Positionspapier: Pumpsperrzeit für Pumpspeicherkraftwerke (Hochlastzeitfenster des Netzes) an Erzeugungsspitzen (PV/Wind) anpassen

Pumpspeicherkraftwerke sind „atypische Netznutzer“. Dies bedeutet, dass sie Strom in Zeiten geringer Nachfrage aus dem Netz entnehmen und bei Lastspitzen wieder einspeisen. Speicher, die nicht bereits aufgrund anderweitiger Regelungen (z. B. § 118 Abs. 6 EnWG) vollständig von den Netzentgelten befreit sind, haben bei einer solch atypischen Nutzung gemäß § 19 Abs. 2 und 4 StromNEV Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, das gegenüber dem regulären Netzentgelt signifikant reduziert sein kann.

Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass innerhalb von „Hochlastzeitfenstern“ kein Strom aus dem Netz entnommen wird („Pumpsperrzeit“). Hochlastzeitfenster werden nach Vorgabe der Bundesnetzagentur (BK4-13-739) auf Quartalsbasis durch die Netzbetreiber festgelegt und gelten ausschließlich werktags (Montag bis Freitag). Wie das Beispiel der TenneT für das Jahr 2025 zeigt, wird im Frühling und Sommer gegenwärtig auf Hochlastzeitfenster und damit verbundene Pumpsperrzeiten für Pumpspeicherkraftwerke verzichtet. Im Herbst und Winter gelten jedoch Hochlastzeitfenster, die den größten Teil des Tages abdecken:

Jahreszeiten 2025	**Hochlastzeiten**
Winter (1. Dezember bis 28. Februar)	08:30 – 13:30 und 15:15 – 20:15
Frühling (1. März bis 31. Mai)	keine
Sommer (1. Juni bis 31. August)	keine
Herbst (1. September bis 30. November)	10:15 – 20:15

Quelle: TenneT Hochlastzeitfenster 2025

Diese starre Festlegung führt dazu, dass Hochlastzeitfenster immer stärker mit Photovoltaik-Peaks korrelieren, die seit einigen Jahren auch im Herbst und Winter in den Mittags- und Nachmittagsstunden immer häufiger eintreten. Gleiches gilt für winterliche Starkwindphasen. **Pumpspeicherkraftwerke werden damit faktisch daran gehindert, in Zeiten negativer oder sehr geringer Strompreise einzuspeichern.** Dies widerspricht nicht nur dem Prinzip der Netz- bzw. Systemdienlichkeit, sondern verhindert ebenfalls eine wirtschaftlich optimale Fahrweise der Pumpspeicherkraftwerke. In der Konsequenz führt dies zu einer **erheblichen wirtschaftlichen Belastung für Pumpspeicherkraftwerksbetreiber** im hohen zweistelligen Millionenbereich pro Jahr – und damit letztlich auch der Verbraucher.

Wie lässt sich das Problem lösen?

Die Bundesnetzagentur arbeitet gegenwärtig an einer Überführung der Stromnetzentgeltverordnung in eine Festlegung und hat mit dem „AgNeS“-Prozess eine umfangreiche Netzentgeltreform eingeleitet. In diesem Zuge sollten die bestehenden Regelungen an die neue Realität der volatilen Stromerzeugung angepasst werden, sodass Pumpspeicherkraftwerke ganzjährig in Zeiten von EE-Spitzen einspeichern können. Hierzu sehen wir zwei Optionen, die im Zuge der Netzentgeltreform umgesetzt werden könnten:

1. **Systemdienstleistungen von der Pumpsperrzeit ausnehmen:** Bei negativer Minutenreserve sollte die Stromentnahme ermöglicht werden, in Orientierung zu den Regelungen zum Redispatch. Gleiches sollte für die negative Sekundärregelleistung gelten.
2. **Hochlastzeitfenster täglich statt quartalsweise festlegen:** Mit einer tagesscharfen Festlegung der Pumpsperrzeiten (z. B. D-2) können Pumpspeicherkraftwerke, Batterien und Druckluftspeicher flexibel auf PV-Spitzen und Starkwindphasen reagieren und sich zugleich weiterhin netzdienlich verhalten.

Auch mit Blick auf zukünftige Instrumente wie **Flexible Capacity Agreements** (FCAs) sollte sichergestellt sein, dass Speicher durch die Einspeicherung bei PV-Spitzen systemdienlich agieren können und sowohl die Vermarktung von Regelleistung als auch ein effektives Hedging trotz flexibler Eingriffsrechte des Netzbetreibers gewährleistet werden. Damit potenzielle FCA für Speicherbetreiber nicht zu einem unverhältnismäßigen Risiko führen und tatsächlich eine nutzbare Option werden, sollte eine **Obergrenze der Unterbrechbarkeit bzw. Einschränkbarkeit auf einen Zeitanteil von maximal 10 Prozent** gegeben sein.

Beispiel: Überschneidung von Hochlastzeitfenstern mit EE-Spitzen

Die Börsenpreise für den 3. September 2025 verdeutlichen exemplarisch die Überschneidung von Hochlastzeitfenstern mit EE-Spitzen (fett markiert in rot):

Stunde	Preis
EPEX	DE-LU
1	97,25
2	90,74
3	85,95
4	81,72
5	81,23
6	86,97
7	103,20
8	112,34
9	109,13
10	85,30
11	**29,04**
12	**0,03**
13	**-0,10**
14	**-0,10**
15	**-0,28**
16	**0,00**
17	**3,89**
18	63,46
19	102,35
20	110,92
21	104,00
22	94,17
23	80,68
24	54,25