

STROMAUSGLEICH ÖSTERREICH:

ERSCHLIEßUNG DEZENTRALER FLEXIBILITÄTEN FÜR SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Martin CICHY¹, Philipp RAINER¹

Ausgangssituation

Das Energiesystem befindet sich in einem grundlegenden Umbau. Die Umstellung auf bilanziell 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2030 sowie die Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 sind erklärte Ziele der österreichischen Bundesregierung [1]. Doch sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilernetz hinken diesen Anforderungen hinterher. Der Netzausbau ist verzögert, während gleichzeitig der Bedarf an Flexibilität stark ansteigt, vor allem aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung und des beschleunigten Ausbaus Erneuerbarer Energien. Allein 2023 und 2024 gingen beispielsweise jeweils mehr als 2 GW an Photovoltaik (PV) ans Netz [2].

Diese Entwicklungen führen zunehmend zu kritischen Netzsituationen – wie Netzengpässe oder Frequenzabweichungen – die aus einer erhöhten Gleichzeitigkeit der erneuerbaren Einspeisung (z. B. überregional hohe Stromproduktion aus PV und/oder aus Windkraft, etwa in Norddeutschland oder Ostösterreich), einer steigenden Systemvolatilität sowie einem stärkeren Einfluss von Prognoseabweichungen resultieren. Als Konsequenz sehen sich Netzbetreiber mit hohen Kosten für Redispatch und Regelreserve konfrontiert, die in letzter Instanz von den Netzkunden getragen werden müssen [3,4].

Zur Bewältigung kritischer Netzsituationen und zur Reduktion der Kosten für Engpassmanagement und Frequenzhaltung ist ein verstärkter Einsatz von dezentralen Flexibilitätspotenzialen unumgänglich. Deren Integration birgt einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen: Durch eine größere Anzahl an teilnehmenden Anbietern in den Regelreservemärkten und dem Engpassmanagement erhöht sich die Marktliquidität, was wiederum den Wettbewerb stärkt und zu einer Senkung der Marktpreise führen kann.

Projektziel und wissenschaftliche Fragestellung

Das Projekt „Stromausgleich Österreich“ verfolgt das Ziel die Erschließung von dezentralen Flexibilitätspotenzialen für Systemdienstleistungen durch die Schaffung eines niederschweligen Markteintritts zu fördern.

Die zentralen wissenschaftlichen Fragestellungen lauten:

- Welche technischen und organisatorischen Maßnahmen sind erforderlich, um die derzeit komplexen IT-Schnittstellen auf der TSO-Seite in einen niederschweligen Markteintritt für Aggregatoren und Flexibilitätsanbieter zu überführen?
- Inwieweit kann eine Reduktion der Implementierungs- und Kostenaufwände von Aggregatoren und Flexibilitätsanbieter deren Teilnahme an TSO-Märkten attraktivieren?
- Welche Hürden abseits der IT-Schnittstellen erschweren die Bereitstellung von Flexibilität für Systemdienstleistungen?

Methodik

Zur Beantwortung dieser Fragen wird im Projekt eine Cloud-basierte Kommunikationsplattform die „Crowd Balancing Plattform“ (CBP) entwickelt. Für die Umsetzung der Plattform ist APG gemeinsam mit den TSOs TransnetBW, TenneT (DE & NL), Swissgrid (CH) und Terna (IT) dem Konsortium EQUIGY als Gründungsmitglied beigetreten. Ziel der Plattform ist es – durch Vereinheitlichung der Anforderungen aller Netzbetreiber – eine standardisierte europäische Schnittstelle und damit vereinfachte Prozesse für zukünftige Anbieter bereitzustellen.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, info@stromausgleich.at

Als erster nationaler Umsetzungsschritt wurde im September 2024 in einem „Minimum Viable Product“ (MVP) die Beschaffung von Sekundärregelenergie gemeinsam mit einem Projektpartner erprobt. Die daraus identifizierten Schwachstellen wurden systematisch aufgearbeitet und durch eine optimierte Plattform-Architektur beseitigt. Zudem wurde die Anbindung an den APG-Leistungsfrequenzregler über private Leased-Line-Verbindungen realisiert, wie auch die speziell für Flexibilitätsanbieter der CBP etablierte Testphase weiterentwickelt, um die Erprobung von innovativen Pools in Österreich zu ermöglichen. Darüber hinaus wurden in Gesprächen mit potenziellen Flexibilitätsanbietern die Anforderungen und Hürden für die Bereitstellung von Regelreserve diskutiert.

Nach erfolgreichem Abschluss der Factory Acceptance Tests der CBP und den anschließenden Kommunikationstests mit den APG-Systemen ist der Produktivbetrieb und somit die Anbindung von Anbietern bzw. Aggregatoren für die Bereitstellung von Sekundärregelreserve ab Q1 2026 möglich. Im Laufe desselben Jahres wird eine Erweiterung der Plattform für alle Regelreserveprodukte angestrebt. Ab 2027 werden weitere Segmente (wie Engpassmanagement) erschlossen und zusätzliche Services zur weiteren Senkung der Teilnahmehürden umgesetzt.

Parallel zur technischen Erschließung ist eine enge Abstimmung und zukunftssträchtige Koordinierung zwischen TSO und DSOs – in deren Netzen kleinere Anlagen vorwiegend angeschlossen sind – für den Erfolg der zukünftigen Systemführung entscheidend. Bei jeglichen Aktivierungen von Flexibilität über die CBP gilt es die physikalischen Netzrestriktionen in diesen Netzebenen zu berücksichtigen, um die dortige Systemstabilität nicht zu beeinträchtigen. Es muss daher eine verstärkte Verschränkung und Koordination mit dem Projekt *Systemführung 2.0* erfolgen, um ein effizientes, sowie digitalisiertes Flexibilitätsmanagement in Österreich zu verwirklichen.

Ergebnisse

Die Erfahrungen aus dem MVP bestätigen, dass es möglich ist, Sekundärregelreserve über eine einheitliche standardisierte Schnittstelle zu bedienen. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass sich der IT-Implementierungsaufwand für die Anbieter – zur Übertragung von Geboten, Aktivierungs- und Messsignalen – erheblich reduziert.

Abseits der IT-technischen Vereinfachungen wurde zusätzliches Potenzial für einen niederschweligen Markteintritt in den Expert:innenbefragungen mit (potenziellen) Anbietern identifiziert:

- Die hohen technischen Anforderungen entlang der gesamten Prozesskette bis zum Asset stellt eine zentrale Hürde für die Integration dezentraler Flexibilitäten dar.
- Die organisatorische und regulatorische Komplexität im Onboardingprozess verlangt vor allem für unerfahrene Anbieter die Bereitstellung von Guidelines und zentralen Unterlagen als „Single Point of Truth“.
- Die Bereitstellung von separaten Tools kann das Matching von technischen (tFSPs) und kommerziellen Aggregatoren (cFSPs) beschleunigen.

Insgesamt haben die Ergebnisse und Erfahrungen mit der Plattform erfolgreich gezeigt, dass sie den Zugang zu Regelreservemärkten erleichtert, die Integration dezentraler Flexibilitäten unterstützt und die Grundlage für einen effizienteren und kostensenkenden Netzbetrieb schafft, wovon neben dem Netzbetreiber insbesondere alle Netzkundinnen profitieren werden. Aufbauend auf diesen Ergebnissen sollen weitere Produkte und zusätzliche Services auf der CBP implementiert werden, um die Teilnahmehürden weiter zu senken und gleichzeitig den Mehrwert weiter zu steigern.

Referenzen

- [1] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). (2021).
- [2] PV Austria. (2025) *Fakten & Zahlen Österreich – Photovoltaik in Österreich*. Verfügbar unter: https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2025_Factsheet_PV_Branche.pdf (Zugriff am: 12. November 2025).
- [3] Austrian Power Grid. (2024) *Geschäftsbericht 2024*. Wien.
- [4] APG. (2025) *Infografiken*. Verfügbar unter: <https://www.apg.at/infografiken/#category=211> (Zugriff am: 12. November 2025).