ZUSAMMENFASSUNG

Im Jahr 2024 gab es eine historische Dunkelflaute, die fast 11 Tage dauerte, die längste seit 1982.

Im Jahr 2024 verzeichnete der deutsche Strommarkt ein Rekordausbau der erneuerbaren Energien und weitere Verschiebungen in der Import-Export-Bilanz. Deutschland blieb aufgrund geringerer flexibler Erzeugungskapazitäten ein Nettostromimporteur, während die erneuerbaren Energien einen Rekordanteil von 60 Prozent an der Nettoerzeugung erreichten. Die langanhaltende, fast zweiwöchige Dunkelflaute im November deutet auf mögliche Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit hin. In diesem Fall trugen aber günstige Wetterbedingungen dazu bei, dass die Strompreise im Durchschnitt moderat blieben, und es nur wenige Preisspitzen gab.

Etwa die Hälfte der deutschen PV-Produzenten erhält eine feste Einspeisevergütung, die keinen Anreiz bietet, die Produktion bei negativen Börsenpreisen zu reduzieren.

Ein Überangebot an billigem Strom aus erneuerbaren Energien hat die Preise im Sommer in vielen Stunden ins Minus gedrückt. Diese Entwicklung wurde durch die installierte PV-Kapazität beschleunigt, die sich bis Ende 2024 auf 99 GW belief. Im Gegensatz zur Windenergie, erhält etwa die Hälfte der PV-Kapazität eine feste Einspeisevergütung, und ist Marktpreissignalen nicht ausgesetzt. Sie speisen also ein, auch wenn es schon einen Stromüberschuss gibt. Eine solche Hellbrise stellt den Netz- und Systembetrieb vor erhebliche Herausforderungen bei Engpassmanagement und Bilanzausgleich. Um die erneuerbare Stromerzeugung besser in das Netz zu integrieren, ist daher mehr Flexibilität bei den Verbrauchern, bei kleinen PV-Anlagen und bei Speichern erforderlich.

Es gibt einen Trend zu zunehmender Preisvolatilität durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung und den Rückgang der flexiblen Stromerzeugungskapazitäten.

Im Jahr 2024 wurde ein Rekord von 16,7 GW an PV-Kapazität angeschlossen, begleitet vom Ausbau der Windenergie und der Stilllegung von Kohlekraftwerken. Diese Verschiebung in der Erzeugungsstruktur wirkte sich positiv auf die durchschnittlichen Großhandelspreise für Strom aus, führte aber auch zu einer hohen Volatilität, mit Day-Ahead-Preisen, die von -135 €/MWh bis +936 €/MWh reichten. Diese Volatilität führte auch zu großem Interesse für den Anschluss von Batteriespeichersystemen.

Amprion arbeitet weiter am Ausbau des Übertragungsnetzes und an der Verbesserung der zonenübergreifenden Handelskapazitäten, um die Vorteile des integrierten europäischen Strommarktes voll auszuschöpfen.

Die Preisunterschiede zwischen den europäischen Gebotszonen und der Redispatchbedarf in Deutschland spiegeln die Übertragungsengpässe und die unterschiedlichen Erzeugungsportfolios in Europa wider. Sie unterstreichen die Notwendigkeit, das Netz zu verstärken. Abhilfe schafft der Netzausbau. So hat die 94 km lange Leitung von Ganderkesee nach Wehrendorf, die Ende 2023 in Betrieb ging, den größten Engpass in Deutschland im Emsland deutlich entlastet.

Im Falle eines deutschen Gebotszonensplits würden die zusätzlichen Subventionen für erneuerbare Energien die Redispatcheinsparungen übersteigen.

Die Preisunterschiede zwischen Gebotszonen sowie die Höhe der Redispatch-Kosten sind auch Teil der anhaltenden Debatte über die Konfiguration der europäischen Gebotszonen. Eine Aufteilung der deutschen Gebotszone würde zwar die Redispatch-Kosten senken, dafür aber die Zahlungen an Erneuerbaren-Erzeuger steigern. Dieser Aspekt und weitere Überlegungen, die in der Studie der europäischen ÜNB zur Überprüfung der Gebotszonen beschrieben werden, sollten sorgfältig geprüft werden, bevor eine Entscheidung über den Fortbestand der Gebotszonen getroffen wird.

Der Gesetzgeber muss den Regulierungsrahmen fortlaufend überprüfen, um den Herausforderungen der fortschreitenden Energiewende zu begegnen.

Insgesamt geht es mit der Energiewende in Deutschland voran, aber sie ist weiterhin mit Herausforderungen verbunden. Um eine nachhaltige Energiezukunft zu sichern, ist es unerlässlich, die Netzinfrastruktur zu verbessern und flexible Erzeugungskapazität zu sichern. Es gilt jetzt tragende Maßnahmen zu beschließen, um die Marktstabilität und die Versorgungssicherheit in Zukunft weiter zu gewährleisten.