# Häufig gestellte Fragen
# rund um das Thema Redispatch 2.0

**Stand 17.09.2026**

Ein Unternehmen der
enviaM-Gruppe

# Inhalt


1. Allgemein ..... 6
1.1. Was genau ist Redispatch überhaupt? ..... 6
1.2. Welche Erzeugungsanlagen fallen unter die Regelungen des Redispatch 2.0? ..... 6
1.3. Müssen Notstromaggregate und elektrische Antriebe, die sich „temporär generatorisch“ verhalten (z. B. Prüfstände), am Redispatch 2.0 beteiligen? ..... 6
1.4. Wo veröffentlichen Sie die abgeschlossenen Redispatch-Maßnahmen auf Ihrer Webseite? ..... 6
1.5. Warum wird meine/unsere Erzeugungsanlage häufig abgeregelt? ..... 6
2. Fragen im Zusammenhang mit der Stammdatenerhebung ..... 7
2.1. Was sind alles Stammdaten? ..... 7
2.2. Wozu werden Stammdaten benötigt? ..... 7
2.3. Wer muss die Stammdaten meiner Erzeugungsanlage übermitteln? ..... 7
2.4. Wie werden die Stammdaten meiner Erzeugungsanlage erfasst? ..... 7
2.5. Warum muss ich meine Daten melden, ich habe mich doch gerade erst im MaStR registriert? ..... 7
2.6. Warum haben Sie als Netzbetreiber das Recht, diese Daten von mir abzufordern? ..... 8
2.7. Warum ist die Bereitstellung weiterer Daten meiner Erzeugungsanlage erforderlich? ..... 8
2.8. Was passiert, wenn ich keine Daten für Redispatch 2.0 liefere? ..... 8
2.9. Ich möchte nicht, dass meine Anlage im Redispatch 2.0 geregelt wird. Was passiert dann? ..... 8
2.10. Ist eine Datenmeldung auch für Anlagen kleiner 100 kW erforderlich? ..... 9
2.11. Werden die Daten von Anlagen unter 100 kW zu einem späteren Zeitpunkt abgefordert? ..... 9
2.12. Wird die Anlagenzusammenfassung bei Photovoltaikanlagen berücksichtigt? ..... 9
2.13. Meine PV-Anlage hat eine Leistung kleiner 100 kW(p). Warum muss ich jetzt Daten liefern? ..... 9
2.14. Wie muss ein EIV-Wechsel für eine steuerbare Ressource durchgeführt werden? ..... 9
2.15. Wie muss ein BTR-Wechsel für eine technische Ressource durchgeführt werden? ..... 10
2.16. Der EIV- bzw. BTR-Wechsel wurde über RAIDA übermittelt. Wir sind uns aber nicht sicher, ob es mit der Übermittlung funktioniert hat. ..... 10
2.17. Was ist eine positive bzw. negative ACK? ..... 10
2.18. Gibt es auch eine Rückmeldung zur fachlichen Prüfung der Stammdatenmeldung an den EIV? ..... 10
2.19. Ich kann mich nicht beim Data Provider RAIDA registrieren? ..... 10
2.20. Ich habe meine Stammdaten meinem Direktvermarkter übergeben. Habe ich damit meine Pflicht zur Datenlieferung erfüllt? ..... 10

2.21. Da ich nicht weiß, ob mein Direktvermarkter die Daten schon über RAIDA übermittelt hat, wollte ich es selbst vornehmen. Mir ist es allerdings nicht gelungen. Wurden zwischenzeitlich Daten übermittelt? ..... 10
2.22. Ich habe mich mit meiner Marktpartner-ID als EIV beim Data Provider RAIDA registriert. Was sind nun die nächsten Schritte? ..... 11
3. Fragen im Zusammenhang mit der TR-/SR-Zuordnung ..... 11
3.1. Was sind technische und steuerbare Ressourcen (TR/SR)? ..... 11
3.2. Was ist eine TR- und SR-ID und wie werden sie zugeordnet? ..... 11
3.3. Woher kann ich die TR-SR-Zuordnung erhalten? ..... 11
3.4. Wieso geben Sie die Zuordnung der TR zu SR nicht direkt an den EIV? Ich habe Ihnen meinen EIV doch bereits benannt ..... 12
3.5. Was ist, wenn die ausgewiesene SR unterschiedlichen Anlagenbetreibern zugeordnet ist? ..... 12
3.6. Können Sie uns zur Klärung der „Einigung auf einen EIV für eine SR“ die Ansprechpartner der anderen EIV/Anlagenbetreiber benennen? ..... 12
3.7. Was ist möglich, wenn man sich für eine SR nicht auf einen gemeinsamen EIV einigt bzw. die Zuordnung einer TR zu einer separaten SR gewünscht wird? ..... 12
3.8. Welche Möglichkeiten gibt es bei der Umsetzung von Variante a) - Anpassung der Ansteuerung der Anlagen -? ..... 13
3.9. Mit welchen Kosten müssen wir bei der Umsetzung von Variante a) - Anpassung der Ansteuerung der Anlagen - rechnen? ..... 13
3.10. Was ist bei der Umsetzung von Variante b) - Wechsel in den Aufforderungsfall - zu beachten? ..... 13
3.11. Wir versuchen, uns mit den verschiedenen Direktvermarktern der steuerbaren Ressource auf den Aufforderungsfall zu einigen. Jedoch ist die Einigung erst zum Jahreswechsel möglich. Was bedeutet das für uns? ..... 13
3.12. Warum kann der Anschlussnetzbetreiber bei mehreren Einsatzverantwortlichen je (bestehender) steuerbarer Ressource die neuen steuerbaren Ressourcen nicht in einer Steuergruppe zusammenfassen? ..... 13
3.13. Zwei SR sind einer MaLo zugeordnet. Wie geht das? Was folgt daraus? ..... 14
3.14. Was ist die Marktpartner-ID? ..... 14
3.15. Muss ich als Anlagebetreiber eine Marktpartner-ID beantragen? ..... 14
3.16. Ich habe keinen Direktvermarkter. Wo finde ich einen EIV und/oder BTR? Wer kann dies überhaupt werden? ..... 14
4. Fragen im Zusammenhang mit dem Bilanzierungsmodell ..... 15
4.1. Was ist das Bilanzierungsmodell? ..... 15
4.2. Was ist das Planwertmodell? ..... 15
4.3. Was ist das Prognosemodell? ..... 15
5. Fragen im Zusammenhang mit der Abrechnung ..... 15
5.1. Wie erfolgt die Ermittlung der Ausfallarbeit? ..... 15
5.2. Können Sie mir Erläuterungen zum Abrechnungsmodell geben? ..... 15
5.3. Wer legt das Abrechnungsmodell fest? ..... 16
5.4. Bekomme ich meine Entschädigung auch, wenn ich keinen BTR habe? ..... 16
5.5. Wofür benötige ich einen Wetterdienstleister? ..... 17

5.6. Wann kann ich das Abrechnungsmodell wechseln? ..... 17
5.7. Warum lehnen Sie die fristgerechte Stammdatenmeldung zum Wechsel des Abrechnungsmodells einzelner technischer Ressourcen jetzt ab? ..... 17
5.8. Was ist, wenn die technischen Voraussetzungen für die Spitzabrechnung nicht mehr ausreichen? In welches Abrechnungsmodell können wir da jetzt wechseln? ..... 17
5.9. Welche Abrechnungsmodelle gibt es bei Anlagen mit fluktuierender (wetterabhängiger) Erzeugung (PVA und Wind)? ..... 17
5.10. Müssen die Wetterdaten laufend übermittelt werden oder nur nach einem Redispatch-Einsatz? ..... 18
5.11. Werden die Wetterdaten ebenfalls über RAIDA übermittelt? ..... 18
5.12. Wie ermittelt sich die Entschädigungshöhe für EEG- und hocheffiziente KWK-Anlagen? ..... 18
5.13. Was sind entgangene Einnahmen? ..... 18
5.14. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform Einspeisevergütung? ..... 19
5.15. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform Direktvermarktung mit Marktprämie? ..... 19
5.16. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform sonstige Direktvermarktung? ..... 19
5.17. Was können zusätzliche Aufwendungen sein? ..... 19
5.18. Was sind ersparte Aufwendungen? ..... 19
5.19. Wie können wir unsere zusätzlichen/ersparten Aufwendungen geltend machen? ..... 19
5.20. Wie ermittelt sich die Entschädigungshöhe für KWK- und konventionelle Anlagen? ..... 19
6. Fragen im Zusammenhang mit der Nichtteilnahme ..... 20
6.1. Warum erhalte ich ein Nichtteilnahmeschreiben? ..... 20
6.2. Wo finde ich Informationen zur Installation des Funkrundsteuerempfängers (EFR-Gerät) ..... 20
6.3. Ich hatte schon oft Schwierigkeiten mit meinem EFR-Empfang. Was kann ich tun? ..... 20
7. Weiterführende Fragen ..... 20
7.1. Was ist das Netzbetreiberprojekt Connect+? ..... 20
7.2. Was ist der Unterschied zwischen Connect+ und RAIDA? ..... 20
7.3. Warum gibt es Marktrollen im Redispatch 2.0? ..... 20
7.4. Wie wird der Anlagenbetreiber definiert? ..... 21
7.5. Was ist ein Einsatzverantwortlicher (EIV)? ..... 21
7.6. Was ist ein Betreiber der technischen Ressource (BTR)? ..... 21
7.7. Wo ist jetzt der Unterschied zwischen einem Anlagenbetreiber und einem BTR? ..... 22
7.8. Kann ich Ihnen meinen EIV und BTR über eine E-Mail benennen? ..... 22
7.9. Was ist ein Data Provider? ..... 22

7.10. Warum muss sich ein Unternehmen auch mit seiner Marktrolle „Lieferant“ beim Data Provider RAIDA registrieren, wenn dieser schon als EIV registriert ist? .....22
7.11. Welche Datenarten sind im RD-Prozess festgelegt? .....22
7.12. Was sind Bewegungsdaten? .....22
7.13. Wo bekomme ich die Bewegungsdaten her? .....23
7.14. Leistungsreduzierung, was ist das? .....23
7.15. Was ist der Aufforderungsfall? .....23
7.16. Was ist der Duldungsfall? .....23
7.17. Wie wird meine Anlage geregelt? .....23
7.18. Muss ich dem Netzbetreiber Echtzeitdaten liefern? Muss meine bestehende Fernwirkverbindung über FRSE ausgetauscht werden? .....24
7.19. Wo finde ich Informationen zu Nichtbeanspruchbarkeiten (Nichtverfügbarkeiten)? .....24
7.20. Wann muss ich die Nichtbeanspruchbarkeiten melden? .....24
7.21. Müssen ex post Nichtbeanspruchbarkeiten gemeldet werden, die zur Berechnung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber herangezogen werden? 24
7.22. Wann muss ich marktbedingte Anpassungen im Prognosemodell melden? .....24
7.23. Was ist die fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung? Haben diese alle Erzeugungsanlagen? .....24
7.24. Wie melde ich die Selbstversorgung meiner Erzeugungsanlage im Prognosemodell? .....24
7.25. Wer nimmt die Abrechnung des finanziellen Ausgleichs vor? .....25
7.26. Erfolgt die Entschädigungsermittlung einheitlich durch den Netzbetreiber, damit dieser dem bilanziellen Ausgleich im korrekten Umfang nachkommen kann? ....25
7.27. Wie wird selbst erzeugter und nicht in ein Netz der öffentlichen Versorgung eingespeister Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen oder hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen beim Redispatch behandelt? .....25
7.28. Besteht die Möglichkeit, dass Biogasanlagen von der Teilnahme am Redispatch ausgenommen werden bzw. die Leistungsreduzierung begrenzt werden kann? .25
7.29. Hat der Anlagenbetreiber einer Biogasanlage selbst Möglichkeiten, eine Leistungsbegrenzung vorzunehmen? .....26
7.30. Durch die Abschaltung der Biogasanlage muss vermehrt Erdgas zugekauft werden. .....26
7.31. Die geleistete Entschädigungszahlung (Gutschrift) entspricht nicht den tatsächlich entstandenen finanziellen Schäden unserer Biogasanlage durch die Abschaltung zur Netzsicherung. Die zusätzliche Aufwendung zum Einkauf von Erdgas wurde in der Entschädigung nicht beachtet.....26

# 1. Allgemein

## 1.1. Was genau ist Redispatch überhaupt?

Redispatch sind strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges gemäß § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG (vergleiche Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen)).

Redispatch ersetzt seit dem 01.10.2021 das Einspeisemanagement „EinsMan“.

## 1.2. Welche Erzeugungsanlagen fallen unter die Regelungen des Redispatch 2.0?

Unter die Regelungen fallen alle Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, konventionelle Energieerzeugungsanlagen und Speicher ab einer Leistung von 100 kW und alle EE- und KWK-Anlagen die dauerhaft durch einen Netzbetreiber steuerbar sind. Anlagenzusammenfassungen nach dem EEG werden entsprechend berücksichtigt.

## 1.3. Müssen Notstromaggregate und elektrische Antriebe, die sich „temporär generatorisch“ verhalten (z. B. Prüfstände), am Redispatch 2.0 beteiligen?

In der Regel kommen diese Anlagen nicht für Redispatch-Maßnahmen in Frage, da sie ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage genutzt werden. Daher müssen diese Anlagen dem Netzbetreiber lediglich Stammdaten zur Verfügung stellen. Je nach Fahrweise der Anlagen kann der Netzbetreiber weitere Anforderungen an diese Anlagen stellen. Wird die Anlage allerdings auch für marktliche Zwecke genutzt (z. B.  für die Erbringung von Regelleistung, als Absicherung gegen Preisspitzen oder zur Verringerung von Leistungsspitzen) hat eine vollständige Datenmeldung gemäß der Festlegung BK6-20-061 der Bundesnetzagentur zu erfolgen und die Anlage muss am Redispatch teilnehmen.

## 1.4. Wo veröffentlichen Sie die abgeschlossenen Redispatch-Maßnahmen auf Ihrer Webseite?

Die in unserem Netzgebiet durchgeführten Redispatch-Maßnahmen werden bei MITNETZ STROM abgebildet. Sie veröffentlicht die durchgeführten Redispatch-Maßnahmen in dem Portal Redispatchveröffentlichungen. Hier können Sie jederzeit Informationen zu konkreten Maßnahmen gegenüber Ihrer Erzeugungsanlage einsehen.
Um zum Portal zu gelangen, stehen Ihnen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

1. In der Rubrik „Unternehmen“ finden Sie unter https://www.plauen-netz.de/unternehmen/ver%C3%B6ffentlichungspflichten/zahlen-fakten/netzsicherheitsmanagement-ma%C3%9Fnahmen den Absprung zu den Informationen der MITNETZ STROM zu den durchgeführten Maßnahmen.
2. Im Webauftritt der MITNETZ STROM finden Sie in der Rubrik „Energie einspeisen“ unter https://www.mitnetz-strom.de/energie-einspeisen/redispatch2.0/netzsicherheitsmanagement neben dem Absprung zum Portal Redispatchveröffentlichungen auch noch weiterführende Informationen zu den Funktionalitäten des Portals.
3. Den Zugang zum Portal Redispatchveröffentlichungen finden Sie im Webauftritt der MITNETZ STROM auch in der Rubrik „Onlineservices“ unter den Onlineservices ohne Anmeldung (https://www.mitnetz-strom.de/online-services/redispatchver%C3%B6ffentlichungen).

## 1.5. Warum wird meine/unsere Erzeugungsanlage häufig abgeregelt?

Im Rahmen der Umsetzung des Redispatch 2.0 sind wir als Netzbetreiber zur Beseitigung von Netzengpässen unter Einhaltung der Netzsicherheit gesetzlich verpflichtet.

Bei der Abschaltreihenfolge halten wir uns an die gesetzlichen Vorgaben gemäß EnWG, nach denen konventionellen Kraftwerke und KWK-Anlagen vor EEG-Anlagen abgeschaltet werden müssen. Dies wird über die (kalkulatorischen) Kosten abgebildet. Weiterhin wird die tatsächliche Wirksamkeit der Anlage auf den Engpass berücksichtigt.

Ein Großteil der Abrufe in unserem Versorgungsnetz erfolgt aufgrund von Abrufen unseres vorgelagerten Netzbetreibers, der 50 Hertz Transmission GmbH. Auf die Abrufe des vorgelagerten Netzbetreibers selbst haben wir keinen Einfluss. Wir sind aber verpflichtet, die Aufforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers gemäß den im vorstehenden Absatz ausgewiesenen Randbedingungen umzusetzen.

# 2. Fragen im Zusammenhang mit der Stammdatenerhebung

## 2.1. Was sind alles Stammdaten?

Stammdaten sind Daten Ihrer Erzeugungsanlage, die i. d. R. nicht veränderlich sind und die Individualität der Anlage wiedergeben, bspw. die Leistung der Anlage oder der EEG-Anlagenschlüssel. Die Stammdaten wurden für den Redispatch 2.0-Prozess mit der BNetzA-Festlegung BK6-20-061 definiert. Zu den relevanten Stammdaten für Redispatch 2.0 hat EDI@Energy unter https://www.bdew-mako.de/documents die jeweils aktuelle Anwendungstabelle und Formatbeschreibung der Stammdaten für Redispatch 2.0 veröffentlicht.

## 2.2. Wozu werden Stammdaten benötigt?

Für die Umsetzung von Redispatch 2.0 sind Daten von Ihrer Erzeugungsanlage erforderlich. Sie dienen einer Optimierung der Prognosen im Rahmen des Redispatch 2.0-Prozesses.

## 2.3. Wer muss die Stammdaten meiner Erzeugungsanlage übermitteln?

Die Stammdaten muss der Einsatzverantwortliche (EIV) der steuerbaren Ressource (SR) gemäß den festgelegten Kommunikationsprozessen Redispatch (Anlage 2 zum BNetzA-Beschluss BK6-20-059) über den Data Provider übermitteln.

## 2.4. Wie werden die Stammdaten meiner Erzeugungsanlage erfasst?

Die Stammdaten müssen durch den EIV der steuerbaren Ressource (SR) über den Data Provider zur Verfügung gestellt werden. Für uns übernimmt RAIDA (www.raida.de) die Funktionalitäten des Data Providers. Die Übermittlung der Stammdaten ist in den Kommunikationsprozessen Redispatch (Anlage 2 zum BNetzA-Beschluss BK6-20-059) geregelt.
Für diesen elektronischen Datenaustausch muss sich der EIV der steuerbaren Ressource (SR) bei RAIDA (www.raida.de) als Nutzer mit seiner Marktpartner-ID (siehe 3.14) registrieren. Die Stammdaten der steuerbaren Ressource inklusive der zugeordneten technischen Ressourcen (TR) sind dann durch den EIV unter Verwendung der TR-/SR-ID an RAIDA zu übergeben. Damit werden auch die Stammdaten ihrer Erzeugungsanlage übermittelt.

## 2.5. Warum muss ich meine Daten melden, ich habe mich doch gerade erst im MaStR registriert?

Für die Umsetzung von Redispatch 2.0 sind (weitere) Daten erforderlich.

Die Stammdaten für den Redispatch 2.0, die über den Data Provider RAIDA zur Verfügung gestellt werden müssen, sind Daten der Erzeugungsanlage, die nicht über das MaStR erfasst werden.

## 2.6. Warum haben Sie als Netzbetreiber das Recht, diese Daten von mir abzufordern?

Der Gesetzgeber hat im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt, dass alle Erzeugungsanlagen, also auch EEG- und KWKG-Anlagen sowie Speicher, zu Redispatch-Maßnahmen durch die Netzbetreiber heranzuziehen sind. Zur Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben müssen sowohl der Anlagenbetreiber als auch der Netzbetreiber gleichermaßen die dafür notwendigen Voraussetzungen schaffen.

Dazu gehört, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie von Speicheranlagen dem Netzbetreiber auf dessen Verlangen unverzüglich die notwendigen Informationen bereitstellen, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können (vgl. § 12 Abs.4 EnWG). Dies schließt auch etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ein.

Neben § 12 Abs. 4 EnWG sieht auch der Beschluss BK6-20-059 der Bundesnetzagentur vom 6. November 2020 ausdrücklich vor, dass Sie sich an der Lieferung von Daten zum Redispatch 2.0 beteiligen müssen, sofern Sie eine Erzeugungsanlage oder einen Speicher ab 100 kW betreiben. Auch dieser Beschluss der BNetzA ist für Sie bindend und daher von Ihnen einzuhalten.

## 2.7. Warum ist die Bereitstellung weiterer Daten meiner Erzeugungsanlage erforderlich?

Um die gesetzlichen Anforderungen zum Redispatch 2.0 erfüllen zu können, ist es zwingend notwendig, die einem Netzverknüpfungspunkt zugeordneten Erzeugungsanlagen gezielt anzusprechen. Die neuen gesetzlichen Vorgaben beruhen zu wesentlichen Bestandteilen auf Plandaten und Prognosen. Dazu sind Stammdaten der Erzeugungsanlagen erforderlich, die uns bisher nicht vorliegen. Die Datenanforderungen ergeben sich aus den gesetzlichen Verpflichtungen des Energiewirtschaftsgesetzes sowie den Festlegungen der Bundesnetzagentur (u. a. BK6-20-059). Sowohl Sie als Anlagenbetreiber als auch wir als Netzbetreiber sind daher gleichermaßen dazu verpflichtet, die gesetzlichen Vorgaben umzusetzen.

## 2.8. Was passiert, wenn ich keine Daten für Redispatch 2.0 liefere?

Dann verstoßen Sie gegen die gesetzlichen Bestimmungen und die Ihnen vom Gesetzgeber auferlegten Mitwirkungspflichten. Sie müssen mit Sanktionen rechnen.
Die Bundesnetzagentur hat uns gebeten, ihr die Anlagenbetreiber mitzuteilen, die den Verpflichtungen der Datenlieferungen nicht Folge leisten. Dabei erwägt die Beschlusskammer 6 die Einleitung von Zwangsgeldverfahren gegen betroffene Akteure.

## 2.9. Ich möchte nicht, dass meine Anlage im Redispatch 2.0 geregelt wird. Was passiert dann?

Die Umsetzung von Redispatch ist gemäß § 13a EnWG für die Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Speicher ab einer Leistung von 100 kW verpflichtend. Verweigern Sie Ihre Mitwirkung, verstoßen Sie damit gegen gesetzliche Vorgaben und Sie müssen mit Sanktionen rechnen.
Wir behalten uns vor, Ihnen die uns daraus entstandenen Mehraufwendungen sowie etwaige Schäden, die Dritte von uns beanspruchen, in Rechnung zu stellen.
Mehraufwendungen können entstehen, wenn wir unseren gesetzlichen Verpflichtungen hinsichtlich einer gesamtwirtschaftlich optimalen Auswahlentscheidung nicht oder nicht vollumfänglich nachkommen können. Aufgrund Ihrer nicht erfolgten Datenübermittlung sind wir dann gezwungen, die Maßnahmenauswahl nur mit den Erzeugungsanlagen durchzuführen, von denen uns die entsprechenden Daten vorliegen. Bei Verstößen gegen

die technischen Voraussetzungen gemäß § 9 EEG werden vom Netzbetreiber Strafzahlungen gemäß § 52 EEG erhoben.

## 2.10. Ist eine Datenmeldung auch für Anlagen kleiner 100 kW erforderlich?

Für die Bereitstellung von Daten für Anlagen mit einer Leistung kleiner 100 kW erfolgt eine bilaterale Abstimmung zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber. Bitte beachten Sie aber, dass Anlagenzusammenfassungen nach den Regelungen des EEG auch für die Vornahme von Redispatch-Maßnahmen zur Anwendung kommen und insoweit auch dann eine Datenmeldung erforderlich sein kann, wenn Ihre Einzelanlage kleiner 100 kW ist.

## 2.11. Werden die Daten von Anlagen unter 100 kW zu einem späteren Zeitpunkt abgefordert?

Nach den gesetzlichen Vorgaben dürfen die Netzbetreiber steuerbare Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 kW nachrangig berücksichtigen. Die BNetzA hält es derzeit nicht für sinnvoll Vorgaben für die Übermittlung der Informationen für Redispatch-Maßnahmen von Anlagen kleiner 100 kW zu machen. Soweit es jedoch für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Einzelfall erforderlich ist, steht es dem Netzbetreiber frei, die erforderlichen Informationen auf Grundlage von § 12 Abs. 4 EnWG zu verlangen.

## 2.12. Wird die Anlagenzusammenfassung bei Photovoltaikanlagen berücksichtigt?

Ja, sofern gemäß § 9 Abs. 3 EEG die Summe der Leistungen 100 kW erreicht oder überschreitet.

## 2.13. Meine PV-Anlage hat eine Leistung kleiner 100 kW(p). Warum muss ich jetzt Daten liefern?

Aktuell interessieren uns alle Anlagen, die am Netzverknüpfungspunkt eine Leistung größer 100 kW besitzen. Dies schließt Kunden mit ein, die eine Teilanlage in einer Anlagenzusammenfassung gemäß § 9 Abs. 3 EEG betreiben.

## 2.14. Wie muss ein EIV-Wechsel für eine steuerbare Ressource durchgeführt werden?

Für diesen Wechselprozess ist in den behördlich festgelegten Kommunikationsprozessen keine allgemeinverbindliche Beschreibung vorhanden. Daher wurde in der BDEW-Anwendungshilfe „Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0“, Umsetzungsfrage „Redispatch_031“ eine kurzfristig umsetzbare Übergangslösung für den EIV-Wechsel beschrieben.
Danach schickt der neue vom Anlagenbetreiber beauftragte EIV mit einer Stammdatenänderungsmeldung (Z02 A15) den gewünschten EIV-Wechsel für die betroffene steuerbare Ressource mit mindestens 10 Tagen Vorlauf vor dem Zeitpunkt des Zuständigkeitswechsels. Der Data Provider lehnt diesen EIV-Wechsel ab und informiert den alten und neuen EIV per Mail über den Wechselwunsch.

a) Widerspricht der alte EIV dem Wechsel nicht innerhalb von 5 Tagen mit einer neuen Änderungsmeldung, kann der neue EIV nun erneut die Stammdatenänderung (Z02 A15) für den EIV-Wechsel ausführen. Der Wechsel muss durch den neuen EIV bis zum 10. Tag ausgehend von der initialen Meldung abgeschlossen werden. Der Zeitpunkt des Zuständigkeitswechsels darf somit nicht in der Vergangenheit liegen. Nach erfolgreichem Abschluss der Stammdatenänderung durch den neuen EIV akzeptiert der Data Provider Meldungen des neuen EIV.
b) Widerspricht der alte EIV dem Wechsel innerhalb von 5 Tagen durch eine neue Änderungsmeldung, wird der Wechselprozess abgebrochen und der alte EIV bleibt zuständig.

Nach erfolgreichem Abschluss des Wechselprozesses oder nach erfolgtem Widerspruch informiert der Data Provider den alten und den neuen EIV per Mail über den Ausgang des Prozesses.

## 2.15. Wie muss ein BTR-Wechsel für eine technische Ressource durchgeführt werden?

Den Wechsel des BTR's kann uns der zuständige EIV über den Data Provider RAIDA als Stammdatenänderungsmeldung (entsprechend der edi@energy Formatbeschreibung) mitteilen.

## 2.16. Der EIV- bzw. BTR-Wechsel wurde über RAIDA übermittelt. Wir sind uns aber nicht sicher, ob es mit der Übermittlung funktioniert hat.

Sämtliche Datenaustauschprozesse zum Redispatch 2.0 über RAIDA werden durch Versand und Empfang von technischen ACK (Acknowledgement) begleitet. RAIDA bietet ein entsprechendes ACK-Management, indem alle eingehenden Nachrichten gemäß definierten Prüfregeln validiert und mit einem eigenen ACK an den Sender zurückmeldet werden. Wenn die Prüfung fehlgeschlagen ist, wird ein sog. „negatives ACK" versendet. Bei erfolgreicher Prüfung wird ein sog. „positives ACK" versendet.
Bitte berücksichtigen Sie beim EIV-Wechsel auch die Antwort zur Frage 2.14.

## 2.17. Was ist eine positive bzw. negative ACK?

Eine ACK (ACKnowledgement) dient lediglich zur Bestätigung der Datenübertragung.
Bitte berücksichtigen Sie, dass diese Meldungen eine direkte Rückmeldung von RAIDA sind (positiv oder negativ). Bei einer positiven ACK wird ausschließlich die formale Korrektheit der Nachricht bestätigt, eine fachliche Prüfung ist damit nicht erfolgt.

## 2.18. Gibt es auch eine Rückmeldung zur fachlichen Prüfung der Stammdatenmeldung an den EIV?

Ja, bei Ablehnung einer Stammdatenmeldung durch den Anschlussnetzbetreiber erhält der EIV eine Nachricht an die von ihm beim BDEW hinterlegte E-Mail-Adresse mit der begründeten Ablehnung seiner Meldung.

## 2.19. Ich kann mich nicht beim Data Provider RAIDA registrieren?

Bitte gehen Sie auf die Internetseite von RAIDA (www.raida.de). Hier finden Sie einen Step-By-Step Video Guide zur Registrierung. Bitte verfahren Sie entsprechend der Beschreibung.

## 2.20. Ich habe meine Stammdaten meinem Direktvermarkter übergeben. Habe ich damit meine Pflicht zur Datenlieferung erfüllt?

Gemäß Beschluss BK6-20-059 der BNetzA müssen die Stammdaten ihrer Erzeugungsanlage vom EIV an den Data Provider RAIDA gesandt werden. Sie als Anlagenbetreiber haben dafür Sorge zu tragen, dass die Datenlieferverpflichtung durch Sie oder einen von Ihnen beauftragten EIV erfüllt werden.

## 2.21. Da ich nicht weiß, ob mein Direktvermarkter die Daten schon über RAIDA übermittelt hat, wollte ich es selbst vornehmen. Mir ist es allerdings nicht gelungen. Wurden zwischenzeitlich Daten übermittelt?

Die Übermittlung der Stammdaten ihrer Erzeugungsanlage über RAIDA kann nur durch Ihren Einsatzverantwortlichen (EIV) erfolgen. Sicher haben Sie Ihren Direktvermarkter mit dieser Aufgabe beauftragt. Demzufolge muss sich Ihr Direktvermarkter, sofern er dies noch nicht getan hat, entsprechend in seiner Rolle als EIV bei RAIDA registrieren und kann dann die Daten übermitteln. Dabei werden sämtliche Datenaustauschprozesse zum Redispatch 2.0

über RAIDA durch Versand und Empfang von technischen ACK (Acknowledgement) begleitet. Diese automatische Rückmeldung erhält ihr EIV.

### 2.22. Ich habe mich mit meiner Marktpartner-ID als EIV beim Data Provider RAIDA registriert. Was sind nun die nächsten Schritte?

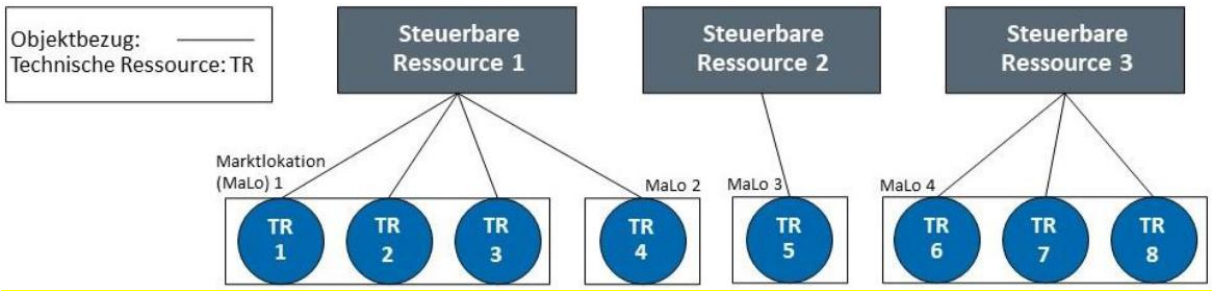
Hilfestellungen zu Ihren Fragen bzgl. der Anmeldung bzw. Registrierung beim Data Provider RAIDA finden Sie auf der Internetseite von RAIDA (www.raida.de). Hier sind alle erforderlichen Informationen eingestellt.

## 3. Fragen im Zusammenhang mit der TR-/SR-Zuordnung

### 3.1. Was sind technische und steuerbare Ressourcen (TR/SR)?

Technische Ressourcen (TR) und steuerbare Ressourcen (SR) sind Identifikatoren (IDs) gemäß dem Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt und dienen im elektronischen Datenaustausch zwischen den Marktpartnern als eindeutige Benennung von technischen Objekten. Eine TR ist dabei ein technisches Objekt, das Strom verbraucht und/oder erzeugt (bspw. ein Speicher oder ein Generator). Eine SR wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt, ist steuerbar, setzt sich aus mindestens einer TR zusammen und ist mindestens einer Marktlokation (MaLo) zugeordnet.

Die Identifikatoren für TRs und SRs werden entsprechend der Bildungsvorschrift durch die Codevergabestelle des BDEW an den Netzbetreiber vergeben und bestehen aus einer 11-stelligen, alphanumerischen ID-Nummer (bspw. C1010123101 (SR), D1019123001 (TR)). Der Netzbetreiber muss die TR-ID, die SR-ID und die Zuordnung dieser Identifikatoren zu den Erzeugungsanlagen und Fernwirkgeräten an den Anlagenbetreiber übermitteln. Der Anlagenbetreiber übermittelt diese an seinen Einsatzverantwortlichen (EIV). Stimmt der EIV der TR/SR-Zuordnung nicht zu, erfolgt eine bilaterale Abstimmung mit dem Netzbetreiber.




### 3.2. Was ist eine TR- und SR-ID und wie werden sie zugeordnet?

Gemäß der Definition der BNetzA (u. a. Beschluss BK6-20-059) ist eine technische Ressource (TR) eine Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW. Bei zusammengefassten Photovoltaikanlagen gilt für die Ermittlung der installierten Leistung § 9 Absatz 3 EEG. Einer Erzeugungseinheit wird eine TR und genau eine steuerbare Ressource (SR) zugeordnet. Die SR wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt und wird im Falle einer Redispatch-Maßnahme geregelt. Die SR ist genau einem EIV und mindestens einer Marktlokation zugeordnet.

### 3.3. Woher kann ich die TR-SR-Zuordnung erhalten?

Die Information zur TR- und SR-ID übermitteln wir Ihnen als Ihr Anschlussnetzbetreiber. Sofern uns alle relevanten Informationen für die Zuordnung der TRs zu einer SR für ihre Erzeugungsanlage vorliegen, erhalten Sie von uns die Information.

Diese müssen Sie dann umgehend ihrem EIV und BTR mitteilen, da diese für die Marktkommunikation zwingend erforderlich sind.

| Klarname des NB | MP-ID des NB | MP-ID des Data Providers | MaStR-ID (von der SEE/SSE) | neue TR-ID | Zuordnung TR-ID zu SR-ID | Marktlokation | EEG-Anlagenschlüssel (optional) | Freitextfeld für Kommentare |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | Wiederholung möglich | |

## 3.4. Wieso geben Sie die Zuordnung der TR zu SR nicht direkt an den EIV? Ich habe Ihnen meinen EIV doch bereits benannt.

Wir können diese sensiblen Informationen nur an unseren direkten Vertragspartner geben und das sind Sie als Anlagenbetreiber, da Sie die rechtliche Verantwortung für den Betrieb der Anlage an unserem Netz haben. Mit der Wahrnehmung der Rolle des EIV haben Sie in einem separaten Vertragsverhältnis einen Dritten beauftragt, der in keinem direkten Vertragsverhältnis mit uns als Anschlussnetzbetreiber steht.

## 3.5. Was ist, wenn die ausgewiesene SR unterschiedlichen Anlagenbetreibern zugeordnet ist?

Hier ist zu berücksichtigen, dass eine SR nur einem EIV zugeordnet werden kann. Sofern der SR mehrere TRs mit unterschiedlichen EIVs zugeordnet sind, müssen sich die betroffenen EIVs auf einen gemeinsamen EIV für die SR verständigen. Sollte dies nicht möglich sein, beachten Sie bitte Frage 3.7.

## 3.6. Können Sie uns zur Klärung der „Einigung auf einen EIV für eine SR“ die Ansprechpartner der anderen EIV/Anlagenbetreiber benennen?

Uns als Anschlussnetzbetreiber ist ausschließlich nur der EIV bekannt, der die letzte Stammdatenänderungsmeldung über RAIDA erfolgreich abgesetzt hat und damit in unserem Stammdatensystem hinterlegt ist. Diesen EIV haben wir allen Anlagenbetreibern mit der Anlage zu unseren Schreiben zur Kenntnis gegeben. Damit sollte es Ihnen möglich sein, den entsprechenden Kontakt aufzunehmen und in die Klärung zu gehen.

## 3.7. Was ist möglich, wenn man sich für eine SR nicht auf einen gemeinsamen EIV einigt bzw. die Zuordnung einer TR zu einer separaten SR gewünscht wird?

In Vorbereitung der Redispatch-Prozesse erfolgte die initiale Zuordnung der TRs zu einer SR durch den Anschlussnetzbetreiber entsprechend der bestehenden Anschlusssituation (Ansteuerung der Anlage) vollumfänglich gemäß der Anlage 2 zum Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-059.
Sofern sich die beteiligten Anlagenbetreiber/EIVs nicht auf einen gemeinsamen EIV für diese SR einigen können, bestehen 2 weitere Lösungsvarianten:

- Variante a):
  Die Anlagenbetreiber können auf ihre Kosten eine Anpassung der Ansteuerung der Anlagen über den Anschlussnetzbetreiber veranlassen. Im Ergebnis würde dann eine getrennte Ansteuerung bestehen, die dann die Bildung von getrennten SR zulässt.
- Variante b):
  Alle betroffenen TRs wechseln in den Aufforderungsfall, damit kann eine separate Zuordnung jeweils der TRs zu einer SR erfolgen. Jedem EIV wäre eine SR zugeordnet.

Bis zur Klärung und Umsetzung der gewählten Variante ist es dennoch für den Übergangszeitraum zwingend erforderlich, sich auf einen EIV für die derzeit bestehende SR zu einigen.

## 3.8. Welche Möglichkeiten gibt es bei der Umsetzung von Variante a) - Anpassung der Ansteuerung der Anlagen -?

Die erforderlichen Änderungen sind abhängig von der bestehenden technischen Ausführung und werden im Rahmen der Angebotserarbeitung ermittelt. Grundsätzlich erfolgen die Anpassungen gemäß den aktuellen technischen Anschlussbedingungen (TAB). Dabei kann sowohl der Einbau weiterer Funkrundsteuerempfänger (EFR-Geräte) oder der Wechsel von EFR-Gerät zu Fernwirktechnik (FWT) notwendig werden.

Bis zur Umsetzung dieser Variante ist es dennoch zwingend erforderlich, dass sich alle Beteiligten auf einen EIV für die derzeit bestehende SR einigen oder dass für einen Übergangszeitraum die Variante b) zur Anwendung kommt.

## 3.9. Mit welchen Kosten müssen wir bei der Umsetzung von Variante a) - Anpassung der Ansteuerung der Anlagen - rechnen?

Leider können wir Ihnen hierzu pauschal keine Aussage machen. Die anfallenden Kosten sind individuell von Fall zu Fall unterschiedlich. Wenn Sie uns Ihre Entscheidung für die Umsetzung der Variante a) mitgeteilt haben, werden wir mit Ihnen die weitere Verfahrensweise unter Berücksichtigung Ihrer individuellen Anschlusssituation und den aktuellen technischen Anschlussbedingungen (TAB) abstimmen.

## 3.10. Was ist bei der Umsetzung von Variante b) - Wechsel in den Aufforderungsfall - zu beachten?

Für die Neuzuordnung aller TRs zu separaten SR benötigen wir die vollständige Zuordnung aller TRs zum jeweiligen EIV und die verbindliche Bestätigung aller betroffenen EIV. Erst wenn uns alle Erklärungen zum Wechsel in den Aufforderungsfall vollständig ausgefüllt und von den Anlagenbetreibern und EIV unterzeichnet vorliegen, kann diese Variante umgesetzt werden.

Bis dahin ist es dennoch zwingend erforderlich, dass sich alle Beteiligten auf einen EIV für die derzeit bestehende SR einigen.

## 3.11. Wir versuchen, uns mit den verschiedenen Direktvermarktern der steuerbaren Ressource auf den Aufforderungsfall zu einigen. Jedoch ist die Einigung erst zum Jahreswechsel möglich. Was bedeutet das für uns?

Eine SR kann nur einem EIV zugeordnet werden. Daher ist in unserem System für die betreffende SR auch nur ein EIV hinterlegt. Sofern keine der von uns aufgezeigten Variante umgesetzt wird, wird sich an diesem Sachverhalt nichts ändern. In der Konsequenz bedeutet dies, dass sämtliche Datenaustauschprozesse im Rahmen des Redispatch 2.0 zu dieser SR ausschließlich über den in unseren IT-System hinterlegten EIV erfolgen.

Daher ist es zwingend erforderlich, so schnell wie möglich zu einer abschließenden Klärung zu kommen.

## 3.12. Warum kann der Anschlussnetzbetreiber bei mehreren Einsatzverantwortlichen je (bestehender) steuerbarer Ressource die neuen steuerbaren Ressourcen nicht in einer Steuergruppe zusammenfassen?

Die Steuergruppe (SG) ist ein Objekt, welches ausschließlich für den NKK-Prozess verwendet werden kann, also nur für die Kommunikation und Koordinierung zwischen Netzbetreibern vorgesehen ist. Im Falle der Verwendung von Clustern zwischen Netzbetreibern wird eine SG nicht als Objekt gebildet und im Datenaustausch zwischen

Netzbetreibern nicht verwendet. Weiterhin ist eine Gruppensteuerung oder die Verwendung des Objekts SG im NKK keine Verpflichtung für den anweisenden Netzbetreiber (anwNB). D. h., wenn der anwNB keine Gruppensteuerung in den technischen Systemen verwendet, kann er im Rahmen des NKKs bzw. im Redispatch 2.0 auch nicht dazu verpflichtet werden diese in den Steuerungssystemen einzuführen.
Eine SR enthält eine zentrale, für den anwNB eindeutig steuerbare Einrichtung. Diese wird im Rahmen des Anschlussprozesses festgelegt und installiert, auch unabhängig davon, ob der Anschlussnetzbetreiber grundsätzlich Gruppensteuerungen, z. B. über Funkrundsteuerungen, verwendet.

## 3.13. Zwei SR sind einer MaLo zugeordnet. Wie geht das? Was folgt daraus?

Für die initiale Zuordnung der technischen Ressourcen zu einer steuerbaren Ressource ist in unserem Haus ein automatisierter Prozess implementiert. Gleiche Parametrierungen werden einer steuerbaren Ressource zugeordnet. Da die von Ihnen ausgewiesenen technischen Ressourcen auf Grund der verschiedenen Inbetriebnahmen unterschiedliche Parametrierungen aufweisen, erfolgte hier die initiale Zuordnung zu zwei steuerbaren Ressourcen.
Da wir uns in der BDEW-Übergangslösung befinden, ist in unserem Netzgebiet das Planwertmodell nicht anwendbar. Insofern ist die aktuelle Situation, dass eine MaLo zwei steuerbaren Ressourcen zugeordnet ist, unkritisch.
Sukzessive werden diese „Altlasten“ (eine MaLo -> zwei steuerbare Ressourcen) durch Umparametrierungen bereinigt. Im Ergebnis wird dann einer MaLo eine steuerbare Ressource zugeordnet sein. Die Bereinigung wird bis zum Produktivstart des Planwertmodells abgeschlossen sein. Wir werden Sie rechtzeitig vorher über die erfolgte Änderung der Zuordnungen informieren.

## 3.14. Was ist die Marktpartner-ID?

Die Marktpartner-ID ist die BDEW-Codenummer für den deutschen Strommarkt gemäß den Festlegungen der EDI@Energy. Mittels der Marktpartner-ID kann jeder Marktteilnehmer und seine jeweilige Rolle im Markt identifiziert werden. Im Redispatch 2.0 wird je Marktrolle (BTR und EIV) eine Marktpartner-ID benötigt. Wenn der Anlagenbetreiber die Rolle des Betreibers der technischen Ressource (BTR) und die Rolle des Einsatzverantwortlichen (EIV) wahrnimmt, muss dieser zwei Marktpartner-IDs beschaffen. Die Marktpartner-ID kann auf der Website der Vergabestelle des BDEW beantragt werden. Beauftragt der Anlagenbetreiber einen Dritten (z. B. ein Direktvermarktungsunternehmen) mit der Wahrnehmung der Rollen des BTRs und des EIVs, ist keine Beantragung der Marktpartner-ID durch den Anlagenbetreiber erforderlich. Dies muss dann der Beauftragte tun, sofern nicht bereits erfolgt.

## 3.15. Muss ich als Anlagebetreiber eine Marktpartner-ID beantragen?

Sofern Sie einen EIV und einen BTR festgelegt haben, müssen Sie keine Marktpartner-ID beantragen. Sie benötigen die Marktpartner-ID nur, wenn Sie als Anlagenbetreiber selbst die Rollen des EIV oder BTR wahrnehmen.
Die Marktpartner-ID können Sie unter https://bdew-codes.de/Codenumbers/BDEWCodes beantragen.

## 3.16. Ich habe keinen Direktvermarkter. Wo finde ich einen EIV und/oder BTR? Wer kann dies überhaupt werden?

Dienstleister für die Übernahme der Marktrollen EIV und BTR sind frei am Markt verfügbar (z. B. über eine Google-Suche). Zusätzlich hat der BDEW eine Liste mit Unternehmen veröffentlicht, die Dienstleistungen für Anlagenbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0 anbieten. Die Liste finden Sie unter folgendem Link:
https://www.bdew.de/energie/anbieterliste-dienstleister-redispatch-20/.

Wir als Ihr Anschlussnetzbetreiber können die Rollen des EIVs und BTRs nicht übernehmen.

# 4. Fragen im Zusammenhang mit dem Bilanzierungsmodell

## 4.1. Was ist das Bilanzierungsmodell?

Entgegen dem jetzigen Einspeisemanagement „EinsMan“ wird im Redispatch 2.0 nicht nur die eingespeiste, sondern auch die abgeregelte Energiemenge (sog. Ausfallarbeit) je Viertelstunde einem Bilanzkreis zugeordnet und somit ein bilanzieller Ausgleich erzielt. Für diesen bilanziellen Ausgleich und die Abrechnung werden prinzipiell zwei Modelle angeboten. Es wird zwischen dem Prognosemodell und dem Planwertmodell unterschieden. Die beiden Modelle unterscheiden sich vor allem in der Art der Erstellung der Erzeugungsprognose und werden zwischen dem Anlagenbetreiber und seinem Einsatzverantwortlichen (EIV) für jede steuerbare Ressource (SR) abgestimmt.
Da wir uns als Anschlussnetzbetreiber in der Übergangslösung gemäß BNetzA-Mitteilungen Nr. 8 und Nr. 9 zum Redispatch 2.0 befinden, ist das Planwertmodell in unserem Netzgebiet nicht möglich. Jedoch können gemäß Umsetzungsfrage Redispatch_011 freiwillig Planungsdaten im Prognosemodell gemeldet werden.
Anlagen, die Planungsdaten gemäß SO GL übermitteln und die über die Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen angewiesen werden, müssen und können gemäß Datenlieferverpflichtung der BK6-20-059 ins Planwertmodell.

## 4.2. Was ist das Planwertmodell?

Im Planwertmodell muss der EIV Anlagenfahrpläne (Erzeugungsprognosen) für jede technische Ressource (TR) mindestens am Vortag an den Netzbetreiber übergeben.

## 4.3. Was ist das Prognosemodell?

Im Prognosemodell muss der EIV keine Fahrpläne zur Verfügung stellen. Hier werden die Erzeugungsprognosen vom Netzbetreiber erstellt.

# 5. Fragen im Zusammenhang mit der Abrechnung

## 5.1. Wie erfolgt die Ermittlung der Ausfallarbeit?

Die Ermittlung der Ausfallarbeit kann in Abhängigkeit vom Bilanzierungsmodell der steuerbaren Ressource und der Art der Energieerzeugung mit verschiedenen Abrechnungsmodellen erfolgen. Eine detaillierte Beschreibung der Modelle finden Sie im BNetzA-Beschluss BK6-20-059, Anlage 1.

## 5.2. Können Sie mir Erläuterungen zum Abrechnungsmodell geben?

Das Abrechnungsmodell beschreibt die Methode, mit der im Fall einer Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit bestimmt wird.
Die **Pauschal-Abrechnung** basiert dabei je nach Energieträger auf der Fortschreibung des letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwerte der Anlage vor der Maßnahme für den Zeitraum der Redispatch-Maßnahme.
In der **Spitzabrechnung** wird die Ausfallarbeit auf Basis von anlagenscharfen Wetterdaten dynamisch je Viertelstunde ermittelt.
Im Redispatch besteht zudem die Möglichkeit eine **vereinfachte Spitzabrechnung („Spitz Light“)** zu nutzen, falls keine eigene Messung der Wetterdaten an der Erzeugungsanlage vorhanden ist. Die Wetterdaten in diesem Verfahren werden dabei nicht direkt an der Erzeugungsanlage gemessen, sondern stammen von Dritten (bspw. Wetterdienstleister oder dem Netzbetreiber).

Übersicht der möglichen Kombinationen zwischen Bilanzierungs- und Abrechnungsmodell:

**Anlagen mit fluktuierender (wetterabhängiger) Erzeugung (Wind, Photovoltaik)**

| Bilanzierungsmodell | **Planwertmodell**[1] | **Prognosemodell** |
|---|---|---|
| Abrechnungsvarianten | Spitzabrechnung | Pauschal-Abrechnung |
| | vereinfachte Spitzabrechnung (Spitz Light) | vereinfachte Spitzabrechnung (Spitz Light) |
| | | Spitzabrechnung |

[1] Das Planwertverfahren ist momentan in unserem Netzgebiet noch nicht umsetzbar; für Anlagen mit Anschluss am Übertragungsnetz ab 01.10.2021 (vgl. SOGL).

**Anlagen mit nicht fluktuierender (wetterunabhängiger) Erzeugung (Biomasse, KWK u. Ä.)**

| Bilanzierungsmodell | **Planwertmodell**[2] | **Prognosemodell** |
|---|---|---|
| Abrechnungsvarianten | Spitzabrechnung | Pauschal-Abrechnung[3] |

[2] Das Planwertverfahren ist momentan in unserem Netzgebiet noch nicht umsetzbar; für Anlagen (Einheiten) ≥ 10 MW ab 01.10.2021 (vgl. SOGL)

[3] Für steuerbare Ressourcen (SR) mit nicht fluktuierender (wetterunabhängiger) Erzeugung, die Planungsdaten im Prognosemodell liefern, darf übergangsweise auch hier die Spitzabrechnung Anwendung finden.

Da wir uns als Anschlussnetzbetreiber in der Übergangslösung gemäß BNetzA-Mitteilungen Nr. 8 und Nr. 9 zum Redispatch 2.0 befinden, ist das Planwertmodell in unserem Netzgebiet nicht möglich. Jedoch können gemäß Umsetzungsfrage Redispatch_011 freiwillig Planungsdaten im Prognosemodell gemeldet werden.

## 5.3. Wer legt das Abrechnungsmodell fest?

Die Wahl des Abrechnungsmodells obliegt Ihnen als Anlagenbetreiber in Abstimmung mit Ihrem BTR und EIV. Ihr EIV übermittelt uns über RAIDA im Rahmen der Stammdatenmeldung das anzuwendende Abrechnungsmodell.

## 5.4. Bekomme ich meine Entschädigung auch, wenn ich keinen BTR habe?

Grundsätzlich gibt es immer einen BTR. Sofern Sie keinen Dritten mit der Rolle des BTR beauftragt haben (z. B. ein Direktvermarktungsunternehmen) sind Sie als Anlagenbetreiber selbst der BTR. D.h. Sie haben als Anlagenbetreiber die Grundverantwortung für die Erfüllung der Aufgaben des BTR, die Sie aber auf einen Dritten übertragen können. Egal wer die Rolle wahrnimmt, derjenige muss die Pflichten der von der Bundesnetzagentur festgelegten Kommunikationsprozesse zur Abrechnung erfüllen. Ansonsten verstoßen Sie gegen die gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen.
Beim Ausbleiben der Kommunikationsprozesse zur Abrechnung bildet die von uns ermittelte Ausfallarbeit die Grundlage für die Folgeprozesse, so auch für Ihren finanziellen Ausgleich. Sie haben hier im Nachgang kein Einspruchsrecht zur ermittelten Ausfallarbeit. Dies hätte im Rahmen der Kommunikationsprozesse (siehe Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059, Kapitel III, Ziffer 2 Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit) erfolgen müssen.

## 5.5. Wofür benötige ich einen Wetterdienstleister?

Ein Wetterdienstleister ist erforderlich, wenn keine Wetterdaten vom Anlagenbetreiber verwendet werden können, weil z. B. die Anlage über gar kein geeignetes Messgerät verfügt. In diesem Fall ist es das Unternehmen, welches die Wetterdaten für die Ermittlung der Ausfallarbeit liefern soll.

## 5.6. Wann kann ich das Abrechnungsmodell wechseln?

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante obliegt Ihnen als Anlagenbetreiber. Der Wechsel für jede TR hat bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr über Ihren EIV mittels einer Änderungsmitteilung über RAIDA zu erfolgen.
Darüber hinaus kann bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist, unterjährig zum Monatsbeginn der Wechsel des Abrechnungsmodells erfolgen.
Weiterhin besteht ein unterjähriger Wechsel des Abrechnungsmodells, sofern der Wechsel vom Prognosemodell in das Planwertmodell erfolgt.

## 5.7. Warum lehnen Sie die fristgerechte Stammdatenmeldung zum Wechsel des Abrechnungsmodells einzelner technischer Ressourcen jetzt ab?

Gemäß der Anlage 2 „Kommunikationsprozesse zum Redispatch“ des BNetzA-Festlegung BK6-20-059 vom 06.11.2020 ist der Wechsel von der Spitzabrechnung bzw. vereinfachten Spitzabrechnung zurück ins Pauschalverfahren grundsätzlich nicht mehr möglich.

Auszug aus dem UC 3.2 des Kapitel III „Abrechnung“ – weitere Anforderungen: „Hat ein AB/EIV sich einmal für die Anwendung oder den Wechsel in das Spitz- oder vereinfachtes Spitzverfahren entschieden und dies mit seinem jeweiligen NB abgestimmt, so ist ein Wechsel zurück ins Pauschalverfahren ausgeschlossen, …“

## 5.8. Was ist, wenn die technischen Voraussetzungen für die Spitzabrechnung nicht mehr ausreichen? In welches Abrechnungsmodell können wir da jetzt wechseln?

Wenn die Anlage nicht selbst die meteorologischen Daten für die Spitzabrechnung zur Verfügung stellen kann (Windmessgerät an der Gondel oder Strahlungsmessgerät), wäre als Alternative die vereinfachte Spitzabrechnung praktikabel. Hier können die meteorologischen Daten von einem Dritten zur Anwendung gebracht werden. Der Dritte kann hierbei ein externer Wetterdienstleister, wir als Anschlussnetzbetreiber oder bei Windenergieanlagen eine Referenzanlage sein.

## 5.9. Welche Abrechnungsmodelle gibt es bei Anlagen mit fluktuierender (wetterabhängiger) Erzeugung (PVA und Wind)?

Für Anlagen mit einer fluktuierenden (wetterabhängigen) Erzeugung (PV- und Windanlagen) gibt es insgesamt drei Abrechnungsmodelle:
Bei der **Spitzabrechnung** werden für die Berechnung der theoretischen Einspeisung die Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um - bspw. bei PV-Anlagen - die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme (Gi) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Aus der Einspeisung im Vergleichszeitraum und den meteorologischen Daten während der Redispatch-Maßnahme wird die Ausfallarbeit ermittelt. Soweit die Erzeugungsanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.

Die **vereinfachte Spitzabrechnung** entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass als meteorologische Eingangsdaten geeignete Werte eines Wetterdatendienstleisters verwendet werden. Diese können vom Anschlussnetzbetreiber (ANB) als auch BTR zur Verfügung gestellt werden.

Liegt bei einer PV-Anlage keine ¼ h-scharfe Messung vor, ist die **Pauschal-Abrechnung** anzuwenden. Zur Bestimmung der theoretischen Leistung in der Viertelstunde wird die installierte Leistung der Anlage mit dem Anlagenfaktor multipliziert. Bei der Pauschal-Abrechnung von Windanlagen wird die letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor der Maßnahme fortgeschrieben.
Die Pauschal-Abrechnung kann durch den ANB ohne zusätzliche meteorologische Daten durchgeführt werden.

## 5.10. Müssen die Wetterdaten laufend übermittelt werden oder nur nach einem Redispatch-Einsatz?

Wetterdaten müssen nur nach einer Redispatch-Maßnahme unverzüglich für den/die Vortag(e) geliefert werden.
Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung mit Wetterdaten vom Anlagenbetreiber hat der Anlagenbetreiber bzw. der von ihm beauftragte BTR die Wetterdaten erstmalig bis zum Folgetag 8:00 Uhr und bei einer Anpassung dieser spätestens bis zum 4. Werktag des Folgemonats zu liefern.

## 5.11. Werden die Wetterdaten ebenfalls über RAIDA übermittelt?

Nein, die Übertragung erfolgt durch den BTR über die Marktkommunikation als EDIFACT-Nachricht im Format MSCONS. Hierfür gibt es keinen alternativen Übertragungsweg.

Die Antwort zur Lieferung von Wetterdaten finden Sie in der BK6-20-059 Anlage 1 Ziffer 3.2.1. Diese Angaben sind wichtig für die Ermittlung der Ausfallarbeit nach einem Einsatz. Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber bzw. der von ihm beauftragte BTR die Wetterdaten erstmalig bis zum Folgetag 8:00 Uhr und bei einer Anpassung dieser spätestens bis zum 4. Werktag des Folgemonats zu liefern. In Anlage 2, Kapitel 3 unter „Übermittlung und Weiterleitung meteorologischer Daten“ Ziffer 1.1 ist beschrieben, wie die Übermittlung dieser Daten erfolgen soll. Eine Wetterdatenlieferung ist nur bei den Energiearten Wind und Photovoltaik und in den Abrechnungsmodellen Spitz und Spitz-Light erforderlich.

## 5.12. Wie ermittelt sich die Entschädigungshöhe für EEG- und hocheffiziente KWK-Anlagen?

Die Anlage 1 der Festlegung BK8-22-001-A vom 05.06.2024 der Bundesnetzagentur regelt die Bestimmungen des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1 EnWG (und i. V. m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c S. 2 EnWG).
EEG- und hocheffiziente KWK-Anlagen werden die entgangenen Einnahmen aller Viertelstunden der Redispatch-Maßnahme und die angefallenen zusätzlichen Aufwendungen finanziell ausgeglichen, Die ersparten Aufwendungen sind durch den Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber zu erstatten.

## 5.13. Was sind entgangene Einnahmen?

Als entgangene Einnahmen sind Erlösmöglichkeiten zu berücksichtigen, die der Anlagenbetreiber für den Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Redispatch nicht einspeisen konnte (Ausfallarbeit). Daneben können auch je nach Erzeugungsanlage z. B. entgangene Wärmeerlöse bei Verzicht auf alternative Wärmeerzeugung (Ausfallwärme), vermiedene Netznutzungsentgelte oder Herkunftsnachweise angesetzt werden.

## 5.14. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform Einspeisevergütung?

Für EEG-Anlagen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet sind, geht es um die Einspeisevergütung nach § 21 i. V. m. § 19 EEG, auch soweit die Zahlung beispielsweise durch Bonus-Ansprüche erhöht oder durch andere Bestimmungen verringert ist.

## 5.15. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform Direktvermarktung mit Marktprämie?

Erfolgt die Veräußerung des erzeugten Stroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, ist als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Maßnahme erzielt werden können und somit nicht „entgehen“.

## 5.16. Was sind entgangene Einnahmen bei EEG-Anlagen der Veräußerungsform sonstige Direktvermarktung?

Bei sonstiger Direktvermarktung fällt keine Marktprämie an. Sofern der Anlagenbetreiber jedoch ohne Redispatch-Maßnahme einen Anspruch auf vermiedene Netznutzungsentgelte (oder Herkunftsnachweise) hat, sind diese als entgangene Einnahme zu entschädigen.

## 5.17. Was können zusätzliche Aufwendungen sein?

Zusätzliche Aufwendungen stellen Aufwendungen des Anlagenbetreibers dar, die aufgrund der Maßnahme an seiner Anlage zusätzlich notwendig wurden und ohne die Maßnahme nicht angefallen wären.

## 5.18. Was sind ersparte Aufwendungen?

Als ersparte Aufwendungen sind alle Aufwendungen des Anlagenbetreibers zu verstehen, die aufgrund der Redispatch-Maßnahme an seiner Anlage nicht anfallen.

## 5.19. Wie können wir unsere zusätzlichen/ersparten Aufwendungen geltend machen?

Nutzen Sie dazu bitte die "Vorlage zur Übermittlung der zusätzlichen/ersparten Aufwendungen" unter www.plauen-netz.de/RD2.0-finanzieller-Ausgleich, um uns Ihre Aufwendungen mitzuteilen. Fügen Sie dem Übermittlungsbogen bitte detaillierte Nachweise zu den aufgeführten Positionen und die Berechnungsgrundlagen bei.
Stellen Sie die Positionen bitte detailliert je Maßnahme dar.
Bitte senden Sie die Unterlagen an RD2.0-Info@plauen-netz.de.

## 5.20. Wie ermittelt sich die Entschädigungshöhe für KWK- und konventionelle Anlagen?

Die Anlage 1 der Festlegung BK8-22-001-A vom 05.06.2024 der Bundesnetzagentur regelt die Bestimmungen des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1 EnWG (und i. V. m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c S. 2 EnWG).
Entschädigungszahlungen für KWK- und konventionelle Anlagen können folgende Bestandteile umfassen, wenn und soweit diese durch die jeweilige Redispatch-Maßnahme verursacht worden sind:

- die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs
- den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung oder des Bezugs (anteiliger Werteverbrauch)

- die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten (Opportunitäten) wenn und soweit diese die Summe der zu erstattenden Kosten der Erzeugungsauslagen und des anteiligen Werteverbrauchs übersteigen
- die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder Verschiebung einer geplanten Revision

# 6. Fragen im Zusammenhang mit der Nichtteilnahme

## 6.1. Warum erhalte ich ein Nichtteilnahmeschreiben?

Bei einer standardisierten Auswertung wurde bei dem Vergleich der zu erwartenden Ausfallarbeit und der tatsächlich erfassten Ausfallarbeit ein sehr großes Delta ermittelt. Dies weist darauf hin, dass unser Steuerungssignal nicht richtig bzw. gar nicht durch Ihre Anlage umgesetzt wurde. Mit diesem Nichtteilnahmeschreiben weisen wir Sie als Anlagenbetreiber auf das Problem hin und bitten um Überprüfung der technischen Einrichtungen sowie Rückmeldung des Prüfergebnisses.

## 6.2. Wo finde ich Informationen zur Installation des Funkrundsteuerempfängers (EFR-Gerät)

Informationen zum Funkrundsteuerempfänger finden Sie in der Gerätebeschreibung Funkrundsteuerempfänger unter www.plauen-netz.de/Beschreibung_FRSE_PN.

## 6.3. Ich hatte schon oft Schwierigkeiten mit meinem EFR-Empfang. Was kann ich tun?

Bei Empfangsproblemen des EFR-Gerätes können wir Ihnen leider nicht weiterhelfen. Eine Möglichkeit wäre hier eine Antennenverlängerung. Sollte diese nicht ausreichen, wäre darüber nachzudenken, auf Fernwirktechnik umzuschwenken. Das bedeutet anfangs zwar eine größere Investition, die sich aber über die Zeit amortisieren kann.

# 7. Weiterführende Fragen

## 7.1. Was ist das Netzbetreiberprojekt Connect+?

Das Netzbetreiberprojektes Connect+ entwickelte den Data Provider. Weitere Infos finden Sie auf der Internetseite von Connect+ https://netz-connectplus.de/home/projekt/

## 7.2. Was ist der Unterschied zwischen Connect+ und RAIDA?

Connect+ ist/war das Projekt für die Entwicklung des Data Providers.
RAIDA (www.raida.de) ist der Name für den Data Provider. Dieses IT-System wurde im Rahmen des Netzbetreiberprojektes Connect + entwickelt. Es dient im Redispatch 2.0 als Datenschnittstelle und
-verteilzentrum zwischen allen Marktteilnehmern (bspw. Einsatzverantwortliche, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber).

## 7.3. Warum gibt es Marktrollen im Redispatch 2.0?

Für einen sicheren und reibungslos funktionierenden Austausch von Informationen zur Umsetzung von Redispatch 2.0 wurden bestimmte Verantwortlichkeiten und Aufgaben jeweils genau einer sog. Marktrolle zugeordnet. Natürliche oder juristische Personen können hierbei mehrere Rollen einnehmen. Für Sie als Anlagenbetreiber kommen dabei die folgenden Marktrollen in Betracht:

- Betreiber der technischen Ressource (BTR)
- Einsatzverantwortlicher (EIV)

## 7.4. Wie wird der Anlagenbetreiber definiert?

Der Anlagenbetreiber ist per Gesetz (siehe § 3 Nr. 2 i. V. m. Nr. 1 EEG) die natürliche oder juristische Person, die eine EEG-, KWK- oder Speicher-Anlage betreibt. Er hat rechtliche Verpflichtungen und Ansprüche, die mit dem Anschlussnetzbetreiber vertraglich geregelt sind (bspw. für den Netzanschluss oder die Vergütung von eingespeistem Strom). Der Anlagenbetreiber ist der Betreiber einer technischen Ressource (BTR) und der Einsatzverantwortliche (EIV), wenn er diese Rollen nicht auf Dritte überträgt.

## 7.5. Was ist ein Einsatzverantwortlicher (EIV)?

Der EIV ist für die Planung und Einsatzführung einer technischen Ressource und die Übermittlung der Fahrpläne verantwortlich. So muss er die für den Netzbetreiber erforderlichen Daten der Anlage aktuell und vollständig gemäß den gesetzlichen Verpflichtungen beziehungsweise der Beschlüsse der Bundesnetzagentur BK6-20-059 und BK6-20-061 bereitstellen. Dazu gehören insbesondere verbindliche Informationen über den prognostizierten Anlageneinsatz und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlage. Der Datenaustausch wird bei uns über den Data Provider RAIDA abgewickelt. Details dazu finden Sie unter www.raida.de. Des Weiteren hat der EIV Aufforderungen zur Anpassung des Anlageneinsatzes zur Unterstützung des Netzbetriebes umzusetzen. Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, soweit dieser keinen Dritten mit der Wahrnehmung beauftragt. Im Allgemeinen bietet sich ein Direktvermarktungsunternehmen für die Übernahme dieser Rolle an. Wir als Ihr Anschlussnetzbetreiber können die Rolle des EIV nicht übernehmen. Der BDEW hat eine Liste mit Unternehmen veröffentlicht, die Dienstleistungen für Anlagenbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0 anbieten. Die Liste finden Sie unter folgendem Link: https://www.bdew.de/energie/anbieterliste-dienstleister-redispatch-20/.

***weitere Details**: Im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen) ist dazu folgende Begriffsdefinition zu finden: „Die Rolle des Einsatzverantwortlichen umfasst die Planung und Einsatzführung einer technischen Ressource und die Übermittlung der Fahrpläne. Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, soweit dieser keinen Dritten mit der Wahrnehmung beauftragt."*
*Die Begriffsdefinition ist auch im Beschluss BK6-20-059 (Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen) zu finden.*

## 7.6. Was ist ein Betreiber der technischen Ressource (BTR)?

Der BTR ist für den Betrieb einer technischen Ressource (TR) verantwortlich. Dies kann im Redispatch-Prozess die Übermittlung von Echtzeitdaten oder meteorologischen Daten für die Ermittlung der zu bilanzierenden Energiemenge bzw. Ausfallarbeit umfassen. Die Rolle obliegt dem Anlagenbetreiber, soweit dieser keinen Dritten (z. B. ein Direktvermarktungsunternehmen) mit der Wahrnehmung beauftragt. Wir als Ihr Anschlussnetzbetreiber können die Rolle des BTR nicht übernehmen. Der BDEW hat eine Liste mit Unternehmen veröffentlicht, die Dienstleistungen für Anlagenbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0 anbieten. Die Liste finden Sie unter folgendem Link: https://www.bdew.de/energie/anbieterliste-dienstleister-redispatch-20/.

***weitere Details**: Im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-059 (Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen) ist dazu folgende Begriffsdefinition zu finden: „Der BTR ist für den Betrieb einer technischen Ressource (TR) verantwortlich."*

## 7.7. Wo ist jetzt der Unterschied zwischen einem Anlagenbetreiber und einem BTR?

Der Anlagenbetreiber (AB) ist per Gesetz die natürliche oder juristische Person, die eine EEG- oder KWK- oder Speicher-Anlage betreibt. Er hat rechtliche Verpflichtungen und Ansprüche, die mit dem Anschlussnetzbetreiber vertraglich geregelt sind (bspw. für den Netzanschluss oder die Vergütung von eingespeistem Strom). Der Anlagenbetreiber hat die rechtliche Verantwortung für den Betrieb der Anlage am Netz des Anschlussnetzbetreibers.

Der BTR ist ein Marktpartner im Rollenmodell der Marktkommunikation, der innerhalb der Redispatch-Prozesse bestimmte Funktionen und Aufgaben wahrnimmt. In diesem Zusammenhang ist er für die technische Ressource (TR) verantwortlich. (Quelle: BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt vom 25.03.2021) Der AB kann die Marktrolle des BTR selbst wahrnehmen oder dafür einen Dritten benennen.

## 7.8. Kann ich Ihnen meinen EIV und BTR über eine E-Mail benennen?

Die Information, wer für Ihre Anlage EIV und BTR ist, muss uns ihr EIV über den Data Provider RAIDA mitteilen. Für den Datenaustausch dieser initialen Stammdaten hat die BNetzA Kommunikationsprozesse festgelegt, die von allen Beteiligten einzuhalten sind. Dieser elektronische Datenaustausch erfolgt auf der Basis der Ihrer Erzeugungsanlagen zugeordneten TR- und SR-ID.

## 7.9. Was ist ein Data Provider?

Der Data Provider empfängt und übermittelt Informationen. Für uns übernimmt RAIDA (www.raida.de) die Funktionalitäten des Data Providers.

## 7.10. Warum muss sich ein Unternehmen auch mit seiner Marktrolle „Lieferant“ beim Data Provider RAIDA registrieren, wenn dieser schon als EIV registriert ist?

Auch die Marktrolle „Lieferant“ hat in den seit 01.10.2021 geltenden Kommunikationsprozessen des Redispatch 2.0 Aufgaben (Beschluss der BNetzA BK6-20-059, Anlage 2) zu erfüllen.
Da die Datenaustauschprozesse zu den Redispatch-Maßnahmen zum größten Teil über den Data Provider erfolgen, haben sich die Marktpartner in den von Ihnen wahrgenommenen Marktrollen beim Data Provider mit der jeweiligen Marktpartner-ID zu registrieren. D. h., sofern Sie für dezentrale Erzeugungsanlagen zusätzlich zum EIV auch die Rolle des Lieferanten einnehmen, ist es im Moment noch zwingend erforderlich, dass Sie sich zusätzlich zur Marktrolle EIV auch in der Marktrolle Lieferant bei RAIDA anmelden. Andernfalls würden Sie als Lieferant im Fall eines Abrufs dieser Erzeugungsanlagen keine Informationen zum RD-Abruf erhalten. Diese Verfahrensweise wird sich jedoch demnächst ändern.

## 7.11. Welche Datenarten sind im RD-Prozess festgelegt?

Im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen) sind als erforderliche Daten, die der Anlagenbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln hat, Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Echtzeitdaten beschrieben.

## 7.12. Was sind Bewegungsdaten?

Im Rahmen des Redispatch-Prozesses sprechen wir bei Bewegungsdaten von Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten und Echtzeitdaten. Dies sind Daten, die sich im Betrieb der Anlage verändern.

Nichtbeanspruchbarkeiten sind z. B. Zeiten, in der keine Erzeugung auf Grund von Wartungs- oder Instandhaltungsarbeiten (technische Gründe) und/oder Außeneinflüssen, z. B. Umweltauflagen, erfolgt. Eine Nichtbeanspruchbarkeiten kann auch die Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom sein.

Planungsdaten sind die Fahrpläne ($^1/_4$-h-Werte) im Voraus und sind erforderlich, sofern die Erzeugungsanlagen im Planwertverfahren angemeldet sind.

Die Echtzeitdaten sind die tatsächlichen Leistungswerte (mindestens Minuten-Werte) zum Zeitpunkt der Einspeisung.

## 7.13. Wo bekomme ich die Bewegungsdaten her?

Die Bewegungsdaten sind, bis auf die Echtzeitdaten, von Ihnen oder einem von Ihnen beauftragten Einsatzverantwortlichen bereitzustellen.

## 7.14. Leistungsreduzierung, was ist das?

Bei Engpässen im Stromnetz, die die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes gefährden, ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen anzupassen bzw. zur Anpassung aufzufordern, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierbei unterscheidet man den Duldungs- und den Aufforderungsfall.

Aufforderungs- und Duldungsfall beschreiben, wer den Redispatch-Abruf umsetzt.

## 7.15. Was ist der Aufforderungsfall?

Im Aufforderungsfall muss der Einsatzverantwortliche/Anlagenbetreiber den Einsatz an seiner Anlage selbst umsetzen („Er wird vom Netzbetreiber zur Regelung aufgefordert“).

***weitere Details**: Im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-059 (Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen) ist dazu folgende Begriffsdefinition zu finden: „Aufforderungsfall - Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber den EIV auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner steuerbaren Ressource zu verändern.“*
*Der Aufforderungsfall entspricht dem Vorgehen beim aktuellen Redispatch mit konventionellen Einheiten.*
*Die Begriffsdefinition ist auch entsprechend im Beschluss BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen) zu finden.*

## 7.16. Was ist der Duldungsfall?

Beim Duldungsfall regelt der Anschlussnetzbetreiber die Anlagen („Der Anlagenbetreiber muss die Regelung des Netzbetreibers dulden“). Der Duldungsfall entspricht dem bisherigen Einspeisemanagement „EinsMan“.
***weitere Details**: Im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-059 (Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen) ist dazu folgende Begriffsdefinition zu finden: „Duldungsfall - Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber die Steuerung der steuerbaren Ressource durchführt. Der anweisende Netzbetreiber sendet das Steuersignal.“*
*Die Begriffsdefinition ist auch entsprechend im Beschluss BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen) zu finden.*

## 7.17. Wie wird meine Anlage geregelt?

Die Wahl der Abrufart (Aufforderungsfall/Duldungsfall) ist über den Data Provider RAIDA im Rahmen der Stammdatenmeldung durch den EIV an den Netzbetreiber zu übermitteln.

Liegt dem Netzbetreiber keine Zuordnung zu einer Abrufart vor, wird die Anlage dem Duldungsfall zugeordnet.

## 7.18. Muss ich dem Netzbetreiber Echtzeitdaten liefern? Muss meine bestehende Fernwirkverbindung über FRSE ausgetauscht werden?

Bei Erzeugungsanlagen, bei denen wir derzeit eine Fernwirkanlage eingebaut haben, können wir die Echtzeitdaten direkt abgreifen. Sollten wir von Ihrer Erzeugungsanlagen mit eingebautem Funkrundsteuerempfänger die Echtzeitdaten benötigen, so werden wir uns mit Ihnen in Verbindung setzen.

## 7.19. Wo finde ich Informationen zu Nichtbeanspruchbarkeiten (Nichtverfügbarkeiten)?

Eine Ausführung zu Nichtbeanspruchbarkeiten ist im Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061 unter Ziffer „3.2.1.3.3 Nichtbeanspruchbarkeiten“ hinterlegt. Welche Informationen vom Einsatzverantwortlichen (EIV) im Detail gemeldet werden müssen, ist in der Anlage des Beschlusses in Ziffer 3 sowie der „Formatbeschreibung Stammdaten für den Redispatch 2.0“ von edi@energy und der dazugehörigen Anwendungstabelle dargestellt.

## 7.20. Wann muss ich die Nichtbeanspruchbarkeiten melden?

Die Nichtbeanspruchbarkeiten (z. B. wegen Wartungsarbeiten und Störungen) müssen unverzüglich nach Eintritt, spätestens 1 Stunde nach Bekanntwerden (BK6-20-059 Anlage 2 Use-Case 2.6) gemeldet werden.

## 7.21. Müssen ex post Nichtbeanspruchbarkeiten gemeldet werden, die zur Berechnung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber herangezogen werden?

Die Abrechnung ist auf Basis von Ist-Daten, d. h. mit den ex post bekannten Nichtbeanspruchbarkeiten durchzuführen. Alle bis spätestens zum 4. WT des Folgemonats uns vorliegenden, nachträglich gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten werden für die Ermittlung und Abstimmung der Ausfallarbeit sowie für die Bilanzierung berücksichtigt.

## 7.22. Wann muss ich marktbedingte Anpassungen im Prognosemodell melden?

Diese müssen Sie ergebnisgesteuert, unverzüglich bis Echtzeit (BK6-20-059 Anlage 2 Use-Case 2.7) melden.

## 7.23. Was ist die fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung? Haben diese alle Erzeugungsanlagen?

Bei der „fahrbaren Mindesterzeugungswirkleistung“, die im Rahmen der Stammdaten-Meldungen über den Data Provider RAIDA an den Netzbetreiber übermittelt wird, handelt es sich um den Wert, den die Anlage dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisen muss. Diesen Wert kann eine in Betrieb befindliche Anlage nicht unterschreiten. Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Erzeugung haben grundsätzlich keine fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung.

Die ausgewiesene Höhe der Mindesterzeugungsleistung ist nach Aufforderung des Anschlussnetzbetreibers diesen gegenüber nachzuweisen.

## 7.24. Wie melde ich die Selbstversorgung meiner Erzeugungsanlage im Prognosemodell?

Die Selbstversorgung einer EEG- und/oder hocheffizienten KWK-Anlage ist als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden.

## 7.25. Wer nimmt die Abrechnung des finanziellen Ausgleichs vor?

Der finanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen wird auf der Grundlage der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben im Gutschriftenverfahren durch uns als Anschlussnetzbetreiber vorgenommen.

## 7.26. Erfolgt die Entschädigungsermittlung einheitlich durch den Netzbetreiber, damit dieser dem bilanziellen Ausgleich im korrekten Umfang nachkommen kann?

Um die gesetzlichen Verpflichtungen zum bilanziellen Ausgleich zu erfüllen, wurden die Marktkommunikationsprozesse zur Ermittlung und Abstimmung der Ausfallarbeit definiert (vgl. BNetzA-Beschluss BK6-20-059 im Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen). Die im Ergebnis dieser Kommunikationsprozesse ermittelten und abgestimmten Werte der redispatchbedingten Ausfallarbeit bilden die Grundlage für den bilanziellen und den finanziellen Ausgleich.

## 7.27. Wie wird selbst erzeugter und nicht in ein Netz der öffentlichen Versorgung eingespeister Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen oder hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen beim Redispatch behandelt?

Dieser Strom ist nach dem Europäischen Energierecht privilegiert und darf nicht Gegenstand von Redispatch-Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung sein, es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen.
Damit wir die Privilegierung gewähren können, brauchen wir die Information darüber, welche Anlagen die selbst erzeugte Elektrizität auch selbst nutzen. Dies müssen der Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortliche uns im Rahmen der Datenmeldung mitteilen.
Anlagen im Prognosemodell könnten den Anteil des selbst erzeugten Stroms, der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, im Zuge der Meldung von Nichtbeanspruchbarkeit.
Anlagen im Planwertmodell könnten die standardmäßige Meldung von -RDV bzw. +RDV im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten um den Betrag der Bruttoleistung der Verbrauchsanlage reduzieren, die dem Eigenverbrauch oder der Belieferung Dritter hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt dient und deren Versorgung nicht über ein Übertragungs- oder Verteilernetz erfolgt. Diese könnte in entsprechender Höhe der Meldung der positiven bzw. negativen Besicherungsleistung (+BES bzw. -BES), etwa als „vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Stromerzeugungs- (SEE) und Stromspeichereinheiten (SSE) für eigene Zwecke oder Dritte" gemäß SO GL hinzugefügt werden.

## 7.28. Besteht die Möglichkeit, dass Biogasanlagen von der Teilnahme am Redispatch ausgenommen werden bzw. die Leistungsreduzierung begrenzt werden kann?

Nein, seit dem 01.10.2021 sind die Regelungen zum Redispatch nach §§ 13, 13a, 14 EnWG zwingend zu beachten. Zur Umsetzung des Redispatch 2.0 haben wir als Netzbetreiber strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie vorzunehmen. Nach § 13a Abs. 1 EnWG sind alle Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, konventionelle Energieerzeugungsanlagen und Speicher ab einer Leistung von 100 Kilowatt (kW) und alle EE- und KWK-Anlagen, die dauerhaft durch einen Netzbetreiber steuerbar sind, verpflichtet, Aufforderungen der Netzbetreiber zur Reduzierung der Einspeiseleistung Folge zu leisten.

Als Netzbetreiber haben wir eine Anlagenclusterung unter Berücksichtigung der Auswirkungen der Einspeisung der betreffenden Anlage auf den jeweiligen Netzengpass und unter Berücksichtigung der Mindestfaktoren vorzunehmen. Biogasanlagen werden als EE-Anlagen

dabei ebenso betrachtet wie Wind- oder Solaranlagen. Eine Privilegierung von einzelnen Biogasanlagen ist im EnWG nicht vorgesehen.

## 7.29. Hat der Anlagenbetreiber einer Biogasanlage selbst Möglichkeiten, eine Leistungsbegrenzung vorzunehmen?

Nein, grundsätzlich muss er die Aufforderungen des Netzbetreibers zu Leistungsreduzierungen Folge leisten. Aber der Einsatzverantwortliche – entweder der Anlagenbetreiber selbst oder ein von ihm beauftragter Dritter – hat die Möglichkeit, im Vorfeld über die Stammdaten-Meldungen dem Netzbetreiber die sogenannte fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung zum Grundbetrieb seine Anlage (vgl. 7.23) zu melden. Bei der „fahrbaren Mindesterzeugungswirkleistung“, handelt es sich um den Wert, den die Anlage dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisen kann und die nicht unterschritten werden darf. Dieser Leistungsanteil wird bei der Abregelungsanforderung nicht berücksichtigt. Voraussetzung dafür ist aber, dass die entsprechenden Daten über die vorgesehenen Kommunikationsprozesse/-wege uns als Netzbetreiber durch den EIV zur Verfügung gestellt werden. Die fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung ist allerdings unabhängig von einer Prozesswärmebereitstellung oder Ersatzwärmeversorgung, die bei einer Leistungsreduzierung nicht berücksichtigt werden dürfen. Das Gesetz bzw. die BNetzA-Festlegung sehen keine Ausnahme für Wärmeversorgungen durch Biogasanlagen vor.

## 7.30. Durch die Abschaltung der Biogasanlage muss vermehrt Erdgas zugekauft werden.

Sie als Anlagenbetreiber erhalten von uns für die Anpassung der Einspeiseleistung im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen einen angemessenen finanziellen Ausgleich. Ein angemessener finanzieller Ausgleich umfasst neben den entgangenen Einnahmen für die nicht eingespeiste Energie auch die zusätzlichen Aufwendungen, z. B. für eine Ersatzwärmeversorgung. Dabei sind ersparte Aufwendungen beim Anlagenbetreiber entsprechend zu berücksichtigen.

## 7.31. Die geleistete Entschädigungszahlung (Gutschrift) entspricht nicht den tatsächlich entstandenen finanziellen Schäden unserer Biogasanlage durch die Abschaltung zur Netzsicherung. Die zusätzliche Aufwendung zum Einkauf von Erdgas wurde in der Entschädigung nicht beachtet.

Wir sind verpflichtet, die einheitlich von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kommunikationsprozesse zum Redispatch 2.0 umzusetzen. In dem Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-059 vom 06.11.2020 ist der Prozess zur Ermittlung und Abstimmung der Ausfallarbeit geregelt. Auf dieser Grundlage erfolgt dann im weiteren Prozess automatisiert - im Gutschriftenverfahren – die Abwicklung/Abrechnung der auf dieser Ausfallarbeit basierenden entgangenen Einnahmen entsprechend der gewählten Vermarktungsform. Ihre zusätzlichen/ ersparten Aufwendungen im Zusammenhang mit einer Redispatch-Maßnahme können wir daher erst im Nachgang berücksichtigen, da wir hierfür zunächst Ihre konkreten Ansprüche kennen müssen (siehe 5.19).