

Konsultation zum Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatchmaßnahmen – Stellungnahme der bayerischen Kooperationsgesellschaften

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit der Überführung des Einspeisemanagements aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 in das Energiewirtschaftsgesetz zum 01.10.2021 soll eine möglichst effiziente Behebung von Engpässen unter Einhaltung der Netzsicherheit in einem Planungsprozess möglich werden. Die hohen Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen in Deutschland sollen reduziert werden, indem Erzeugungs- und Speicheranlagen ab 100 kW Leistung in den Redispatchprozess einbezogen werden.

In der Folge werden alle Netzbetreiber mit angeschlossenen Anlagen >100 kW ab Oktober 2021 Teil vom zukünftigen Redispatchprozess – unabhängig von eigenen Netzengpässen – und müssen neue Fähigkeiten bspw. in den Bereichen Prognose, Netzzustandsanalyse, Redispatchdimensionierung, Anlagensteuerung in Echtzeit sowie energetischer Ausgleich, Bilanzierung und Abrechnung erwerben. Damit verbunden sind für jeden Netzbetreiber hohe Investitionen in den Aufbau einer Redispatch-Systemlandschaft. Dies betrifft nahezu alle Netzbetreiber in Deutschland (850 von 900).

Zur Koordinierung der Maßnahmen werden Prozesse zwischen den Netzbetreibern benötigt, denn die Anzahl der am Redispatch teilnehmenden Anlagen steigt von ca. 80 Anlagen im aktuellen Redispatch 1.0-Prozess auf über 80.000 Anlagen im Redispatch 2.0-Prozess. Die Bundesnetzagentur ruft nun die betroffenen Verteilnetzbetreiber zu einer Rückmeldung auf. Insbesondere besteht die Frage, ob alle Netzbetreiber, auch jene, welche noch nicht an Engpassmanagementmaßnahmen teilnehmen, die Netzbetreiberkoordinierungsprozesse umsetzen müssen.

Zusammenfassung

1. Das Ziel von „Redispatch 2.0“, nämlich die Reduzierung der Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen (aktuell ca. 1,5 Mrd. EUR pro Jahr), kann nur dann erreicht werden, wenn **viele dezentral organisierte Anlagen am Redispatchprozess teilnehmen**. Nur damit erhöht sich der „Lösungsraum“ insbesondere auch zur Lösung von Engpässen im Übertragungsnetz und die Wirksamkeit der Leistungsanpassung kann erhöht werden.
2. Im Zuge der Dezentralisierung sind Anlagen vermehrt im Verteilnetz angeschlossen. Viele Verteilnetzbetreiber haben keine eigenen Engpässe, dennoch können die Anlagen wichtig für den Redispatchprozess überlagerter Netzbetreiber sein. **Der Netzbetreiberkoordinierungsprozess sollte nicht auf Netzbetreiber beschränkt werden, die bisher von Engpässen sowie Engpassmanagementmaßnahmen betroffen sind**. Damit würde Optimierungspotenzial verloren gehen.
3. Allerdings entsteht insbesondere bei kleineren Netzbetreibern durch die Umsetzung der Prozesse ein hoher betrieblicher als auch finanzieller Aufwand, der sich in den Netzentgelten niederschlagen würde. **Die Anforderungen sollten daher möglichst effektiv, einfach umsetzbar und vor allem dem Nutzen angemessen sein**.
4. Beispielsweise ist eine **zyklische Netzberechnung zur Bestimmung von netztechnischen Wirksamkeiten der angeschlossenen Anlagen für Netzbetreiber nicht notwendig, wenn Anlagen nur auf einen Netzverknüpfungspunkt wirken**. Die Anforderung an die Genauigkeit der netztechnischen Wirksamkeiten von +/- 1 % halten wir für nicht sachgerecht, da in der Realität eine Schwankung von

bis zu +/- 5 % möglich ist. Vereinfachend sollte demnach Netzbetreibern die Angabe einer netztechnischen Wirksamkeit von 1 möglich sein, wenn Anlagen nur auf einen Netzverknüpfungspunkt wirken (bspw. bei offen betriebenen Ringnetzen in der Mittelspannung).

5. Es sollte geprüft werden, ob **Netzbetreiber, die fünf oder weniger Anlagen, die vom Redispatch 2.0 betroffenen sind, im Netz angeschlossen haben, vom Netzbetreiberkoordinierungsprozess befreit werden.** Die damit verbundenen Kosteneinsparungen würden nur zu geringen Nutzeneinbußen führen. Dadurch würden im Redispatchprozess 370 MW von insgesamt 94.000 MW (bezogen auf EEG-Anlagen) nicht berücksichtigt, allerdings würde die Umsetzung bei 196 Netzbetreibern eingespart werden.

Erläuterung

Bei Netzbetreibern, welche bisher nicht an Redispatch- oder Einspeisemanagementmaßnahmen teilnehmen, sind in Summe signifikante Erzeugungsleistungen installiert, welche zur Lösung von Engpässen genutzt werden können. Durch eine generelle Nicht-Teilnahme von bisher nicht von Redispatch- oder Einspeisemanagementmaßnahmen betroffenen Netzbetreibern würde der Lösungsraum des neuen Redispatch 2.0 stark eingeschränkt.

Jedoch ist zu beachten, dass durch die Neuregelung viele neue herausfordernde Prozesse, vor allem auf kleinere Netzbetreiber zukommen. Für diese und nicht von eigenen Engpässen betroffenen Netzbetreiber sollten die beschriebenen Prozesse möglichst effektiv und einfach umsetzbar sein. Insbesondere die zyklischen Netzberechnungen sind für die meisten Netzbetreiber ein großer Aufwand mit geringem Nutzen. Ein Großteil der kleineren Netzbetreiber verfügt über Strangnetze ohne Engpässe. Für diese Netzbetreiber sollte bei der Berechnung der netztechnischen Wirksamkeit von Anlagen mit Wirkung auf nur einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber immer ein Wert von 1 angegeben werden können. Dies reduziert die Kosten für die Umsetzung als auch den Betrieb signifikant. Insbesondere die angedachte Genauigkeit von +/-1 % für die netztechnische Wirksamkeit erscheint als zu hoch und nicht sachgerecht. Diese Anmerkung wird in der beigelegten Excel-Datei erläutert.

Außerdem wird eine zweistufige Einführung der Redispatch-Prozesse vorgeschlagen. Durch eine Verschiebung der Umsetzungspflicht auf den 01.03.2022 für Netzbetreiber der Ebenen 4-7 („VNBs 2. Ordnung“) kann eine effizientere Umsetzung des Redispatch 2.0 gewährleistet werden. Zum einen verringert sich der Koordinierungsaufwand beim Start am 01.10.2021, zum anderen können auch die zurzeit zwischen den großen Netzbetreibern („VNBs 1. Ordnung“) und Softwareherstellern entwickelten Lösungen und Produkte von den Netzbetreibern der Netzebenen 4-7 genutzt werden. Trotz dieser zweistufigen Einführung des Redispatches würden zum 01.10.2021 bereits ein Großteil der Anlagen (>70 %) am Redispatch 2.0 teilnehmen.

Vor dem Hintergrund des Ziels des neuen Redispatch 2.0, welcher ein effizienteres und damit auch kostengünstigeres Engpassmanagement ermöglichen soll, sollte der Kostenfaktor stärker gewichtet werden. Insbesondere bei Netzbetreibern mit sehr wenigen in ihrem Netz installierten Anlagen stellt sich die Frage, ob der Kostenaufwand für die Implementierung den Nutzen für das Engpassmanagement nicht übersteigt. Es sollte daher geprüft werden, ob Netzbetreiber, welche bisher nicht von Redispatch- oder Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind und fünf oder weniger vom Redispatch betroffenen Anlagen in ihrem Netz installiert haben, von den Prozessen ausgenommen werden. Laut den „Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten“ haben 196 Netzbetreiber fünf oder weniger vom Redispatch 2.0 betroffene Anlagen im Netz. Diese haben zusammen eine Leistung von nur 370 MW von insgesamt 94.000

MW. Das heißt, dass im Schnitt weniger als 2 MW Leistung bei diesen Netzbetreibern installiert ist. Diese Netzbetreiber von der Pflicht zur Umsetzung der Prozesse zu befreien würde hohe Kosten verhindern und nur geringe Auswirkungen auf die Engpassmanagementmaßnahmen haben.

Diese Stellungnahme wurde im Namen der folgenden Kooperationsgesellschaften der bayrischen Netzbetreiber erstellt:

- Kooperationsgesellschaft Ostbayerischer Versorgungsunternehmen (KOV)
- KOS Energie
- Einkaufsgemeinschaft Energieversorgungsunternehmen (EGEVU)
- City-USE
- Kooperationsgesellschaft fränkischer Elektrizitätswerke (KfE)