

2025 Joël Gautier

Storengy Deutschland GmbH

Kap. 2 Genehmigter SR

Redaktioneller Hinweis: Tabelle 2: Szenario 2 und 3 in 2037: 4 Sterne statt 5 Sterne bei Speichern

Kap. 3 Rahmenbedingungen Modellierung

Im NEP-Entwurf fehlt bisher eine transparente Darstellung der Speicherstandorte, die bei einer Abweichung von den Mindestwerten an Speicherleistung in die Modellierung eingeflossen sind. Eine solche Abweichung von den Mindestwerten war vermutlich im Lastfall Kalte Dunkelflaute notwendig, um zusätzliche Einspeiseleistung zur Versorgung von Kraftwerken bereitzustellen. In der Genehmigung des Szenariorahmens (S. 53) verlangte die BNetzA, dass die Wahl solcher Standorte „insbesondere anhand des Kriteriums der Netzdienlichkeit“ und „objektiv nachvollziehbar“ bestimmt und alle möglichen Speicherstandorte mit geologischem Potenzial berücksichtigt werden sollten. Im Entwurf lässt sich jedoch nicht nachvollziehen, wie diese Vorgaben umgesetzt wurden. Wir bitten, die Wahl der Standorte im zweiten NEP-Entwurf transparent zu machen.

3.4.4.2: Die Herangehensweise, Meldungen der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffspeicherprojekte mit dem Status „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ und „Projektidee“ auch dann nicht zu berücksichtigen, wenn reifere Projekte nicht ausreichen, um den Kapazitätsbedarf zu decken, ist nicht nachvollziehbar. Die BNetzA begründete den Ausschluss von Projekten mit dem Status „Projektidee“ mit dem Hinweis, dass es sich dabei insb. um Porenspeicher mit unsicherer Umwidmungsperspektive handele. Dies führt jedoch auch dazu, dass ein Kavernenstandort mit gesichertem Umstellung- und Erweiterungspotential wie Peckensen keine Anschlussperspektive hat. Ohne Berücksichtigung solcher Projekte bei der Netzausbaumodellierung werden diese Projekte keinen Netzanschluss bekommen und somit nie einen ausreichenden Reifegrad erreichen, um bei der Netzausbaumodellierung berücksichtigt zu werden. Anstatt die Kapazitäten reifer Speicherprojekte ohne Prüfung der standortspezifischen Machbarkeit ratierlich zu erweitern, sollte deshalb auf weniger reife Projekte zurückgegriffen werden, um eine realistischere Modellierungsannahme zu treffen.

Kap. 5 Versorgungssicherheitsbetrachtung 2030

Die Annahmen zu verfügbaren Leistungen von LNG-Terminals in der „Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs im Spitzenlastfall bis 2030“ (S. 81) erscheinen unrealistisch. Laut AGSI beläuft sich die installierte Leistung (DTRS in GWh/d) aktuell auf 832,6 GWh/d (34,7 GWh/h), was weniger als der Hälfte der anvisierten Leistung von 83 GWh/h im Jahr 2029/30 entspricht und auch deutlich unter der angenommenen Leistung für 2025/2026 liegt. Die berücksichtigte Leistung von Speichern liegt dagegen deutlich unter der heute verfügbaren Leistung. Dabei sind LNG-Lieferungen grundsätzlich mit einer höheren Unsicherheit als die in einem Speicher vorgehaltenen Gasmengen behaftet, da sie stets aufgrund marktlicher/geopolitischer Entwicklungen oder ungünstigen Wetters verhindert werden können. Dies führt dazu, dass die durch LNG-Terminals zur Verfügung gestellte Einspeiseleistung weniger verlässlich ist als die Leistung von Speichern. Es scheint deshalb sinnvoller, sich in der Modellierung auf bestehende Leistung in Speichern als auf die Ausbaupläne der Betreiber von LNG-Terminals zu verlassen.

Kap. 6 Szenarienbasierte Modell. 2037 & 2045

6.1.2: Der ermittelte Einspeiseleistungsbedarf für Wasserstoffspeicher erscheint in allen Szenarien unzureichend, um die Ausspeiseleistungsbedarfe der Wasserstoffkraftwerke zu decken. Da solche Kraftwerke insbesondere im Lastfall Kalte Dunkelflaute zum Einsatz kommen, wenn Elektrolyseure keinen Wasserstoff produzieren können, muss der restliche Leistungsbedarf überwiegend über GÜP gedeckt werden. Da während einer Dunkelflaute auch in den Nachbarländern meist ein Mangel an erneuerbaren Energien besteht, setzen Importe entsprechende Speicherkapazitäten im Ausland voraus. Da Deutschland über das bei Weitem größte geologische Potenzial für Wasserstoffspeicher in der EU verfügt, erscheint es jedoch wenig plausibel anzunehmen, dass die Hälfte des deutschen Leistungsbedarfs über Speicher im Ausland gedeckt werden könnte.

Die Orientierungsszenarien kommen auch deshalb zu dem Schluss, dass der flexible Leistungsbedarf von Kraftwerken fast vollständig durch deutsche Speicher gedeckt werden muss. Es ist daher nicht nachvollziehbar, weshalb die BNetzA in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens (S. 43) die dort ermittelten Einspeiseleistungen in Frage stellt. Deren Höhe hängt direkt mit den angenommenen Ausspeiseleistungen der Kraftwerke zusammen und sollte je nach Szenario variieren dürfen, statt auf das von der BNetzA vorgegebene Minimum begrenzt zu werden.

Auch die Behauptung der WNB im NEP Workshop, Nachbarnetzbetreiber hätten ausreichende GÜP Leistung zugesagt, überzeugt nicht. Die Leistung mag technisch punktuell verfügbar sein, wäre jedoch ohne Speicher im Ausland nicht durch entsprechende Mengen gedeckt.

6.1.2.2: Für eine transparentere Beurteilung der Modellierung und ihrer Annahmen sollte die zusätzliche Einspeiseleistung, die für die verschiedenen Lastfälle, insb. in der Kalten Dunkelflaute zum Ausgleich der Leistungsbilanz herangezogen wurde, für die verschiedenen Punkttypen (insb. Speicher und GÜP), jeden Lastfall und jedes Szenario ausgewiesen werden.

Kap. 7 Netzausbauvorschlag

Das Szenario 3 mit anhaltend hoher Methannutzung erfordert Spitzenlasten, die im Vergleich zu den heutigen Maximalwerten zu hoch erscheinen. Zudem ist – wie von der Koordinierungsstelle angemerkt – „die Entwicklung eines hohen Wasserstoffbedarfs (Szenario 2) in Kombination mit einem hoch bleibenden Methanbedarf (Szenario 3) im Jahr 2037“ eher unwahrscheinlich. Eine auf diesen Annahmen basierende Netzplanung würde zu einer strukturellen Unterschätzung des Umstellungspotenzials für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur führen. Dies wird insbesondere in den Ergebnissen der Kreuzbetrachtung der Szenarien 2 und 3 dargestellten Umstellungsmaßnahmen (s. 6.2.3) deutlich. Unter Ausnutzung parallel verlaufender Leitungen könnte das Potenzial eines Kavernenstandortes wie Peckensen effizient, ohne Neubau von Leitungen, für den modularen Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur erschlossen werden. Diese Infrastruktur lässt sich schrittweise entwickeln, während die Transport- und Speicherkapazitäten im Methan gleichzeitig flexibel an den fortlaufenden Rückgang des Bedarfs angepasst werden können.