

Netzfrequenz in Europa sinkt auf 49,75 Hertz – Folge ist Systemaufspaltung

18. JANUAR 2021

HANS URBAN, UNTER ANDEREM FÜR SMART POWER, SCHLETTER UND MAXSOLAR



Smart Power hat bereits mehrere Großspeicher in Deutschland in Betrieb, die Netzdienstleistungen erbringen.

Foto: Smart Power GmbH

Im nunmehr zweiten Jahr der Corona-Pandemie hat man sich ja an schlechte Nachrichten schon gewöhnt, auch der nach einer gefühlt unendlichen Geschichte nun tatsächlich vollzogene Brexit und die historischen Ereignisse um das Capitol in den USA bestimmten in den letzten Tagen die Schlagzeilen. Da geht eine solche Meldung über Netzprobleme in der täglichen Nachrichtenflut eigentlich fast schon unter. **Auch wenn sie immerhin ganz Europa betrifft – oder vielleicht fast betroffen hätte.** Doch was bedeutet diese Schlagzeile wirklich? Und welche Funktion haben größere Speicherprojekte in Deutschland bei solchen Zwischenfällen?

Hier ein paar Nachbetrachtungen auf dieses Ereignis aus dem Blickwinkel eines Speicherherstellers. Ich bin für die Smart Power GmbH tätig, die als Hersteller und Projektierer von netzdienlichen Speichern mit dazu beitragen will, dass solche Vorfälle auch in Zukunft weiterhin nur von wenigen technisch Interessierten zur Kenntnis genommen werden und eben nicht zu großen Schlagzeilen werden.

Die Energiewende ist ja mittlerweile als eine der zentralen gesellschaftlichen und technischen Herausforderungen geworden. Der erforderliche starke Ausbau der Erneuerbaren ist ohne Zweifel auch eine große Herausforderungen für die Betriebsführung der Netze. Durch die Verdrängung fossiler thermischer Kraftwerke mit ihren großen Turbinen fehlen zunehmend große Schwungmassen im Netz, die mit ihrer kinetischen Energie die Schwankungen und Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch im ersten Moment gut ausgleichen können. So sind **zunehmend intelligente aktive Ausgleichsmaßnahmen notwendig**, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch stets konstant zu halten. Die Frequenz im Netz ist der Indikator für dieses Gleichgewicht, denn sie repräsentiert die gemeinsame Drehzahl aller synchron rotierenden Erzeugungsmaschinen im Netz, bei 50 Hertz ist die Sollgröße und damit das Gleichgewicht genau erreicht.

Der Einbruch der Netzfrequenz am 8. Januar 2021 beschreibt einen aktuellen Fall einer starken und vor allem sehr schnell wachsenden Unterdeckung im Netz. Er soll Gegenstand dieser Betrachtungen sein. Die Ursachen des Ereignisses bis dato im wesentlichen ungeklärt sind, kann diese Betrachtung aber nur eine Momentaufnahme sein, weitere Untersuchungen dazu sind aktuell noch im Gange.

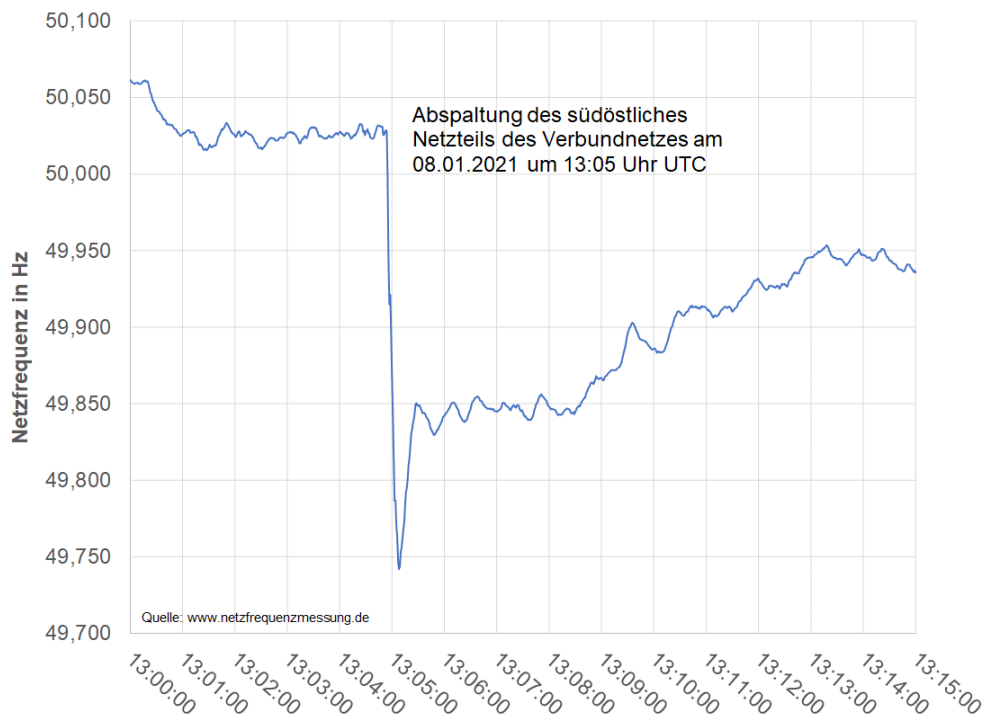


Bild 1: Frequenzverlauf im Netz am 8. Januar 2021

Quelle: frequenzmessung.de

In verschiedenen Portalen wie **gridradar.net**, **netzfrequenz.info** oder **netzfrequenzmessung.de** wurden zum aktuellen Vorfall Messergebnisse und Auswertungen zur Verfügung gestellt. Bei der Recherche fiel allerdings auf, dass die Diagramme den Einbruch immer um 13:05 Uhr zeigen, in den begleitenden Texten teilweise aber von 14:05 Uhr (CET) die Rede ist. Diese Diskrepanz in der Zeitangabe konnte bis dato nicht genau geklärt werden. Tatsache ist aber, dass der Frequenzeinbruch jedenfalls **nicht exakt zum Stundenwechsel erfolgte**. Ähnliche Einbrüche zum Stunden- oder Viertelstundenwechsel waren in den vergangenen Monaten vermehrt vorgekommen. Sie sind in der Regel ein Indiz dafür, dass nicht technische, sondern kaufmännische Gründe eine Unterdeckung im Netz hervorrufen. Das passiert in der Regel dann, wenn in Bilanzkreisen zu wenig vergleichsweise teure Ausgleichenergie rechtzeitig einkauft wird. Stattdessen verlässt man sich auf die Regelenergie, die aber unter Umständen in solchen Fällen an ihre Grenzen stoßen kann. Um diese Art der Gewinnmaximierung auf Kosten der Sicherheit im Netz zu unterbinden, erfolgten in jüngerer Vergangenheit einige Abmahnungen an verschiedene Marktteilnehmer.

In den einschlägigen Portalen ist teilweise auch sehr gut erkennbar, dass die Frequenzmessungen von verschiedenen europäischen Städten praktisch genau demselben Verlauf folgen. Die Frequenz ist also überall vollkommen gleich, ein Zeichen dafür, wie sich die Netze gegenseitig im Rahmen Ihrer Übertragungskapazität stützen. Auf der anderen Seite ist aber hier auch erkennbar, dass sehr schwache Netze mit einer Leistungsunterdeckung auch das gesamte Europäische Verbundnetz (UCTE) sozusagen mitreißen und im Ernstfall einen Zusammenbruch hervorrufen könnten.

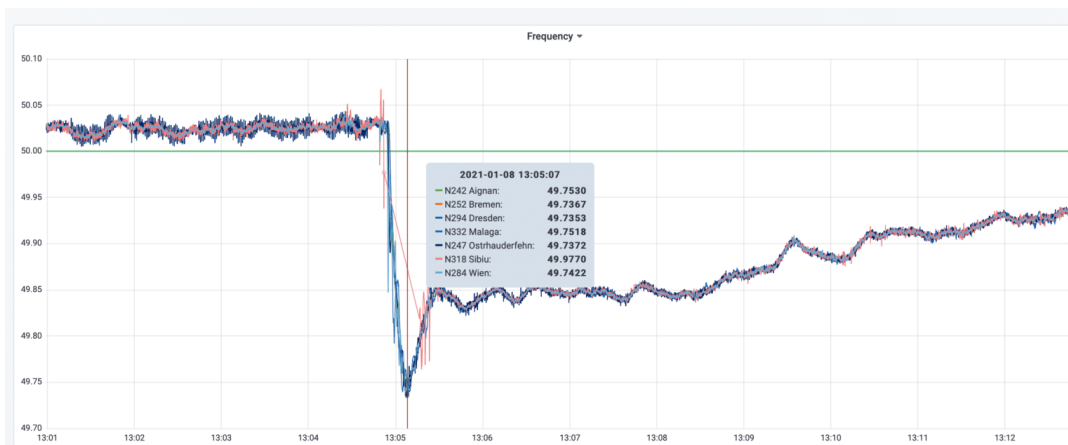


Bild 2: Frequenzverlauf im Netz in verschiedenen europäischen Städten
Quelle: gridradar.net

Genau diese Gefahr drohte vermutlich durchaus im aktuellen Fall. Im Nachhinein wurde ermittelt, dass es scheinbar in Rumänien Ausfälle von Kraftwerken und Übertragungsleitungen und damit eine größere Unterdeckung im Netz gab. **Um eine Ausbreitung des Fehlers und speziell Auswirkungen auf das gesamte europäische UCTE-Netz zu vermeiden, wurde für eine bestimmte Zeit das gesamte südosteuropäische Netz abgetrennt** und nach Behebung der Fehler etwa eine Stunde später wieder mit dem restlichen Netz verbunden (re-synchronisiert). Der Normalzustand konnte somit ohne weitere Auswirkungen auf das restliche europäische Netz sehr schnell wieder erreicht werden. Den einzigen Hinweis auf die Vorfälle bildet somit der überall gleichzeitig gemessene Frequenzeinbruch.

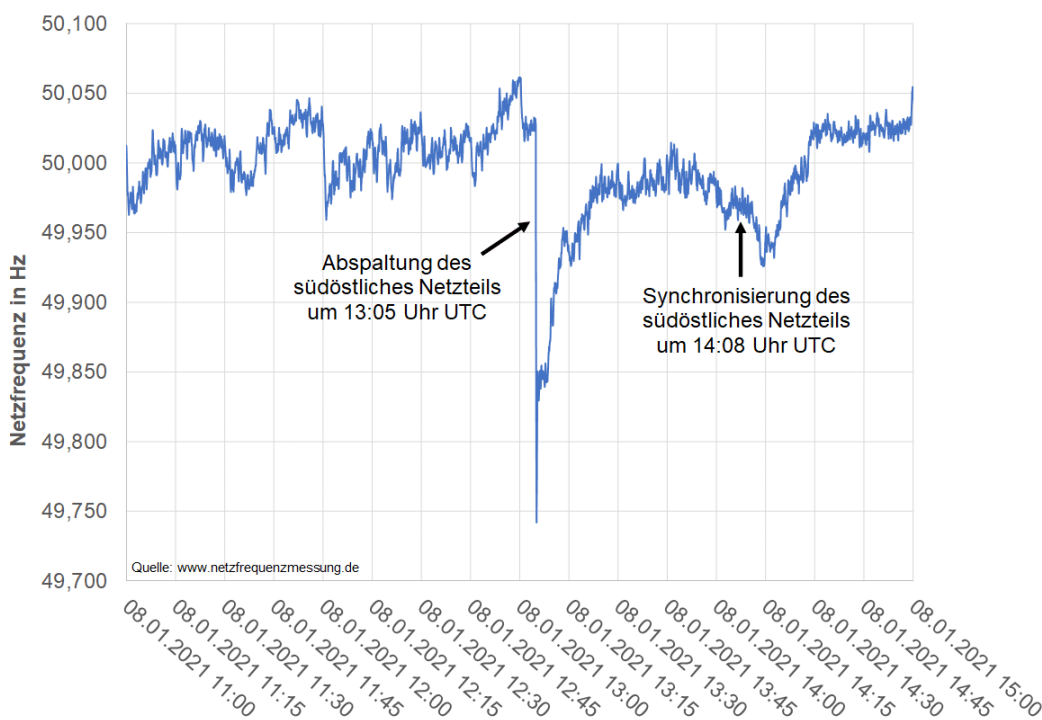


Bild 3: Frequenzverlauf im Netz, Abspaltung und Re-Synchronisation
Quelle: netzfrequenzmessung.de

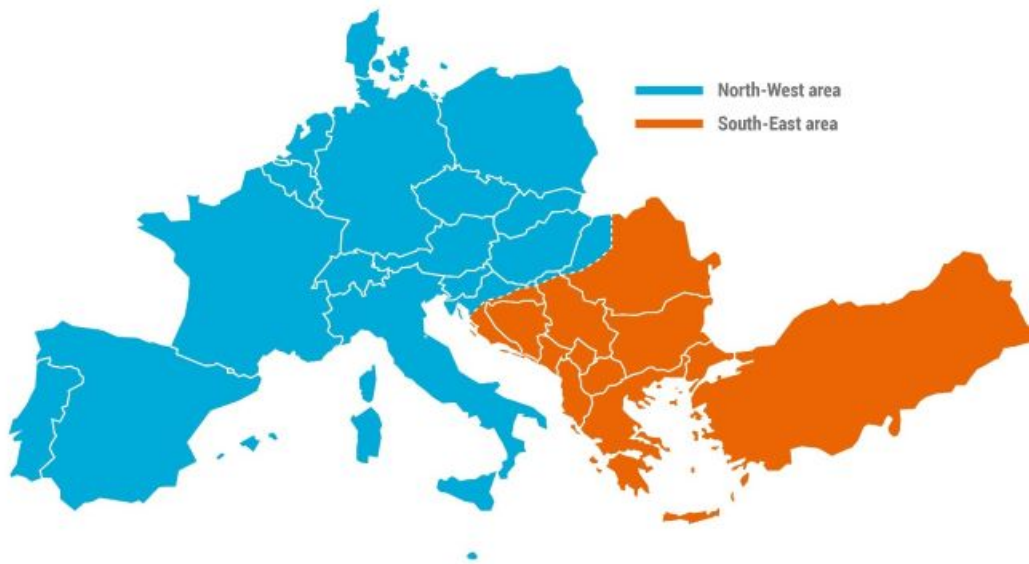


Bild 4: Abgetrennte Netzbereiche im Südosten Europas im UCTE-Netz
 Quelle: entsoe.eu

Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Betrachtung der weiteren Schritte, die bei einem weiteren Abfall der Frequenz gegebenenfalls notwendig gewesen wären. Das Kriterium für die „unverzögerte Aktivierung von Leistungsreserven“ wurde mit Überschreitung der 200 Millihertz-Grenze in diesem Fall sofort erreicht, **weitere Schritte zum automatischen Lastabwurf im Netz waren aber nicht notwendig**. Allerdings ist aus den Diagrammen ein sehr hoher Gradient des Frequenzeinbruches abzulesen (242 Millihertz in 10 Sekunden). Aus dem Gradienten beziehungsweise der Höhe des Frequenzeinbruches kann auch eine erste Abschätzung zur Fehlleistung zum Zeitpunkt des Einbruches erfolgen – es ergibt sich daraus ein Wert von etwa 3,6 Gigawatt. Zumindest die ungefähre Größenordnung dieses Leistungsdefizites wird auch durch folgende Meldung bestätigt: Laut **entsoe.eu** wurden im verbleibenden nördlichen Netzteil rund 1,7 Gigawatt an Lastabschaltungen in Italien und Frankreich durchgeführt. Dabei handelt es sich aber nicht um die ungeplante Abschaltung normaler Verbraucher wie in der Tabelle Bild 6 wiedergegeben, sondern um Lasten, die gemäß vertraglichen Vereinbarungen im Rahmen von Netzsteuerungsmaßnahmen geschaltet werden können.

Der sehr steile Abfall der Frequenzkurve kann aber durchaus ein Indiz dafür sein, dass auch die verschiedenen Schritte des Lastabwurfes (gemäß Bild 5 und Bild 6) bei einem weiteren Frequenzabfall unter Umständen eine Komplettabschaltung weiterer Netzteile oder auch des ganzen Netzes nicht unbedingt in jedem Fall verhindern hätten können.

In diesem Zusammenhang ist natürlich die Frage interessant, inwieweit aktive Stützungsmaßnahmen durch Einspeisung von Primärregelleistung (PRL) unter Umständen daran beteiligt waren, einen weiteren Frequenzabfall und damit weitere Abschaltungen vorbeugend zu verhindern. Dies soll im Folgenden betrachtet werden.

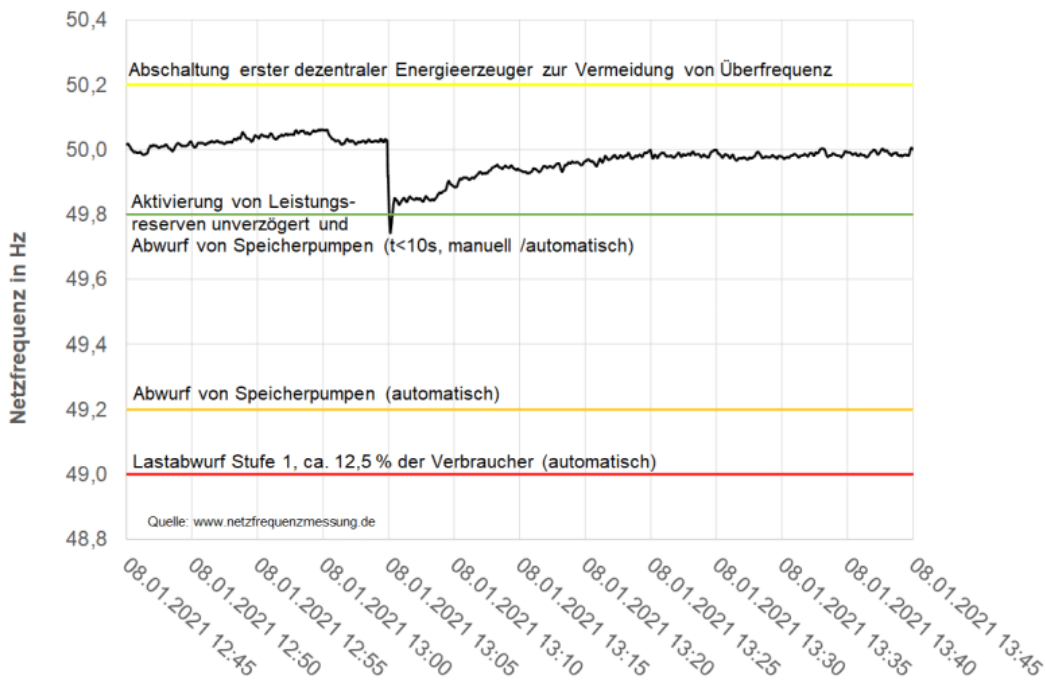


Bild 5: Aktueller Frequenzeinbruch in Relation zu den vorgesehenen Maßnahmen bei großen Frequenzeinbrüchen
 Quelle: netzfrequenzmessung.de

Tabelle 2 Umsetzungsbeispiel mit vier Stufen

Frequenz	Aktion	Summenlast	Aktivierungsart
49,8 Hz	Aktivierung von Leistungsreserven unverzögert und Abwurf von Speicherpumpen (t<10s)		Manuell / Automatisch
49,2 Hz	Abwurf von Speicherpumpen unverzögert		Automatisch
49,0 Hz	Lastabwurf Stufe 1, ca. 12,5%	ca. 12,5%	Automatisch
48,8 Hz	Lastabwurf Stufe 2., ca. 12,5%	ca. 25,0%	Automatisch
48,6 Hz	Lastabwurf Stufe 3, ca. 12,5%	ca. 37,5%	Automatisch
48,4 Hz	Lastabwurf Stufe 4, ca. 12,5%	mind. 50%	Automatisch
47,5 Hz	Trennung der Kraftwerke vom Netz		Automatisch

Bild 6: Tabelle der vorgesehenen „Notmaßnahmen“ gemäß FNN

Quelle: Forum Netztechnik/Netzbetrieb

Speicher im Netz – und ihre Rolle im Störfall

„Wir brauchen Speicher im Netz“ – dieser Ruf kann in den letzten Jahren durchaus immer wieder wahrgenommen werden und zwar von verschiedenen Marktakteuren an ganz unterschiedlichen Stellen bis hin zur Politik. Und auch die Betrachtung dieses aktuellen Falles führt natürlich unweigerlich zur **Frage, inwieweit Speichersysteme geeignet sind, um Netzzustände dieser Art beherrschen zu helfen.** Seit Jahrzehnten existieren auch Marktmechanismen, um diese Funktion der Netzstabilisierung zu entlohnen, das Ausschreibungsverfahren für Primärregelleistung ist in diesem Zusammenhang das beste Beispiel. Der

Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass durchaus auch konventionelle Kraftwerke Primärregelleistung anbieten können: In solchen Fällen wird ein Kraftwerk nicht mit Nennlast, sondern in Teillast betrieben. Bei einer positiven oder negativen PRL-Anforderung kann es dann mehr oder weniger Leistung erzeugen und damit das Leistungs-Gleichgewicht in beide Richtungen verschieben. Voraussetzung ist allerdings eine ausreichend dynamische Regelgeschwindigkeit.

In diesem Zusammenhang sollen aber speziell die Speichersysteme betrachtet werden. Sie können nicht nur virtuell, sondern tatsächlich in beiden Wirkungsrichtungen betrieben werden. Bei Überfrequenz werden die Batterien aus dem Netz geladen und entziehen dem Netz somit überschüssige Leistung, bei Unterfrequenz stützen sie das Netz durch Einspeisung. Der Zusammenhang zwischen Frequenz und Leistung ist in einer Kennlinie definiert, die die einheitliche Regelvorgabe jedes PRL-Systems darstellt. **Das Speichersystem kann in der Ausschreibung des PRL-Marktes dann mitbieten, wenn es die Kriterien Regelgeschwindigkeit, Leistung und Energiereserven für eine gewisse Vermarktungsleistung erfüllen kann und dies auch einmalig im Rahmen einer Präqualifikation durch den Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen hat.**

Bild 7: Regelkennlinie für Primärregelleistungs-Speicher
Quelle: Smart Power GmbH

Vergleicht man nun diese vorgeschriebene PRL-Kennlinie mit den aktuellen Frequenzeinbrüchen des 8. Januar 2021, ist durchaus erkennbar, dass hier durchaus echte und nicht nur „kosmetische“ Korrekturmaßnahmen zu erfolgen hatten. Im normalen PRL-Betrieb pendeln diese Speicher normalerweise ständig zwischen 0 und maximal etwa 20 Prozent ihrer Nennleistung in beiden Richtungen und halten durch diese kleinen Korrekturen die Frequenz sehr eng im Nennbereich. Weitere Ausschläge sind sehr selten. **Am 8. Januar 2021 aber war der gesamte PRL-Regelbereich bereits mit der ersten Frequenzabweichung von über 200 Millihertz innerhalb von 10 Sekunden komplett ausgesteuert, die Kraftwerke mussten also – laut Kennlinie – ohne Verzögerung mit der maximalen Leistung ins Netz einspeisen.**

Hier kommen wir natürlich zur interessanten Frage: Haben im aktuellen Fall diese Steuerungsmechanismen auch „gegriffen“ und haben sie möglicherweise sogar dabei geholfen, weitere Abschaltungen zu vermeiden? Diese Frage soll im Folgenden anhand der Reaktion unserer aktiven Smart-Power-Speichersysteme betrachtet werden:

Die folgende Auswertung zeigt die Funktionalität der PRL-Eingriffe durch die aktiven Speichersysteme der Smart Power GmbH im Realbetrieb am besagten 8. Januar 2021. In den Jahren 2016 bis 2020 wurden durch die Smart Power GmbH bereits zahlreiche Speichersysteme im Megawatt-Bereich errichtet und in Betrieb genommen. Diese Systeme werden in verschiedenen Businessmodellen teilweise im eigenen Anlagenportfolio, teilweise auch durch Kunden betrieben. In den meisten Fällen ist PRL zumindest einer der möglichen Betriebsfälle. In vielen Fällen sind die Anlagen nach wie vor in der hauseigenen Monitoring- und Betriebsplattform geführt, daraus wurde aktuell die folgende kumulative Auswertung generiert:

Bild 8: Reaktion der PRL-Speicher der Smart Power GmbH beim Störfall am 8. Januar 2021 (grün: Netzfrequenz, gelb: kumulierte gelieferte Leistung der Smart Power-Speicher)
Quelle: Smart Power GmbH

Die Anlagen dieser Summenauswertung stehen an verschiedenen Orten in Deutschland, da die Frequenz aber wie bereits beschrieben überall gleich ist, konnte sozusagen **eine Summenauswertung aller Smart Power-Anlagen für den Vorfall am 8. Januar 2021** erstellt werden. Die Auswertung zeigt folgende Ergebnisse:

1. An der Kurve ist zunächst erkennbar, dass der Frequenzverlauf trotz des steilen Gradienten auch im Monitoring der einzelnen Anlagen genauso exakt erfasst wurde wie an anderen Messstellen im Netz. Diese hochgenaue Frequenzermittlung ist auch für die Regelqualität dieser Anlagen zwingend erforderlich.
2. Sofort nach Erfassung des Frequenzeinbruches am 8. Januar 2021 wurden ohne sichtbare Verzögerung durch die verschiedenen Smart Power-Anlagen an den verschiedenen Standorten insgesamt **circa 24 Megawatt** an Einspeiseleistung für die Netzstützung abgegeben. **Die in den folgenden rund 20 Minuten wieder ansteigende Netzfrequenz zeigt, dass scheinbar zu diesem Zeitpunkt zumindest für den aktiven Netzabschnitt in der Summe genügend Regelleistung verfügbar war, um das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen.** Die PRL-Einspeiseleistung der Speichersysteme wurde somit in den folgenden 20 Minuten gemäß der vorgegebenen Kennlinie wieder zurückgefahren.
3. **Die Einspeiseleistung der hier betrachteten Smart Power-Systeme ist natürlich nur ein kleiner Teil der gesamten im Netz zur Verfügung stehenden Regelleistung.** So werden im größten Europäischen Regelleistungsverbund seit Januar 2020 jeweils insgesamt 1400 Megawatt an Primärregelleistung ausgeschrieben (regelleistung.net). Mit dieser Menge an ausgeschriebener Primärregelleistung soll ein Referenz-Störszenario mit einem Ausfall von insgesamt 3000 Megawatt an Erzeugungsleistung beherrschbar sein (www.amprion.net). **Damit sind alleine die derzeit schon bestehenden und betrachteten Smart-Power-Anlagen in der Lage, immerhin einen Anteil von fast 2 Prozent dieser ausgeschriebenen europäischen Regelleistung zu liefern.** Bei diesem Vergleich ist zu beachten, dass der wesentliche Anteil der ausgeschriebenen Menge derzeit immer noch von konventionellen Kraftwerken und nicht von Speichern erbracht wird.
4. Dazu noch einmal ein kurzer Vergleich der genannten Zahlen: Der Frequenzeinbruch deutet auf eine Ausfalleistung von 3,6 Gigawatt, das europäische Regelleistungsmanagement stellt derzeit PRL für eine erwartete Ausfalleistung von 3 Gigawatt zur Verfügung, es konnten aber parallel offenbar auch 1,7 Gigawatt an Lastabschaltungen erfolgen. Ohne diese Zahlen quantitativ genauer betrachten zu können, könnte man vielleicht zusammenfassen: Die aktuellen Probleme konnten scheinbar noch gut beherrscht werden, die derzeit zur Verfügung gestellte Regelleistung scheint aber in keinem Fall überdimensioniert. **Gerade im Blick auf die steigenden dynamischen Anforderungen und auch im Hinblick auf die durch Sektorenkopplung steigenden Stromverbräuche sollte hier sicher eine Anpassung nach oben erfolgen.**
5. Die in den Messwerten unserer Smart Power-Anlagen erkennbare gute Regeldynamik ist sicher auch auf andere Anlagen übertragbar. **Daraus ist erkennbar, dass Speicheranlagen auch bei solchen hochdynamischen Störfällen zur Netzstützung sehr gut geeignet sind.**
6. Oft diskutiert wird der Ansatz, ob kleine Speichersysteme, organisiert als „Schwarmspeicher“ die erforderliche Netzstützung durch Regelleistung ebenfalls leisten können. So sind in Deutschland Stand Ende 2020 laut Marktstammdatenregister bisher immerhin 1400 Megawattstunden an Heimspeichern mit einer Leistung von 930 Megawatt am Netz. Der aktuelle Störfall zeigt aber auch, dass **grundsätzlich eine hohe Regeldynamik erforderlich ist, um hohe Gradienten zu**

beherrschen. Es ist zu bezweifeln, ob solche Schwarm Speicher technisch ähnlich schnell reagieren können wie singuläre Großspeicher. Diese Schwarm Speicher-Technologie kann in Zukunft netzstützende Großspeicher insbesondere bei längeren Leistungsdefiziten sicher ergänzen, aber wohl kaum ersetzen.

7. Ein weiterer Vergleich: Die eingespeisten 24 Megawatt an Regelleistung ist zwar nur ein verschwindend kleiner Anteil von 0,3 Promille an der gesamten Nettostromerzeugung zu diesem Zeitpunkt, (laut Energy Charts ca. 70 Gigawatt), auf der anderen Seite **entspricht aber diese Einspeiseleistung zum Fehlerzeitpunkt aber immerhin der Durchschnittsleistung von rund 70.000 Haushalten** – bei den zusammengefassten Messwerten handelt es sich insgesamt nur um 6 aktive Anlagen.
8. An den Kurven ist auch erkennbar, **dass die gemäß Kennlinie erforderliche Einspeiseleistung über die gesamte Dauer der Frequenzabweichung erbracht werden konnte.** Dies bestätigt zum einen, dass der Speicher auch im Betrieb nicht nur die kurzzeitig erforderliche Leistung liefert, sondern auch die erforderlichen Energie-Kriterien erfüllt. Zum anderen ist hier aber auch erkennbar, dass beispielsweise in diesem realen Fall **die für PRL-Speicher zugrunde gelegten Präqualifikationskriterien durchaus zumindest in diesem Ausfallszenario realistisch und ausreichend erscheinen.**
9. Zum Zeitpunkt der Netztrennung waren nicht alle von Smart Power errichteten PRL-fähigen Speicher im Einsatz, da nur ein Teil der Anlagen im betreffenden Zeitabschnitt einen Zuschlag bei der Ausschreibung erhalten hatten. **Daraus ist ersichtlich, dass bereits heute das technische Potenzial an vorhandener Regelleistung größer ist, als die jeweils ausgeschriebene PRL-Leistung.**

Die in diesem Beispiel aufgeführte Zusammenfassung der durch uns errichteten Speicherprojekte **ist natürlich nur eines von mehreren repräsentativen Beispielen der „Speicherlandschaft“ in Deutschland.** Derzeit gibt es in Deutschland eine wachsende Anzahl an PRL-Speichern im einstelligen Megawatt-Bereich und sogar bereits eine „Handvoll“ Speichersysteme im kleinen zweistelligen Bereich. Sicher sehr interessant ist in diesem Zusammenhang der aktuell Anfang 2021 in Betrieb genommene LEAG-Speicher im Braunkohlegebiet „Schwarze Pumpe“ in Brandenburg mit 50 Megawatt PRL-Leistung. Bereits bis Ende des Jahres wollen wir mit einem bis dahin errichteten Speicher-Kraftwerkspark mit insgesamt etwa 100 Megawatt wiederum einen neuen Benchmark setzen.

Viele andere Projekte wären in dieser Zusammenstellung zu nennen und zu kumulieren. Sehr interessant könnte in diesem Zusammenhang die neue Überarbeitung der Karte von Speicher-Großprojekten des Bundesverband Speichersysteme sein, die zum Frühjahr 2021 in einer neuen Ausgabe erscheinen dürfte.

Die Erkenntnisse dieser Betrachtungen könnten also wie folgt zusammengefasst werden: Die Rolle der Speicher bei der dynamischen Netzstützung ist anhand der betrachteten Zahlen derzeit sicher noch nicht ausreichend, um solche Störfälle allein beherrschen zu können. Dies betrifft sowohl die kurzfristig abrufbare Leistung als auch die zur Verfügung stehende Kapazität bzw. Energie. Die derzeit am Markt erkennbare große Ausbaudynamik bei Speichern zeigt aber, dass die Größenordnung der zur Verfügung stehenden Leistung und auch Energie sehr schnell ansteigen kann, wenn die Rahmenbedingungen entsprechend vorgegeben werden. Sicher kann der Speicherausbau an vielen Stellen den Netzausbau nicht vollkommen ersetzen, aber das Gleichgewicht könnte sich bei

Betrachtung der fallenden Gestehungskosten von Speichern durchaus stark in Richtung der Speicher verschieben. Vor allem die kurzen Realisierungszeiten und die kaum vorhandenen Akzeptanzprobleme für Speicherprojekte sind im Vergleich zu großen Netz-Infrastrukturmaßnahmen sicher ein großer Vorteil.