

gungssicherheit. Denn nur durch ein unverzerrtes Preissignal können Marktakteure in Zeiten von Marktnapptenheiten die richtigen Entscheidungen über den Einsatz ihrer Kraftwerke und Speicher sowie die vorübergehende Absenkung ihres Verbrauchs treffen und kann sichergestellt werden, dass in einem einheitlichen und liquiden Markt die Stromnachfrage jederzeit kurzfristig gedeckt werden kann.

Die Preisbildung am Stromgroßhandel mithilfe der Merit-Order ist somit der notwendige „Dirigent“, um einen Binnenmarkt für Strom zu ermöglichen.

Auch Märkte mit kontinuierlichem Handel wie die Terminmärkte oder der Intraday-Markt orientieren sich am Marktwert von Strom für eine bestimmte Liefer(viertel)stunde. Denn obwohl die Marktteilnehmer an diesen Märkten theoretisch auch versuchen könnten, zu anderen Preisen zu kaufen oder zu verkaufen, gibt es für Stromkäufer keinen Anreiz, Strom über dem Marktwert von Strom einzukaufen, und für Stromverkäufer keinen Anreiz, ihren Strom unterhalb des Marktwertes von Strom zu verkaufen. Auch in diesen Märkten bildet sich der Strompreis daher in Höhe des Marktwertes, der sich am Day-Ahead-Markt herausbildet.

Box 10

Die Rolle von Reserven in einem zukünftigen Strommarktdesign

Der aktuelle Energy-Only-Markt 2.0 (EOM 2.0) ist als wettbewerblicher Ansatz inhärent darauf ausgelegt, ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Das heißt, Marktteilnehmer sichern sich durch Investitionen in Kapazitäten gegen Entwicklungen ab, die vorhersehbar sind und mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit eintreten. Auch Kapazitätsmechanismen dürfen nach EU-Recht – unabhängig von der weiteren Ausgestaltung – nur ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau absichern. Bei der Ermittlung dieses effizienten Niveaus bleiben jedoch sehr seltene bzw. unvorhersehbare Extremsituationen unberücksichtigt (zum Beispiel außergewöhnliche Kälteperioden, überdurchschnittlich viele nicht verfügbare Kraftwerke aufgrund von Brennstoffmangel oder Dürren sowie Kombinationen daraus (Mehrfachfehler)). Die Dreifachkrise im Jahr 2022 mit dem Wegfall der russischen Gaslieferungen, dem umfangreichen Ausfall der französischen Kernkraftwerksflotte und einer lang anhaltenden Dürre in Teilen Europas, die zu Kraftwerksausfällen durch fehlende Flusskühlung und zu einer geringeren Verfügbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken führte, ist ein sehr gutes Beispiel.

Um solchen Extremsituationen zu begegnen, können als eine mögliche Maßnahme zusätzliche Kapazitäten sinnvoll und notwendig sein. Diese werden jedoch weder über einen wettbewerblichen Strommarkt wie den EOM 2.0 noch über einen Kapazitätsmarkt vorgehalten.

Gleichwohl ist es – auch eine europarechtlich vorgegebene – Pflicht des Staates, Maßnahmen zur Vermeidung und zum Umgang mit solchen unvorhergesehenen Krisensituationen vorzubereiten. Dies ist in der EU-Risikovorsorge-Verordnung (Europäische Union (2019)) angelegt, die den Mitgliedstaaten vorgibt, potenzielle Extremereignisse zu identifizieren und in einem Risikovorsorgeplan geeignete Maßnahmen zur Vermeidung bzw. zum Umgang mit solchen Ereignissen zu entwickeln.

Eine solche Maßnahme ist eine Reserve aus steuerbaren Kapazitäten. Diese wird durch die ÜNB außerhalb des Marktes für Extremsituationen bereitgehalten und kommt nur in solchen seltenen bzw. unvorhersehbaren Krisensituationen zum Einsatz. Die Reserve würde den effizienten Kapazitätsmechanismus ergänzen, um „blinde Flecken“ zu vermeiden. Sie sollte deshalb auf Bestandsanlagen fokussieren.