## I. Allgemeines zum Redispatch 2.0

### Worum geht es?

Als Stromnetzbetreiber sind wir unter anderem dazu verpflichtet, Gefährdungen und Störungen im Stromnetz zu vermeiden und ggf. zu beseitigen. Dazu sieht das Gesetz schon seit geraumer Zeit vor, dass wir beispielsweise die Einspeisung von Strom aus bestimmten Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise aus Ihrer vorstehenden Anlage, ferngesteuert anpassen dürfen (sog. Einspeisemanagement). Bislang erfolgten solche Anpassungsmaßnahmen auf Basis von Ist-Werten, also letztlich akut.

### Was ändert sich?

Ab **01.10.2021** sind wir – vereinfacht ausgedrückt – gesetzlich dazu verpflichtet, Gefährdungen und Störungen im Stromnetz auf Basis von **Planwerten** frühzeitig zu erkennen und kostenoptimiert zu vermeiden (sog. Redispatch 2.0). Zu diesem Zweck müssen wir Planungen dazu anstellen, wann welche Anlagen voraussichtlich wieviel Strom in unser Netz einspeisen werden. Nur so lässt sich belastbar abschätzen, an welcher Stelle im Netz und in welchem Umfang Gefährdungen oder Störungen zu erwarten sein werden und mit welchen kostengünstigen Mitteln wir wirksam eingreifen können. Ist auf dieser Basis eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu erwarten, sind wir berechtigt und verpflichtet, auf die Erzeugungs- oder Bezugsleistung von Stromerzeugungs- oder Stromspeicheranlagen zuzugreifen. Der Netzbetreiber darf die Erzeugungs- oder Bezugsleistung dieser Anlagen dann also „hoch-“ oder „herunterregeln“.

Davon betroffen sind ab 01.10.2021 lt. Gesetz alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Strom ab einer Leistung von 100 kW sowie alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Strom (unabhängig von ihrer Leistung), wenn sie durch den Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind.

### Was bedeutet das für Sie als Betreiber einer betroffenen Erzeugungsanlage?

Für Sie bedeutet das, dass Sie gesetzlich dazu verpflichtet werden, uns (auch laufend) bestimmte Daten zu Ihrer Anlage mitzuteilen. Denn diese Daten sind unabdingbar, damit wir unseren dargestellten gesetzlichen Pflichten nachkommen können.

Eine technische Nachrüstung Ihrer Anlage ist dagegen grundsätzlich nicht erforderlich. Sofern Ihre Anlage also jetzt schon entsprechend der gesetzlichen Bestimmungen durch uns als Netzbetreiber fernsteuerbar ist, müssen Sie insoweit nichts unternehmen.

### Welche Pflichten kommen ganz konkret auf Sie zu?

Die von Ihnen mitzuteilenden Daten werden in Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und Echtzeitdaten unterschieden. Stammdaten betreffen im Wesentlichen allgemeine Daten zu Ihrer Anlage. Planungsdaten betreffen Daten über eine voraussichtliche Einspeisung bzw. Einspeiseeinschränkung. Daten zu Nichtbeanspruchbarkeit beziehen sich beispielsweise darauf, ob Sie Strom aus Ihrer Anlage „vor“ dem Netz für die allgemeine Versorgung selbst verbrauchen. Echtzeitdaten adressieren insbesondere akute Veränderungen der Fahrweise Ihrer Anlage, etwa aus marktlichen Gründen durch Ihren Direktvermarkter.

**Einzelheiten zu den von Ihnen mitzuteilenden Daten** finden Sie in den nachfolgenden Ausführungen sowie in Anlage 3. Den konkreten Meldeumfang können Sie sich der sog. Festlegung der Bundesnetzagentur zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen vom 23.03.2021, Az.: BK6-020-061, ansehen, siehe auch nachfolgend unter „Weitere Informationen?“.

**Bis wann sind die neuen Pflichten zu erfüllen?**

Nach der Festlegung BK6-020-061 der Bundesnetzagentur gilt folgende verbindliche Zeitschiene:

- Stammdaten sind frühestens **zum 01.07.2021** mitzuteilen.
- Planungsdaten sind erstmals **am 29.09.2021 um 14:30 Uhr** mitzuteilen.
- Nichtbeanspruchbarkeitsdaten sind **unverzüglich, spätestens jedoch eine Stunde nach Bekanntwerden** mitzuteilen.
- Echtzeitdaten sind **ab 01.10.2021 um 0:00 Uhr** mitzuteilen.

Diese Zeitschiene wird in der Praxis ergänzt durch das sog. Einführungsszenario des BDEW.

**Wie sind die Datenmitteilungspflichten zu erfüllen?**

Die Bundesnetzagentur hat verbindlich festgelegt, dass die Datenmitteilungspflichten grundsätzlich in einem speziellen für die Energiewirtschaft konzipierten Format zu erfüllen sind. Sie können uns die Daten also **nicht formfrei** mitteilen.

Um die Kommunikation und die Abwicklung zu vereinfachen, soll es jedoch rechtzeitig eine kostenlose und bundesweit frei verfügbare Software geben (Connect+), mit Hilfe derer Sie Ihre Datenmitteilungspflichten einfach und rechtssicher erfüllen können sollen. Einzelheiten dazu stellen wir Ihnen in unserem weiteren Schreiben dar, das Sie voraussichtlich im Juli 2021 erhalten werden.

**Was passiert, wenn Sie die Pflichten nicht (rechtzeitig) erfüllen?**

Die Bundesnetzagentur als zuständige Aufsichtsbehörde hat angekündigt, dass sie im Fall von Verstößen gegen die neuen Pflichten Maßnahmen des Verwaltungszwangs gegen die Anlagenbetreiber ergreifen würde. Außerdem könnten Schadensersatzansprüche im Raum stehen.

**Können Sie sich zur Erfüllung der Pflichten eines Dienstleisters bedienen?**

**Ja.** Dem Regelungsgeber war bewusst, dass die neuen Bestimmungen kompliziert sind und von einzelnen Akteuren nur schwer umzusetzen sein dürften. Er hat deshalb ausdrücklich vorgesehen, dass ein Dienstleister die Pflichterfüllung für den Anlagenbetreiber übernehmen kann (sog. **Einsatzverantwortlicher**).

Wir bieten diese Dienstleistung gegenwärtig nicht an, sprechen Sie aber ggf. gerne mit Ihrem Direktvermarkter und fragen Sie ihn, ob er für Ihre Anlage die Rolle des Einsatzverantwortlichen im Redispatch 2.0 übernimmt. Bitte beachten Sie, dass Sie auch bei Einschaltung eines Dienstleisters in jedem Fall nach außen hin der Verpflichtete bleiben.

**Was sind die Rechtsgrundlagen?**

Die Rechtsgrundlagen zum Redispatch 2.0, insbesondere zu Ihren Informationspflichten, finden sich in § 12 Abs. 4, §§ 13 ff. EnWG in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung sowie in Festlegungen der Bundesnetzagentur.

**Weitere Informationen?**

Einige Informationen zum Redispatch 2.0, eine Liste mit häufig gestellten Fragen und Antworten (FAQ) sowie diese Informationen für die Anlagenbetreiber veröffentlichen wir auf unserer Internetseite unter

**https://www.swa-b.de/redispatch/**

Dort finden Sie auch weiterführende Links u.a. auf die Internetseiten der Bundesnetzagentur, des BDEW oder des Netzbetreiberprojektes zum Datenaustauch Connect+.

Bitte beachten Sie, dass diese Informationen keine Rechtsberatung darstellen und insbesondere keine Rechtsberatung im Einzelfall ersetzen kann. Wenn Sie entsprechende Fragen haben, wenden Sie sich bitte an eine geeignete Rechtsberatungsstelle.

## II. Umsetzung der Anforderungen - Wie geht es nun weiter

### Was gilt ab Mitteilung dieses Schreibens?

Mit diesem Schreiben teilen wir Ihnen zunächst verbindlich den Identifikator (ID) für Ihre **Technische Ressource (TR)** mit. Die Technische Ressource ist gleichbedeutend mit der von Ihnen betriebenen Stromerzeugungs- oder Stromspeicheranlage. Die **TR-ID** dient daher dazu, dass Ihre Anlage im Rahmen des Redispatch 2.0 eindeutig identifiziert werden kann. Die konkrete TR-ID entnehmen Sie bitte der **Anlage 2**.

Mit diesem Schreiben unterbreiten wir Ihnen zudem einen Vorschlag zur Zuordnung Ihrer Technischen Ressource zu einer **Steuerbaren Ressource (SR)**. Eine Steuerbare Ressource besteht aus einer oder mehreren Technischen Ressourcen und ist durch uns als Netzbetreiber steuerbar. Steuerbare Ressourcen sind erforderlich, weil nicht alle Technischen Ressourcen gesondert steuerbar sind; durch Zuordnung der Technischen Ressourcen zu Steuerbaren Ressourcen wird also deutlich, welche Technischen Ressourcen „wo“ steuerbar sind. Unseren Zuordnungsvorschlag entnehmen Sie bitte ebenfalls der **Anlage 2**. Der Steuerbaren Ressource werden wir anschließend ebenfalls einen Identifikator (ID) zuweisen (**SR-ID**). Sollten Sie mit der Zuordnung nicht einverstanden sein, bitten wir um eine Mitteilung.

Ferner teilen wir Ihnen mit diesem Schreiben mit, dass wir Ihre Anlage, sofern gesetzlich nichts anderes angeordnet ist, standardmäßig dem **Prognosemodell** zuordnen. Das bedeutet, dass wir im Rahmen des Redispatch 2.0 laufend eine Stromerzeugungsprognose für Ihre Anlage erstellen werden. Damit entfällt bei Ihnen insoweit die Pflicht zur Erstellung eigener Prognosen/Fahrpläne. Kosten entstehen Ihnen durch die Zuordnung zum Prognosemodell nicht. Das Prognosemodell entbindet Sie jedoch nicht davon, Ihre Datenmitteilungspflichten zu erfüllen (dazu nachfolgend mehr). Sollten Sie beabsichtigen, dass die Anlage zukünftig nicht dem Prognosemodell, sondern dem Planwertmodell zugeordnet wird (auch dazu nachfolgend mehr), bitten wir Sie um eine Mitteilung.

Des Weiteren teilen wir Ihnen mit diesem Schreiben mit, dass wir Ihre Anlage standardmäßig dem **Duldungsfall** zuweisen. Das bedeutet, dass wir bei tatsächlich stattfindenden Redispatch-Maßnahmen ferngesteuert auf die Erzeugungs- bzw. Einspeiseleistung Ihrer Anlage zugreifen werden und dass Sie gesetzlich dazu verpflichtet sind, die Maßnahme zu dulden. Auch dies ist für Sie die aufwandsärmste Variante. Denn bei der Alternative zum Duldungsfall, dem Aufforderungsfall, würden wir Sie über die vorzunehmende Anpassung der Erzeugungs- bzw. Einspeiseleistung informieren, und Sie müssten dieser Aufforderung – zu jeder Tages und Nachtzeit – umgehend nachkommen. In jedem Fall gilt: Nach einer Redispatch-Maßnahme werden wir Sie unverzüglich über Zeitpunkt, Umfang, Dauer und Gründe der Maßnahme informieren. Sollte aus Ihrer Sicht hingegen die Zuordnung zum Aufforderungsfall gewünscht werden, bitten wir um eine Mitteilung.

Für die Ermittlung der im Zeitraum der Redispatch-Maßnahme nicht eingespeisten Strommengen haben wir Ihre Anlage dem **Pauschalverfahren** zugewiesen. Das bedeutet, dass wir im Fall einer Redispatch-Maßnahme pauschal davon ausgehen werden, dass Ihre Anlage während der Maßnahme genauso viel Strom erzeugt, wie in der letzten Viertelstunde vor der Maßnahme. Sollten Sie ein anderes Abrechnungsverfahren wünschen (Spitzabrechnungsverfahren oder vereinfachtes Spitzabrechnungsverfahren), teilen Sie uns dies bitte mit. Bitte beachten jedoch, dass diese Verfahren mit Mehraufwand für Sie verbunden sind, da Sie uns dann beispielweise kurz nach der Maßnahme Wetterdaten liefern müssen.

Mit diesem Schreiben bitten wir Sie schließlich um Mitteilung dazu, ob Sie für das Redispatch 2.0 einen **Einsatzverantwortlichen** (EIV) beauftragt haben. Der Einsatzverantwortliche ist, vereinfacht ausgedrückt, ein Dienstleister, der die Pflichten, die im Zusammenhang mit dem Redispatch 2.0 entstehen, für den Anlagenbetreiber erfüllt. Wenn Sie keinen Einsatzverantwortlichen beauftragt haben, gelten Sie als Anlagenbetreiber als Einsatzverantwortlicher. Bitte teilen Sie auch sonst mit, wenn ein Dritter (Dienstleister, Direktvermarkter usw.) einzelne Pflichten im Rahmen des Redispatch für Sie als Anlagenbetreiber übernimmt.

**Was ist bis zum 18.06.2021 zu tun?**

Wir haben diesem Schreiben ein vorbereitetes Rückschreiben beigelegt, welches Sie bitte bis zum **18.06.2021** an uns zurücksenden.

Bitte klären Sie vorab, wer für den Betrieb Ihrer Anlage als „Betreiber der technischen Ressource“ (BTR) bzw. wer für den Einsatz der Anlage und den kontinuierlichen Datenaustausch als „Anlageneinsatzverantwortlicher“ (EIV) zuständig ist. Diese Aufgaben können Sie selbst wahrnehmen oder einen Dienstleister, z.B. Direktvermarkter, beauftragen.

Der EIV übernimmt zukünftig den für den Redispatch-Prozess benötigten kontinuierlichen Datenaustausch. Der EIV meldet uns u. a. die voraussichtlich eingespeiste Energie Ihrer Erzeugungsanlage. Der BTR übernimmt einen weiteren Teil der Abwicklung der Marktkommunikationsprozesse. Im Falle einer Regelung Ihrer Anlage stimmt der BTR die durch die Regelung entstandene Ausfallarbeit mit uns ab. Die Rolle des BTR kann Ihr Direktvermarkter übernehmen, Sie können aber auch einen professionellen Betriebsführer von Erzeugungsanlagen mit dem Betrieb ihrer Technischen Ressource beauftragen.

Um im Rahmen des Redispatch die Marktkommunikation durchführen zu können, wird für jede Marktrolle eine Marktpartner-ID benötigt. Informationen dazu finden Sie u.a. in den Veröffentlichungen des BDEW, welche wir auf unser Interseite verlinkt haben.

**Bitte teilen Sie uns im Antwortschreiben die Übernahme oder Beauftragung der Marktrollen (BTR, EIV) sowie die Marktpartner-ID’s mit**. Sofern Sie dabei mit den auf der vorstehenden Seite gemachten Angaben einverstanden sind, brauchten wir von Ihnen nur die Angaben unter 1 und 2 sowie Ihren Ansprechpartner als Anlagenbetreiber.

Sofern Sie mit den auf der vorstehenden Seite gemachten Angaben nicht einverstanden sind, bitten wir Sie bis zum **18.06.2021** zusätzlich um Rückmeldung zu folgenden Punkten:

- Wollen Sie statt dem Prognosemodell lieber dem Planwertmodell zugeordnet werden?
- Wollen Sie statt dem Duldungsfall lieber dem Aufforderungsfall zugewiesen werden?
- Möchten Sie Ihr Wahlrecht für ein anderes Abrechnungsverfahren nutzen (Spitzabrechnungsverfahren oder vereinfachtes Spitzabrechnungsverfahren)?
- Wer, wenn nicht Sie selbst, ist für Ihre Anlage der Einsatzverantwortliche und gibt es Dritte zur Wahrnehmung Ihrer Pflichten im Redispatch 2.0?
- Was ist Ihr Alternativvorschlag für eine Zuordnung Ihrer TR zu einer SR?

Bitte beachten Sie Folgendes: Die Zuordnung zum **Planwertmodell** setzt zunächst voraus, dass sich Ihre Anlage nicht in der Veräußerungsform der Einspeisevergütung befindet. Sie setzt zudem voraus, dass Sie eine Präqualifikationsphase erfolgreich durchlaufen; im Rahmen dieser Präqualifikation wird die Güte der von Ihnen erstellten Fahrpläne gemäß dem Anhang „Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung “ zu Anlage 1 der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 06.11.2020, Az. 6-20-059) überprüft. Schließlich sollen Anlagen im Planwertmodell vor dem 01.10.2021 eine Probephase durchlaufen. Davon abgesehen sind Sie im Planwertmodell dazu verpflichtet, ab dem 01.10.2021 laufend Fahrpläne an uns zu übermitteln. Diese Fahrpläne werden von uns hinsichtlich der Prognosegüte überprüft und die Qualität gegenüber dem Markt zurückgemeldet. Das regelmäßige Melden von Fahrplänen ist für Anlagenbetreiber in aller Regel mit erheblichem Aufwand verbunden; in der **Anlage 3** haben wir überblicksartig für Sie aufbereitet, welche Planungsdaten zu liefern wären.

**Was ist im Zeitraum bis 18.08.2021 zu tun?**

Wir fordern Sie hiermit dazu auf, uns frühestens ab dem 01.07.2021 die initialen Stammdaten für Ihre Anlage mitzuteilen. Wir bitten Sie zudem darum, die Stammdaten-Lieferung bis zum 18.08.2021 abgeschlossen zu haben.

Welche Stammdaten genau mitzuteilen sind, ergibt sich aus der Anlage zur „Festlegung zur Informationsbereitstellung“ der Bundesnetzagentur vom 23.03.2021 (Az.: BK6-20-061).

Um Ihnen einen kurzen und unverbindlichen Überblick darüber zu geben, welche Stammdaten mitzuteilen sind, haben wir in der **Anlage 3** zu diesem Schreiben eine Liste zusammengestellt.

Die Stammdaten werden, wie die meisten anderen Daten im Zusammenhang mit dem Redispatch 2.0, in einem ganz bestimmten Format mitzuteilen sein. Einzelheiten hierzu erfahren Sie in einem weiteren Schreiben, das wir Ihnen voraussichtlich im Juli 2021 zusenden werden.

**Was ist ab dem 29.09.2021 zu tun?**

**Ab dem 29.09.2021 bis spätestens 14:30 Uhr** sind Sie dazu verpflichtet, uns sog. Nichtbeanspruchbarkeitsdaten für den Zeitraum ab 01.10.2021 um 0:00 Uhr mitzuteilen. Solche Nichtbeanspruchbarkeiten betreffen z. B. den Fall, dass Ihre Anlage nur eingeschränkt für den Redispatch 2.0 zur Verfügung steht, weil an ihr Wartungs- und/oder Instandsetzungsarbeiten vorgenommen werden. Eine unverbindliche Liste an Nichtverfügbarkeitsdaten haben wir in der **Anlage 3** für Sie zusammengestellt.

Sofern Sie sich mit Ihrer Anlage für das Planwertmodell entscheiden, müssen Sie ab dem 29.09.2021 **bis spätestens 14:30 Uhr** zudem Planungsdaten mitteilen (vgl. auch dazu **Anlage 3**).

Einzelheiten zum Meldeweg erfahren Sie auch in unserem weiteren Schreiben, das wir Ihnen voraussichtlich im Juli 2021 zusenden werden.

**Was ist ab dem 01.10.2021 zu tun?**

Ab dem 01.10.2021 **um 0:00 Uhr** sind Sie dazu verpflichtet, uns Echtzeitdaten mitzuteilen. Einen unverbindlichen Überblick zu den mitzuteilenden Echtzeitdaten finden Sie ebenfalls in der **Anlage 3**; Einzelheiten zum Meldeweg erfahren Sie auch insoweit in unserem nächsten Schreiben.

**Was passiert, wenn Ihre Anlage ab dem 01.10.2021 Gegenstand einer Redispatch-Maßnahme wird?**

Wenn Ihre Anlage ab dem 01.10.2021 Gegenstand einer Redispatch-Maßnahme gemacht wird, also beispielsweise „heruntergeregelt“ wird, haben Sie als Anlagenbetreiber gegen uns als Netzbetreiber einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Dieser finanzielle Ausgleich soll Sie grundsätzlich so stellen, wie Sie stehen würden, wenn es nicht zur Redispatch-Maßnahme gekommen wäre.

Bei der Bemessung des finanziellen Ausgleichs ist allerdings zu berücksichtigen, dass der entsprechende Bilanzkreisverantwortliche, also in der Regel Ihr Direktvermarkter, im Fall einer Redispatch-Maßnahme auch noch einen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich gegen uns als Netzbetreiber hat. In der Praxis bedeutet das regelmäßig Folgendes:

Wenn sich Ihre Anlage in der **Direktvermarktung** befindet, haben Sie als Anlagenbetreiber bei einer Redispatch-Maßnahme weiterhin einen Anspruch gegen Ihren Direktvermarkter auf das vereinbarte Entgelt als Gegenleistung für den eingespeisten Strom. Zudem haben Sie gegen uns als Netzbetreiber einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich für die im Zeitraum der Redispatch-Maßnahme entgangene Marktprämie. Durch die Redispatch-Maßnahme entsteht Ihnen also grundsätzlich kein finanzieller Nachteil.

Darüber hinaus kann im Einzelfall bei fluktuierenden Anlagen noch ein Anspruch gegen uns als Netzbetreiber auf einen darüber hinausgehenden finanziellen Ausgleich bestehen, wenn die tatsächliche Einspeisung von der bilanzierten Einspeisung abweicht.

Wenn sich Ihre Anlage in der **Einspeisevergütung** befindet, hat der Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen auf bilanziellen Ausgleich auf Sie keine Auswirkungen und Sie erhalten als Anlagenbetreiber grundsätzlich für den gesamten aufgrund der Redispatch-Maßnahme nicht eingespeisten Strom die entgangene Einspeisevergütung.

## Allgemeine Stammdaten:

Klarname des Netzbetreibers: **Stadtwerke Annaberg-Buchholz Energie AG**

MP-ID des Netzbetreibers: **9900799000009**

MP-ID des Data-Providers: **9979425000005**

Anlagenbetreiber:

## Stammdaten Anlage 1:

Bezeichnung:

Marktlokation:

EEG-Anlagenschlüssel (opt.):

MaStR-ID (SEE/ SSE-Nr.):

Neu zugeordnete TR-ID:

Zuordnung zu SR-ID:

Neu zugeordnete SR-ID:

## I. Stammdaten (Allgemein)

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung | MW | ja | ja | nein |
| Identifikator der technischen Ressource | MW | ja | ja | nein |
| Identifikator der steuerbaren Ressource | - | ja | ja | ja |
| Mindestbetriebszeit einer SEE[1], die mit thermischen Prozessen betrieben wird | Minuten | nein | ja | nein |
| Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird | Minuten | nein | ja | nein |
| Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) | Minuten | nein | ja | nein |
| Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) | Minuten | nein | ja | nein |
| Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) | Minuten | nein | ja | nein |
| Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) | Minuten | nein | ja | nein |
| Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung | Minuten | nein | ja | nein |
| Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) | Minuten | ja | ja | nein |
| Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min | MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute | ja | ja | nein |
| Art der technischen Steuerbarkeit | MW pro Minute oder % der Installierten Leistung pro Minute | ja | ja | ja |
| Bearbeitungszeit beim EIV | MW oder % | ja | ja | ja |

[1] SEE: Stromerzeugungseinheit

## II. Stammdaten (Speicher)

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Wirkungsgrad des Speichers | Prozentzahl | ja | nein | nein |
| Maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern | MW | ja | nein | nein |
| Maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern | MW | ja | nein | nein |

## III. Planungsdaten (Planwertmodell)

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Wert (PROD) für SEE und SSE[2] im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Mindestleistung Produktion (Pmin) für SEE und SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Dargebotsleistung (Pdar) für SEE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Wert Verbrauch (VERB) einer SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Minimale Entnahme (Vmin) einer SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | Ja |
| Maximale Entnahme (Vmax) einer SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | Ja |
| Positives Redispatchvermögen (+RDV) für SEE und SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | - |
| Negatives Redispatchvermögen (-RDV) für SEE und SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Negatives Redispatchvermögen (–wRDV) für KWK-Strom im Planwertmodell | MW | ja | ja | - |
| Positive Primärregelleistung (+PRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Negative Primärregelleistung (–PRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Positive Sekundärregelleistung (+aFRR) (+SRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Negative Sekundärregelleistung (–aFRR) (–SRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Positive Minutenreserveleistung (+mFRR) (+MRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Negative Minutenreserveleistung (–mFRR) (–MRL) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Positive Besicherungsleistung (+BES) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |
| Negative Besicherungsleistung (–BES) für SEE und SSE | MW | ja | ja | nein |

[2] SSE: Stromspeichereinheit

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Positiver Redispatchabruf (+RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | MW | ja | ja | nein |
| Negativer Redispatchabruf (–RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | EUR/MWh | ja | ja | nein |
| Kosten nicht-EEG-vergüteter Anlagen für SEE und SSE | EUR/MWH | ja | ja | nein |

## IV. Nichtbeanspruchbarkeiten

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Nichtbeanspruchbarkeiten | MW | ja | ja | nein |
| Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch Anlagenbetreiber/BKV bei PV/Wind (marktbasierte Abregelung) | MW | ja | ja | nein |

## V. Echtzeitdaten

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Wirkleistung | MW | ja | nein | nein |

## VI. Echtzeitdaten (PV- und Windkraftanlagen)

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.) | MW | ja | nein | nein |

## VII. Echtzeitdaten (Speicher)

| | Einheit | Relevante Leistungsklassen | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 100 kW <= P <= 1 MW | P > 1 MW | P >= 10 MW (konventionell) |
| Nutzbarer Energieinhalt (bei Speichern) | MW | ja | nein | nein |