

# Techno-ökonomische Analyse von VPP Ansätzen für unterschiedliche Entwicklungsszenarien in realen Netzabschnitten



Das Projekt **Hybrid-VPP4DSO** beschäftigt sich mit (aktiven) **hybriden virtuellen Kraftwerken** (Hybrid-VPPs), die einerseits an den Strommärkten teilnehmen können und zusätzlich bei Bedarf den (Verteil-) Netzbetreiber aktiv unterstützen.

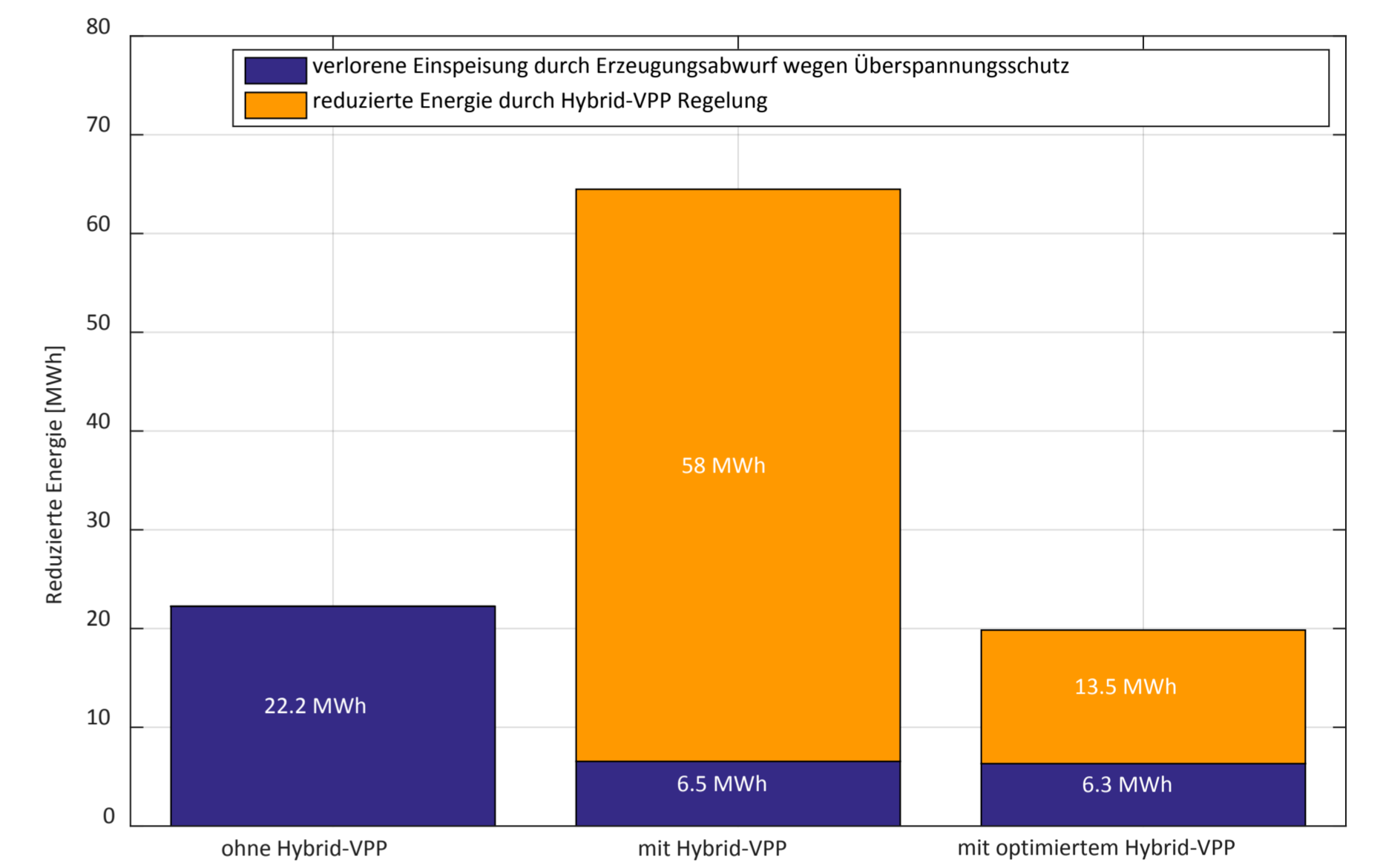
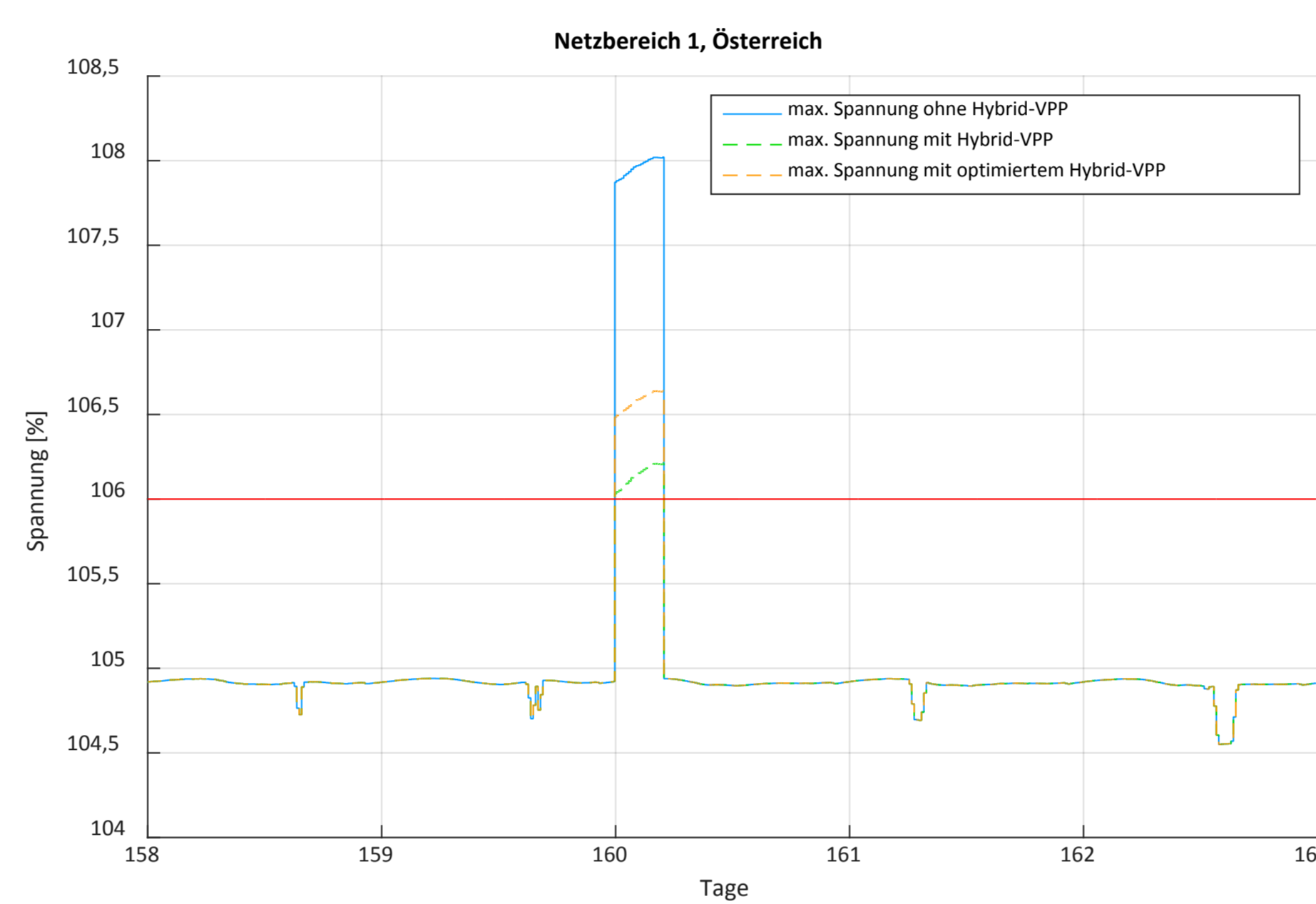
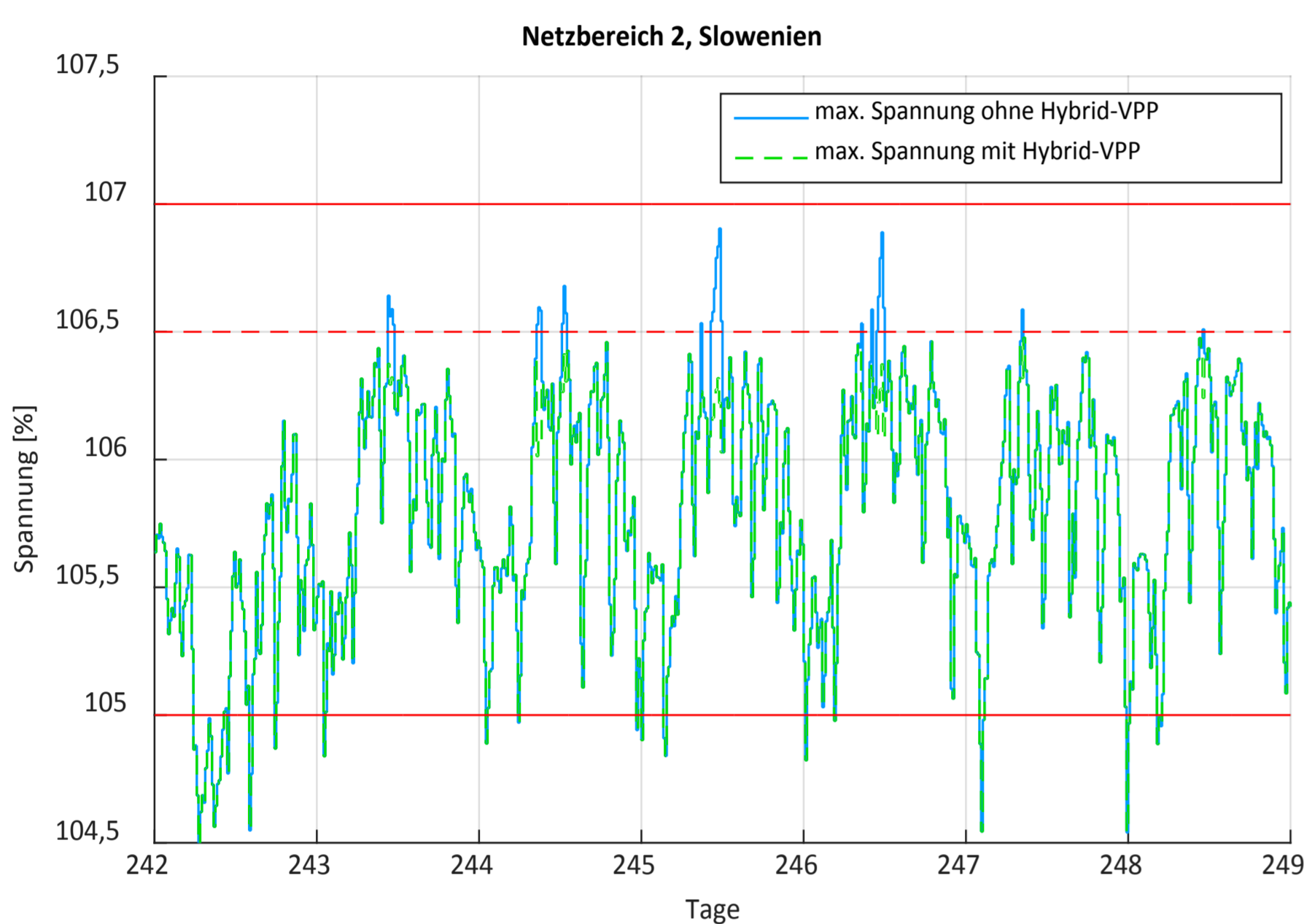
Die Kerninhalte des Projekts Hybrid-VPP4DSO sind :

- Identifikation von **kritischen Netzabschnitten & des Demand Response (DR) Potentials** im Verteilernetz
- Entwicklung und Bewertung von **Geschäftsmodellen** für Hybrid-VPPs
- **Simulation des Hybrid-VPP Betriebs** im Verteilernetz
- Experimentelle **Entwicklung** von Hybrid-VPP Algorithmen
- **Technisches Proof-of-Concept** in Laborumgebung

## Technische Analyse in realen Netzabschnitten

Um das Hybrid-VPP Konzept zunächst theoretisch validieren und testen zu können, wurden im Rahmen des Projektes Netzsimulationen an ausgewählten Mittelspannungsnetzabschnitten in Slowenien und Österreich durchgeführt. Mögliche zukünftige Netzengpässe wurden ermittelt; in verschiedenen Anwendungsfällen wurde versucht, diese mit Hilfe des Hybrid-VPPs zu verringern. In der ersten Abbildung von links sieht man ein Beispiel, wie durch

das HybridVPP Spannungsspitzen reduziert werden und die Spannung unter der gewünschten Obergrenze gehalten wird. Die mittlere Abbildung zeigt, wie das hybrid-VPP den Netzbetreiber bei Ausfällen oder Umschaltungen in der Aufrechterhaltung der Netzversorgung unterstützen kann. Ganz rechts ist die Reduzierung der verloren gegangenen erneuerbaren Energieerzeugung während der Zeitspanne der Überspannung durch das Hybrid-VPP Konzept erkennbar.



## Ökonomische Analyse

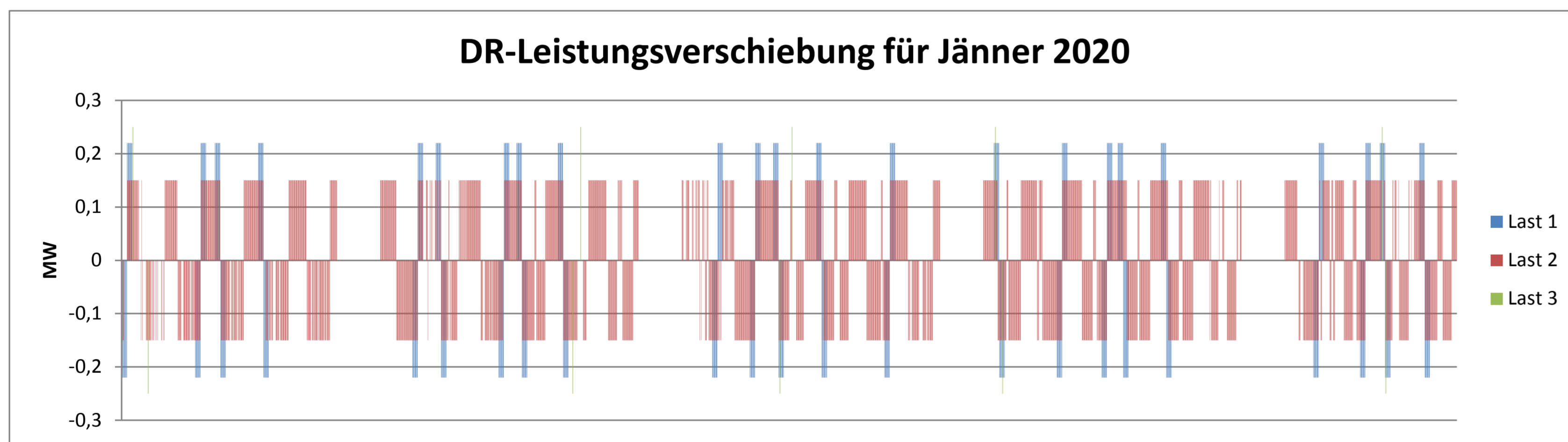
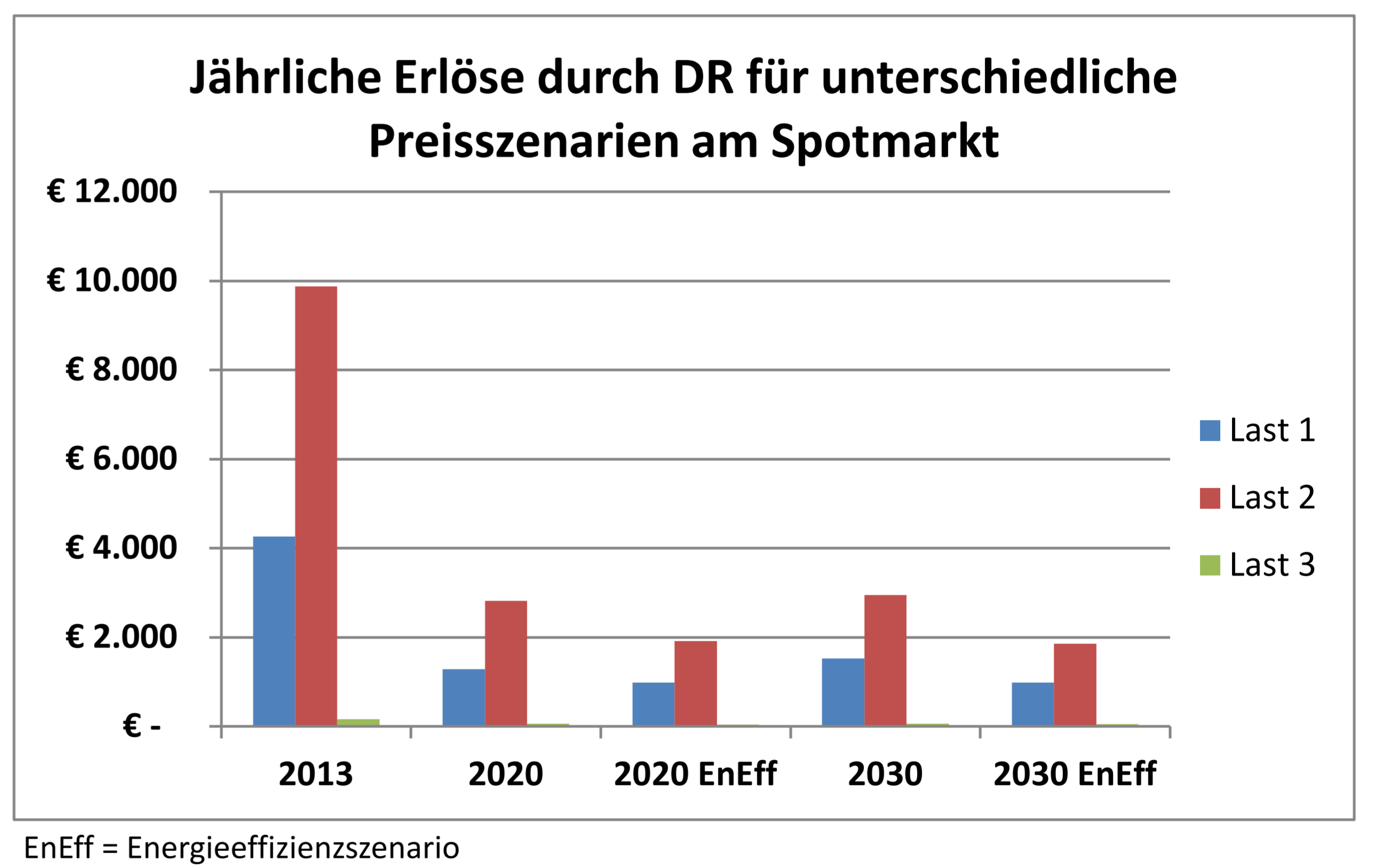
Die ökonomische Analyse erfolgt in einem ersten Schritt im Bereich des Demand Response (DR) der in den Netzabschnitten betrachteten Lasten und deren Vermarktung am Spotmarkt. Beispielhaft wird das DR-Potential von drei Lasten im österreichischen Netzbereich in folgender Tabelle erläutert.

Derzeitige und zukünftigen ökonomischen Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt sind in der Abbildung rechts dargestellt. Vor allem ein sehr flexibles DR-Potential wie in

Last 2 ergibt, trotz niedrigster Leistung im Vergleich mit den anderen Lasten, die höchsten Erlöse. Diese könnten aber zukünftig durch die Verringerung der Preisspanne zwischen Nieder- und Hochpreisen sinken.

Durch den Einsatz von DR am Spotmarkt ergeben sich die in der linken Abbildung gezeigten Leistungsverchiebungen für die drei unterschiedlichen DR-Potentiale der Lasten.

Name	Leistung (MW)	Potential (%)	Zeit (h)	Abruf pro Tag(d)/Woche(w)	Max. Nachholzeit (h)	Tageszeiten	Tage	Monate
Last 1 (A)	0,4	+/- 100	2	1 (d)	0	06:00-22:00	Mo-Fr	Jan.-Apr.&Sep.-Dez.
Last 1 (B)	0,22	+/- 100	3	1 (d)	0	00:00-24:00	Mo-Fr	Jan.-Dez.
Last 2	0,15	+/- 100	1	jederzeit (d)	24	00:00-24:00	Mo-Sa	Jan.-Dez.
Last 3	0,25	+/- 100	0,5	1 (w)	24	06:00-16:00	Mo-Fr	Jan.-Dez.



## Schlussfolgerung und Ausblick

- Die Netzsimulationen haben gezeigt, dass virtuelle Kraftwerke einen signifikanten Einfluss auf die Spannung im Netz haben können. Es wurde bestätigt, dass ein hybrider Einsatz von virtuellen Kraftwerken, bei dem diese zwar am Markt teilnehmen, aber auch das Netz berücksichtigen, sinnvoll ist. Realisiert werden könnte dies beispielsweise durch verschiedene vom Netzbetreiber definierte Zeitbereiche, ähnlich dem in [1] vorgestellten Ampelmodell.
- Die Vermarktung der DR-Potential am Spotmarkt weisen nur relativ geringe Erlösmöglichkeiten auf und birgt durch die voraussichtliche zukünftige Strompreisentwicklung langfristig Risiken der Erlössicherheit. Es werden daher im nächsten Schritt eine weitere Vermarktung am Regelenergiemarkt betrachtet.
- Im weiteren Projektverlauf soll der hybride Einsatz des VPPs mit den Profilen der Leistungsverchiebung aus dem Markt und über ein ganzes Jahr optimiert werden. Diese Simulationen erfolgen auch gleichzeitig mit dem geplanten realen Betrieb in den Netzabschnitten.

[1] Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Berlin, 11. Februar 2013.

