

# BWE Stellungnahme zur Festlegung zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch- Maßnahmen (BK6-20-059)

---

August  
2020





Bundesverband WindEnergie

### **Impressum**

Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstraße 6  
10117 Berlin  
030 21234121 0  
[info@wind-energie.de](mailto:info@wind-energie.de)  
[www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### **Foto**

Unsplash/Nikola Johnny Mirkovic

### **Haftungsausschluss**

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

### **Ansprechpartner**

Anne Palenberg  
Bundesverband WindEnergie e.V.  
Referentin Netzintegration  
[a.palenberg@wind-energie.de](mailto:a.palenberg@wind-energie.de)

Wolf Stötzel  
Bundesverband WindEnergie e.V.  
Fachreferent Technik  
[w.stoetzel@wind-energie.de](mailto:w.stoetzel@wind-energie.de)

### **Datum**

13. August 2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>Einleitung.....</b>	<b>4</b>
<b>Generelle Anmerkungen.....</b>	<b>4</b>
<b>Anmerkungen zu Anlage 1 Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit.....</b>	<b>5</b>
<b>2    Bilanzierungsmodelle .....</b>	<b>5</b>
2.1.1    Zu Kap. 2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (Planwertmodell) .....	5
„Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne.“ .....	5
2.2    Zu Kap. 2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich .....	6
<b>3    Ausfallarbeit .....</b>	<b>6</b>
3.1    Zu Kap. 3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung .....	6
3.2    Zu Kap. 3.2.2.1 Spitzabrechnung .....	8
3.3    Zu Kap. 3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung .....	8
3.4    Zu Anhang Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung .....	9
<b>Anmerkungen zu Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“ .....</b>	<b>9</b>

## Einleitung

Der Bundesverband WindEnergie (BWE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme zur „Festlegung zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-059)“ der BNetzA vom 30. Juni 2020.

### Grundsätzliches zum Redispatch:

Um den zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen so gering wie möglich zu halten, muss in besonderem Maße sichergestellt werden, dass konventionelle Kraftwerke und fossil betriebene KWK-Anlagen vorrangig abgeregelt werden, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch erfolgt. Ansonsten würde die durch andere Maßnahmen zu schließende Lücke zur Erreichung der Klimaziele weiter anwachsen.

Der BWE nimmt wie folgt zu dem BNetzA-Vorschlag Stellung.

## Generelle Anmerkungen

Die Regelungen zum Redispatch 2.0 (RD 2.0) stellen, wie auch bisherige rechtliche Regelungen, auf das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber ab. In der Praxis wird jedoch vorrangig die gesamte Marktkommunikation bei Anlagen in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung zwischen Direktvermarkter als Bilanzkreisverantwortlichem und Netzbetreiber als Bilanzkreiskoordinator sichergestellt. Daher ist es sachgerecht, dass mit Einführung des RD2.0 auch die Auswirkungen auf die Bilanzkreise Berücksichtigung finden. Wir gehen davon aus, dass es weiterhin möglich sein wird, dass der Anlagenbetreiber zur Wahrung seiner Pflichten und Aufgaben gegenüber den Netzbetreiber diese auch an Dritte weitergeben kann.

### Trotz sehr detaillierter Prozessbeschreibung im Entwurf zum RD 2.0 erscheinen uns einige Fragen unbeantwortet zu sein:

Seit Bestehen des Einspeisemanagements kam es immer wieder zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu Differenzen hinsichtlich der Entschädigungshöhe.

Was also geschieht, wenn sich die Akteure nicht einigen können? Im vorliegenden Entwurf zum RD 2.0 werden dem Netzbetreiber umfassende Rechte hinsichtlich der Bewertung der Entschädigungshöhe eingeräumt. Gerade die Ermittlung der theoretisch möglichen Einspeisung, die im RD 2.0-Fall ermittelt werden muss, beinhaltet eine Reihe von Fehlerquellen, sodass nicht auszuschließen ist, dass es hierbei zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu unterschiedlichen Berechnungen kommt. Aktuell bliebe dann nur eine gerichtliche Klärung, da die EEG-Clearingstelle nur für reine EEG-Fragen zuständig ist und die Redispatch-Regelung jedoch im EnWG verankert ist. Daher empfehlen wir hier eine Instanz für Streitfälle zu schaffen. Diese könnte entweder bei der BNetzA angegliedert sein oder die Kompetenzen der EEG-Clearingstelle müssten auf Fragen zur Einbindung von Erneuerbaren in den Redispatch erweitert werden.

Zentrale Voraussetzung für ein funktionierenden Redispatch ist bei konventionellen wie auch bei Energieerzeugungsanlagen Erneuerbarer Energien der sichere und sofortige Informationsfluss. Denn jegliche RD-Maßnahme muss vor Eintreten dem verantwortlichen Vermarkter bekannt sein, damit dieser keine Gegengeschäfte tätigt und den Fahrplan anpasst, sobald bei einer betroffenen Windenergieanlage die

Einspeiseleistung reduziert wird. Im Rahmen des bisherigen Einspeisemanagements hat sich gezeigt, dass bisher kein Netzbetreiber vor einer Maßnahme eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber / Direktvermarkter getätigt hat. Wir hoffen, dass diese Grundvoraussetzung unterm Redispatch 2.0 gewährleistet ist!

Wir weisen insbesondere auf das Verhältnis zwischen den neuen zukünftigen Regelungen des RD2.0 und dem Bilanzkreisvertrag hin. In BK-Vertrag ist klar geregelt, dass jegliche Störung des Fahrplanes der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) Gegenmaßnahmen vorzunehmen sind. Das zukünftige Planwertmodell des RD 2.0 setzt voraus, dass diese zu unterlassen sind. Hierbei ist wie eingangs beschrieben der sichere und unmittelbare Informationsfluss an den BKV zu gewährleisten.

Daher muss klargestellt werden, dass solange der Netzbetreiber die Meldungen über RD-Maßnahmen nicht sauber und korrekt vorher an den EIV übermitteln kann, die zusätzlichen Kosten beim Bilanzausgleich nicht in Ansatz gebracht werden können. (vgl. §15 Abs. 2 EEG 2017)

Wir bitten die BNetzA darüber hinaus zu prüfen, inwieweit diese frühzeitigen Informationen über RD-Maßnahmen im Rahmen der Transparenzpflichten der REMIT-VO zu melden sind, da diese auch Einfluss auf den ID-Preis haben können.

## **Anmerkungen zu Anlage 1 Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit**

### **1 Bilanzierungsmodelle**

#### **1.1.1 Zu Kap. 2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (Planwertmodell)**

*„Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne.“*

Im Planwertmodell müssen vom Anlagenbetreiber / Einsatzverantwortlichem neben aktuellen Anlagendaten (Windgeschwindigkeit, Einspeiseleistung, etc.) auch Prognosedaten übermittelt werden. Wie auch im Rahmen der durch die EU- System Operation Guidelines geforderten Anlagendaten weisen wir wiederholt darauf hin, dass gerade bei Bestandsanlagen viele der Daten kaum lieferbar sind, da diese entweder im jeweiligen Scada-System der Anlage nicht vorliegen, erhoben werden oder nicht gespeichert und somit nicht übertragen werden können. Da die Hersteller der Systeme bei Bestandsanlagen oft nicht mehr am Markt vorhanden sind, ist auch eine Nachrüstung nicht möglich.

Dies wird dazu führen, dass die Bestandsanlagen höchstwahrscheinlich dem Prognosemodell zugeordnet werden und sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Einzelfall auf die Datenlieferungen einigen müssen, die technisch möglich sind.

Jüngere Bestandsanlagen und Neuanlagen hingegen werden unter Umständen durch die Direktvermarkter im Planwertmodell geführt. Inwieweit hierbei im RD-Fall nachträgliche Fahrpläne für die einzelnen Erzeugungseinheiten abgegeben werden müssen, ist nicht klar.

Hierbei stellt sich also die Frage, ab wann ist der Fahrplan für den bilanziellen Ausgleich verbindlich? Zu welchem Zeitpunkt müssen die Planungsdaten spätestens übermittelt worden sein und bis zu welchem Zeitpunkt darf der Bilanzkreisverantwortliche handeln?

Im Planwertmodell müssen die Plandaten z.B. mindestens ab D-1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei Änderung von  $\geq 10$  MW oder  $\geq 10\%$  in Bezug auf die installierte Leistung einer Steuerbaren Ressource<sup>1</sup>) aktualisiert werden (Anlage 2Kap. 2.5.2). Für die Koordinierung von Redispatch-Maßnahmen zwischen Netzbetreibern müssen dem Netzbetreiber die aktuellsten Informationen über die Einspeisung bzw. Entnahme vorliegen.

Eine Verpflichtung der Erstellung zusätzlicher Planungsdaten auf Grund von neuen Wetterdaten für den EIV ergibt sich hieraus nicht. Weiterhin führen neu vorliegende meteorologische Prognosen nicht zwingend zu neuen Planungsdaten. Sollten jedoch neue Planungsdaten für steuerbare Ressourcen erzeugt werden, so sind diese (als Aktualisierung) an die Netzbetreiber zu übermitteln.

## 1.2 Zu Kap. 2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich

*„Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP<sup>2</sup> finanziell ausgeglichen“.*

### Vorgeschlagene Änderung

... wird diese Differenz anhand des **ID-1** finanziell ausgeglichen“.

### Begründung:

Der ID-1 bildet aus Sicht des BWE die Realität besser ab. Je nachdem mit wieviel Vorlauf der Fahrplan abgegeben werden muss, würde ohne Redispatch noch die Möglichkeit bestehen Intraday zu handeln. In dem Falle ist der ID-1 der richtige Bezugswert. Nur wenn die letzte und maßgebliche Fahrplanabgabe kurz vor Echtzeit (max. eine Stunde vorher erfolgt) würde ohne Redispatch Ausgleichsenergie gezahlt. In dem Falle wäre der ID-AEP ein geeigneter Maßstab.

## 2 Ausfallarbeit

### 2.1 zu Kap. 3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung

*„Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr. Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.“*

---

<sup>1</sup> oder bei erfolgtem RD-Abruf im Aufforderungsfall (s. UC „Abruf mit Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung)

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



Vorgeschlagene Änderung:

... Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist. Eine Änderung der Abrechnungsvariante kann der Anlagenbetreiber darüber hinaus bis zum 30.11. eines jeden Jahres für das Folgejahr verlangen.

Begründung:

Es ist ungeregt, mit welcher Frist ein "freier" Wechsel der Abrechnungsvariante vorgenommen werden kann.

Anlagen die zum ersten eines Monats in die ungeforderte Direktvermarktung wechseln (...müssen, z.B. Weiterbetriebsanlagen) können auch erst dann einem Abrechnungsmodell zugeordnet werden.

*„Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern.“*

Vorgeschlagene Änderung:

Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber oder ein von ihm benannter Dritter die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 5. Werktag des Folgemonats – zu liefern.

Begründung:

3 Werktage stellen die Anlagenbetreiber vor zu große Herausforderungen. Auch bei Feiertagen oder Jahreswechsel. Bisher ist es auch den Netzbetreibern oftmals nach Einspeisemanagementmaßnahmen nicht möglich gewesen innerhalb von so kurzer Frist für die Abrechnung notwendige Daten bereitzustellen.

*„Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.“*

Vorgeschlagene Ergänzung:

Als geeignete Wetterdaten können Modelle des Deutschen Wetterdienstes oder andere Messwerte von Windmessstationen herangezogen werden.

*„Im Prognosemodell berechnet der Netzbetreiber die Ausfallarbeit und übermittelt den Wert an den Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber kann die übermittelten Werte ablehnen und eigene Werte übermitteln und ggf. belegen. Das weitere Clearing erfolgt innerhalb der Prozesse der Bilanzkreisabrechnung.“*

Vorgeschlagene Änderung:

Danach einfügen:

Wenn nach der Bilanzkreisabrechnung noch keine Einigung erzielt wurde, können beide Parteien die EEG Clearingstelle (Kompetenzerweiterung vorausgesetzt) oder die BNetzA um Entscheidung bitten.

Begründung:

Es ist notwendig, dass für Streitfälle eine außergerichtliche Instanz geschaffen wird. Denn die EEG-Clearingstelle ist bisher nur für EEG Fragen zuständig während die Redispatch-Regelung im EnWG verankert ist. Eine Instanz für Streitfälle könnte entweder bei der BNetzA angegliedert sein oder die Kompetenzen der EEG-Clearingstelle müssten auf Fragen zur Einbindung von Erneuerbaren in den Redispatch erweitert werden.

## **2.2 Zu Kap. 3.2.2.1 Spitzabrechnung**

*$P_{vor,theo}$ : ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW*

*„Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windkraftanlage.“*

Vorgeschlagene Änderung / Ergänzung:

Alternativ und zur Plausibilitätsprüfung ermitteln die ÜNB PLZ-scharf anhand der Windgeschwindigkeitsmessung der Wetterdienste die Windgeschwindigkeiten am Standort und veröffentlichen diese. (Bspw. auf [netztransparenz.de](http://netztransparenz.de))

Begründung:

Die Scada-Werte der Windenergieanlagen sind teilweise lückenhaft. Darüber hinaus sind die Messdaten der Gondelanemometer sehr ungenau. Gerade bei stehenden Anlagen wird die Windgeschwindigkeitsmessung oft stark verfälscht. Außerdem werden die reinen Messdaten innerhalb der Scada-Systeme der Hersteller mit einem nicht veröffentlichtem Skalierungswert multipliziert um die reale Windgeschwindigkeit vor dem Rotor besser abschätzen zu können.

Die Messdaten liegen in den Systemen überdies in 10-Minuten – Intervallen vor und müssen fehleranfällig auf 15-Minuten-Werte transferiert werden.

## **2.3 Zu Kap. 3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung**

*„Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern.“*

Vorgeschlagene Ergänzung:

Angemessene Vergleichswerte sind neben gleicher Oberflächenrauigkeit auch insbesondere gleiche Nabenhöhe und Anlagenhöhe über NN.



## **2.4 Zu Anhang Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung (Seite 10)**

*„Als Planungsdaten für die Beurteilung der Prognosegüte werden Intraday-Planungsdaten in viertelstündlicher Auflösung herangezogen, die spätestens 60 Minuten vor Beginn der betroffenen Viertelstunden übermittelt werden.*

*Eine gemeinsame Prognose für mehrere Anlagen ist möglich, wenn die Anlagen eine gleichartige Wirkung auf den Netzknoten haben und ihre Einspeisung demselben Bilanzkreis zugeordnet wird. (Nur Energieträger spezifisch). „*

### Hinweis:

Um als Anlagenbetreiber in das Planwertmodell zu kommen, muss die Prognosegenauigkeit nachgewiesen werden dazu wird das Verhältnis zwischen MAE der Direktvermarkterprognose und MAE des Netzbetreibers ermittelt.

Dazu heißt es im Dokument (Abs. 3):

*„Für Anlagen im Planwertmodell wird die Prognose monatlich anhand von ¼ Stunden bestimmt.“*

Da der Netzbetreiber nur monatlich den MAE an den Anlagenbetreiber übermittelt, ist dieser schwer nachvollziehbar und intransparent.

Es nicht klar, wie der Anlagenbetreiber (EIV) den MAE seiner Prognose nachweist. Sendet er nachträglich den anlagenspezifischen Fahrplan an den NB? Dann hat er immer die Möglichkeit selbst im vornherein zu prüfen, ob sein  $ME_{rel.}$  unter 1,5 liegt.

Im Übrigen ist nicht erläutert, auf welchen Fahrplan sich der MAE bezieht. Dies könnte Day Ahead oder Intraday oder Intraday 1h vor Lieferung oder die letzte Viertelstunde vor Lieferung sein? Hierbei kann es zu schwer handhabbaren Datenmengen kommen. (z.B.: 96 ¼ h – Werte je Anlage ) Je näher man am Erfüllungszeitpunkt ist, werden die Prognosedaten unwichtiger und die Onlinedaten der Scada-Systeme werden relevanter.

Muss der MAE bei jeder Abrechnung neu mit angegeben werden? Der Aufwand wäre erheblich und es könnte zu einem mehrfachen Wechsel vom Planwertmodell in das Prognosemodell innerhalb des Jahres kommen.

## **Anmerkungen zu Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“**

### **2.5 Zu 2.1.2. Zu „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell“**

Der NB erhält im Rahmen des ihm eingeräumten Erstaufschlagsrechts für die Ermittlung der Ausfallarbeit einen Zeitraum bis zum 8. WT im Folgemonat. Der Anlagenbetreiber erhält im Regelfall 3 WT nach Erhalt zur Bestätigung der Ausfallarbeit, der auf Betreiberseite noch die Prüfung vorausgeht.

Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber zur Ermittlung der Ausfallarbeit mehr Zeit erhält, dem Anlagenbetreiber bleiben zur aufwändigen Prüfung nur 3 Tage. Dies geht zulasten des Betreibers.

Sollte sich die Praxis ähnlich darstellen wie bei den bisherigen Ermittlungen der Ausfallarbeit durch die Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements, entstehen Nachfragen beim NB nach dem Berechnungsweg, ohne welche eine Prüfung oft nicht möglich ist.

Da die üblichen Reaktionsgeschwindigkeiten der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber keine Zeit mehr zur Prüfung lassen würden, muss ein weiterer Schritt für Rückfragen und deren Bearbeitungszeit in den Use Case eingebaut werden.

Sollte es dann dazu kommen, dass der Betreiber am 8. WT des Folgemonats alle ermittelten Ausfallarbeiten des Vormonats auf einmal erhält, ist eine Prüfung in 3 WT nicht möglich. Diese Prüfungen werden i.d.R. durch den Betriebsführer vorgenommen, der dann am 8. WT des Folgemonats zu einer Vielzahl von RD-Maßnahmen jeweils die Ausfallarbeitsberechnungen erhält. Hier nur 3 WT zur Bearbeitung einzuräumen, berücksichtigt nicht den Aufwand auf Seiten des Betreibers einer korrekten Berechnung und Prüfung der Ausfallarbeit.

#### Vorgeschlagene Änderung:

Die Übermittlung der meteorologischen Daten (Ex post) kann in Intervallen, z.B. zum 10., 20. und 30. Tag (i.V. mit den Veröffentlichungen) des von den Abregelungen betroffenen Monats erfolgen. Daran gekoppelt erfolgt dann eine Er- und Übermittlung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber bis zu 5 WT und längerer Frist für den BTR.

Zu Nr 5.

*„Sofern es keine Einigung bei der Berechnung der Ausfallarbeit gibt, solle die zuletzt durch den NB ermittelte Ausfallarbeit für die Bilanzierung herangezogen werden.“*

Dies stellt eine unbegründete Bevorteilung des NB dar. Beide Parteien sollten hierbei gleichgestellt werden. Neben dem Netzbetreiber muss auch dem Anlagenbetreiber der Berechnungsweg und die zugrundeliegenden Datenreihen übermittelt werden.

### **3 Abrechnung (III), S. 35**

#### **3.1.1 Zu Kap. III 1.1.2 SD: Übermittlung von meteorologischen Daten (ex-post Daten) vom BTR an ANB**

*„Am folgenden WT bis 08 Uhr für den / die Vortag(-e).“*

#### Vorgeschlagene Änderung

Am folgenden **5.WT** bis 08 Uhr für den / die Vortag(-e).

#### Begründung:

Die auf diesen Prozessschritt aufbauenden Prozesse haben jeweils 10 WT Zeit, welche dann entsprechend ggf. zu kürzen wäre. Es ist nicht nachvollziehbar, wieso der Anlagenbetreiber /EIV hier quasi in Echtzeit zu liefern hat. Im Übrigen ist es eine deutliche Abweichung von Anlage 1, dort 3.2.1.