Prozess- und Formatentwicklung daher unbedingt verantwortlich beteiligt werden, da nur so gewährleistet werden kann, dass die Prozesse für sie als systemrelevante Akteure massentauglich anwendbar sind.

Es sei zudem darauf hingewiesen, dass ÜNB und VNB bei der Ausgestaltung des Netzbetreiber Koordinierungskonzept NKK und dessen Prozesse bereits bewiesen haben, dass sie gemeinsam über eine entsprechende Gremienstruktur im BDEW funktionierende Prozesse zu Rahmenvorgaben der Bundesnetzagentur (Festlegung BK6-20-060) erarbeiten können.

Für jeden Kommunikationsprozess soll der Bedarf automatischer Antwort- und Clearingprozesse geprüft werden. Für den Stammdatenprozess werden Antwort- und Clearingprozesse ergänzt.

Inhaltliche Antwort- und Clearingprozesse sind zu begrüßen, da dies manuelle Aufwände reduziert.

2.1 Markttrollen

Der Einsatzverantwortliche (EIV) soll künftig die Kommunikationsaufgaben aller anlagenbezogenen Rollen (BTR, LF, BKV, EIV) übernehmen. Die Markttrolle EIV soll künftig der BKV wahrnehmen, sofern kein anderes Unternehmen benannt wird.

Um die Prozesszuverlässigkeit der Kernprozesse des Redispatch – d.h. die Systemführungsprozesse für Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und Abrufe - zu erhöhen, ist die Beauftragung hochprofessioneller Akteure auf Marktseite zielführend. Die Zusammenlegung der Rollen im Redispatch kann eine sinnvolle Möglichkeit darstellen, diese Professionalisierung zu fördern sowie die Komplexität an den Schnittstellen zu reduzieren. Relevant ist in erster Linie, dass für alle relevanten Aufgaben initial bereits ein professioneller Akteur verantwortlich ist. Die Rolle des LF könnte hierbei eine zentrale Stellung einnehmen, da sie in der Praxis aufgrund wirtschaftlicher Interessen für praktisch jede Anlage zugewiesen ist, der LF aufgrund anspruchsvoller Kernaufgaben zumeist ein professioneller Akteur ist und ein LF-Wechselprozess in den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) bereits in Anwendung ist.

Für die begleitenden Prozesse wie die Abrechnung mit dem Betreiber der technischen Ressource (BTR) oder etwaige Bilanzkreisbuchungen im Planwertmodell sollten die Rollen BTR und BKV weiterhin in ihrer jeweiligen Rolle bestimmungsgemäß an den Kommunikationsprozessen teilnehmen.

2.2 Stammdatenobjekte

Die Beschlusskammer stellt zur Diskussion, die bisherige Vorgabe einen EIV pro SR vorzugeben, aufzuheben und die Objektgranularität auf die Malo umzustellen.

Die Umstellung der Objektgranularität für den Datenaustausch zwischen ANB und LF (EIV) auf das Objekt Marktlokation (MaLo) könnte bekannt Probleme lösen (Multi-BKV), jedoch auch das Datenaustauschvolumen

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur

Aktenzeichen BK6-23-241

erhöhen (höhere Kosten).

Grundsätzlich ist die Objektgranularität im Duldungs- und Aufforderungsfall nicht immer identisch und die Datenverantwortung für die heutige steuerbare Ressource (SR) ist auf Objektebene nicht eindeutig geregelt, bzw. nur für unter-Datenpunkte definiert.

Beim Abruf einer SR im Duldungsfall kann nicht immer garantiert werden, dass dahinterliegende MaLos gleichmäßig von einer Sollwertvorgabe betroffen sind. Insbesondere wenn sich nach Inbetriebnahme Direktvermarkter oder Eigentümer verändert haben. So ist es technisch gesehen möglich das der Parkregler eines Windparks vor Ort bei einem Teilabruf der SR (alle Windräder) die Leistung entsprechend auf einzelne Windräder (ggf. jeweils eine Malo) aufteilt. Beispielsweise werden manche vollständig abregelt, während andere auf voller Leistung weiterlaufen. Die Systematik eines Parkreglers wird bei der Projektierung des (gemeinsamen) Netzanschlusses durch die Anlagenbetreiber implementiert und müsste ggf. als Stammdatum transparent gemacht werden, im Regelfall wird hier jedoch die Eigentümerstruktur unter Gleichbehandlungsaspekten berücksichtigt.

Dabei ist zu bedenken, dass die heutige Regelung ein EIV pro SR in der Praxis genau dann nicht funktioniert, wenn für unterschiedliche MaLos unterschiedliche Direktvermarkter zuständig sind. Die Abstimmung zwischen Marktakteuren scheitert aus Wettbewerbsaspekten oder an der Unkenntnis der Situation. („Multi-BKV-Problem“)

Wir schlagen ein Konzept vor, das es zulässt auf Marktseite und Netzseite jeweils eigene Aggregationsobjekte zu bilden, die der jeweiligen Akteursperspektive entsprechen, und durch den ANB übersetzt werden.: Auf Marktseite werden technische Ressource (TR) bzw. MaLos an einem Netzanschlusspunkt so weit zu einem Marktobjekt „Marktresource¹ (MR)“ zusammengefasst, wie es auf Basis gemeinsamer Vermarktung möglich ist, d.h. soweit ein gemeinsamer BKV(EIV/LF) existiert. Dies lässt einerseits eine feingranulare Vermarktung von MaLos /TRs an einem Netzanschlusspunkt zu, wenn der Bedarf hierfür besteht, reduziert aber den Datenaustausch über eine Aggregation zu einer MR, wenn möglich. Eine MR ist (im Gegensatz zu einer MaLo) immer auch durch den LF/EIV des BKV steuerbar, das entspricht dem Steuer-Objekt für den Aufforderungsfall.

Netzseitig, d.h. beim anweisenden Netzbetreiber (NB) und im NKK ist dagegen relevant, welche MaLos /TR aufgrund verbauter Steuertechnik gemeinsam gesteuert werden – hierfür soll der Datenaustausch auf das Objekt der SR beschränkt bleiben. Die Übersetzung zwischen MRs und SRs wird durch den ANB bzw. anweisenden NB vorgenommen. Je nach Konstellation ist es möglich, dass eine SR die TRs/Malos mehrerer MRs umfasst, die dann jeweils zeitgleich abgerufen werden. Da die Zuordnung zwischen MRs und SRs über IT-Prozesse vorgenommen wird, können flexibel sowohl Änderungen bei der Steuertechnik als auch

¹ Für den Fall, dass zukünftig freiwillig kleinst-Flexibilitäten durch einen Marktakteure angeboten werden, kann auch eine MR verwendet werden (ohne die NB-SR für lokale-Maßnahmen zu beeinflussen), Hier kann das Kriterium Netzanschlusspunkt ggf. aufgeweicht werden, bzw. ein übergeordneter Netzverknüpfungspunkt als geeignete Aggregationsebene dienen. Bestenfalls würde der NB anhand dieser Kriterien Vorschläge für die MR-TR Zuordnung dem Marktakteure bereitstellen.

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur
Aktenzeichen BK6-23-241

Änderungen bei der Vermarktung berücksichtigt werden. Eine Abstimmung der Marktakteure mit gemeinsamem Steuergerät ist in einigen Fällen jedoch unumgänglich (zB Wechsel in den Aufforderungsfall)

Zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass Datenobjekte, Prozesse und Formate ganzheitlich gedacht werden sollten. Eine Harmonisierung des Redispatch 2.0 mit anderen Formen der Flexibilitätsnutzung, u.a. der Laststeuerung in der Niederspannung nach §14a EnWG wäre äußerst wünschenswert.

2.3 Stammdatenprozesse

Ist es sinnvoll, die Möglichkeit der Übermittlung von „angereicherten Stammdaten“ durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von „initialen Stammdaten“ dauerhaft vorzusehen? Halten Sie es für sinnvoll, dass die Anschlussnetzbetreiber die Stammdaten einer Anlage auf Abruf den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen? Falls ja: Wer soll die Verantwortung für die Richtigkeit der Stammdaten tragen?

Die Bereitstellung von validierten Stammdaten für den Redispatch-Prozess kann am besten der ANB sicherstellen. Der ANB sollte daher die Stammdaten einer Anlage bei Updates sowie auf Anfrage den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen. Der Anlagenbetreiber kann jedoch nicht von seiner Verantwortung entbunden werden, korrekte Daten zu seiner Anlage an den ANB/das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (MaSTR) zur Verfügung zu stellen und muss bei Datenschiefständen aktiv bei der Klärung mitwirken.

Das Stammdatenprozessdesign sollte auf Basis dieser Prinzipien überarbeitet werden. Dabei sollte auch das Konzept der starren zweistufigen Stammdatenprozesse mit initialer und angereicherter Stammdatenmeldungen in Frage gestellt und durch flexiblere Push-Prozesse (bei Änderungen) und Pull-Prozesse (für Validierung/Clearing) ersetzt werden. Beispielweise sind dem ANB bei Wind- und PV-Anlagen im Duldungsfall die relevanten Stammdaten auch ohne initiale Stammdatenlieferung durch den EIV bereits bekannt – sofern künftig auch der EIV durch Kopplung an den LF bereits über die Prozesse der Marktkommunikation bekannt ist. Hier könnte die initiale Stammdatenlieferung durch den EIV entfallen und dennoch eine Bereitstellung der Stammdaten an betroffene Netzbetreiber erfolgen. Zusätzlich könnte unabhängig davon über einen Pull-Prozess ein Datenabgleich mit dem EIV angestoßen werden.

3 Abrufe und Netzbetreiberkoordinierung

3.1 Abrufprozesse

Der Anschlussnetzbetreiber (ANB) soll Abrufe künftig mit 30 Minuten Vorlauf ankündigen. Lassen sich die Fälle, in denen eine Vorab-Unterrichtung spätestens 30 Minuten vor Beginn der Regelung nicht möglich ist, vorab bestimmen?

Eine Vorlaufzeit von mindestens 30 Minuten für einen Abruf und zugehöriger Information durch den anw. NB ist in vielen Situationen sicherlich ein sinnvoller Kompromiss zwischen dem beschriebenen Zielkonflikt von Prognosesicherheit und Marktliquidität. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass diese Vorlaufzeit auch bei optimierten Prozessen nicht in allen Situationen erreichbar sein wird, beispielsweise bei

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur
Aktenzeichen BK6-23-241

Betriebsmittelausfällen oder bei speziellen Wettersituationen wie Windflanken oder lokalen Wolkenaufbrüchen, die naturgemäß auch absehbar nicht genau prognostizierbar sein werden. Somit darf es nicht als Versagen des Netzbetreibers ausgelegt werden ist, wenn dieses Ziel nicht in allen Fällen erreicht wird. Dies muss bei der Ausgestaltung von Anreizen/Sanktionierungen hinsichtlich der Vorlaufzeit unbedingt berücksichtigt werden.

Ist eine rollierende vorherige Information oder eine einmalige vorherige Information je Abruf vorzugswürdig?

Eine rollierende Abrufinformation lehnen wir deutlich ab, da sie unnötig hohe Datenaustausche ohne Informationsgewinn verursachen würde.

Zudem möchten wir im Folgenden ein flexibleres Vorgehen beim Abruf von Anlagen zur Diskussion stellen, das aus unserer Sicht einen konstruktiven Umgang mit den bestehenden Prognoseunsicherheiten darstellt.

Als Ausgangspunkt sei hier zunächst ein Beispiel des heutigen Anlagenauswahlprozesses nach dem Bedarfsmengenmodell dargestellt:

Beispiel des heutigen Anlagenauswahlprozesses nach dem Bedarfsmengenmodell:

Ein prognostizierter Trafo-Engpass zeigt eine Überlastung von z.B. 120%.

Bei einer Bemessungsleistung von 100 MVA resultiert daraus ein Redispatch-Bedarf von 20MW an dem Betriebsmittel. Da für die Auswahl der Redispatch-Potenziale für die Engpasslösung (unter der Annahme ähnlicher Kosten) die Engpass-Sensitivitäten der Anlagen berücksichtigt werden, werden einige wenige Anlagen mit hoher Engpass-Sensitivität vollständig (Sollwert = 0%) abgerufen, während andere Anlagen mit leicht geringerer Engpass-Sensitivität gar nicht abgerufen werden.

Im Fall einer verlässlichen Prognose der Einzelanlagen ist dieses Vorgehen effizient und kostenoptimal und wird daher von Netzbetreibern allgemein als Standardvorgehen eingesetzt, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen.

Bei Wetterlagen mit hoher Prognoseunsicherheit lassen sich die Erzeugungswerte und damit die Redispatch-Vermögen der einzelnen Anlagen unterhalb des Trafo-Engpasses jedoch nicht verlässlich prognostizieren. Gerade bei Windflanken ist der Zeitpunkt der ansteigenden Erzeugung einer einzelnen Anlage im Vorfeld kaum vorherzusagen. Somit lässt sich das beschriebene Abrufvorgehen erst sehr nah am Erfüllungszeitpunkt sinnvoll umsetzen – was wiederum mit den Anforderungen kollidiert, im Planprozess zu agieren und rechtzeitig vorab über den Abruf zu informieren.

Da sich gerade in diesen Situationen, die stark von Prognoseunsicherheiten geprägt sind, jedoch ein regionales Ensemble aus dargebotsabhängigen Anlagen deutlich zuverlässiger prognostizieren lässt als eine einzelne Anlage, möchten wir gerne anregen, in diesen Fällen einen anderen Auswahlmechanismus einzusetzen

Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“

Stellungnahme der Netze BW zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur

Aktenzeichen BK6-23-241

zu dürfen, nämlich eine Limitierung von vielen Anlagen in einer Region mit relevanter² Engpasswirkung auf einen Sollwert von bspw. 60% anzuwenden. Damit ist die Engpasslösung nicht von einer kaum zu leistenden Einzelanlagenprognose abhängig, sondern lokale Wetterunterschiede zur Glättung der Ensemble-Erzeugung werden ausgenutzt. Die netzführenden Stellen können besonnen im Planprozess handeln, statt ad hoc reagieren zu müssen und ein solcher Abruf kann entsprechend mit ausreichend Vorlauf kommuniziert werden. Ein weiterer Vorteil besteht zudem darin, dass wenn das Dargebot aufgrund des Wetters lokal unterhalb der Limitierung bleibt, tatsächlich keine Energie abgeregelt wird. Es darf vermutet werden, dass damit die Gesamtkosten zur Engpasslösung in diesen Konstellationen sogar geringer ausfallen als mit dem etablierten Verfahren. Eine Analyse hierzu liegt uns jedoch nicht vor. Die Prognoseunsicherheit hinsichtlich der Beschaffung von energetischem Ausgleich bleibt auch in diesem Ansatz eine Herausforderung, da hierfür eine viertelstunden-aufgelöste Beschaffung notwendig ist. Jedoch darf auch hierfür davon ausgegangen werden, dass durch den Ensemble-Effekt eine genauere Gesamtprognose ermöglicht wird.

Wir möchten vorschlagen, diese „Limitierungsabrufe“ als zusätzlichen Abrufmechanismus für Wettersituationen mit hoher Prognoseunsicherheit zuzulassen, während das etablierte Bedarfsmengenmodell für stabile Wetterlagen als Standard beibehalten werden sollte.

Frage:

Wie steht die Bundesnetzagentur zu einem solchen Ansatz - wäre dieser sachgerecht? Könnten Regeln definiert werden, in welchen Situationen/Wetterlagen dieses Vorgehen angewendet werden darf?

3.2 Datenaustausch in der Netzbetreiberkoordination

Die Beschlusskammer möchte die Verwendung von Clusterabrufen an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB als Standard vorgeben.

Auch wenn wir verstehen, dass dies insbesondere für den ÜNB die Komplexität reduzieren kann, möchten wir betonen, dass Einzelabrufe weiterhin möglich bleiben sollten, sofern dies zwischen ÜNB und VNB vereinbart wird. Auch an weiteren NB-NB-Schnittstellen soll die Entscheidung zwischen Clusterabrufen und Einzelanlagenabrufen durch den überlagerten Netzbetreiber definiert werden können.

Wir möchten in dem Zusammenhang zudem darauf hinweisen, dass über Clusterabrufe ausschließlich Mengen (Delta-P) abgerufen werden können, während bei Einzelabrufen je nach Anlage häufig Sollwertabrufe zum Einsatz kommen. Der zuvor beschriebene Abrufmechanismus der ‚Limitierungsabrufe‘ ließe sich dementsprechend nicht für Clusterabrufe umsetzen, während ein ÜNB, der mit einem VNB Einzelabrufe vereinbart hat, die Möglichkeit hätte, diesen Mechanismus zu nutzen, sofern er zulässig wäre.

² Hierfür könnte eine Sensitivitätsbandbreite definiert werden.