

# Wasserkraftspeicher

## als Enabler der Energiewende

**Beitrag zur IEWT 2019, TU Wien**

11. Internationale Energiewirtschaftstagung

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

Dr. Peter Bauhofer

DI Michael Zoglauer



**Autoren:**

Dr. Peter Bauhofer  
DI Michael Zoglauer

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Stabilität und Versorgungssicherheit .....</b>	<b>7</b>
2.1	Residuallastanalyse .....	7
2.2	Vergleich mit Deutschland .....	16
2.3	Korrelationen im Alpenraum, Dunkelflaute .....	17
<b>3.</b>	<b>Flexibilisierungsoptionen.....</b>	<b>18</b>
3.1	Dezentrale Flexibilisierung .....	20
3.2	Wasserkraftspeicher und - Pumpspeicher .....	21
Literatur	.....	<b>23</b>



# Wasserkraftspeicher als Enabler der Energiewende

P. Bauhofer<sup>1</sup>, M. Zoglauer<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Leiter der Abt. Energiestrategie und Energieeffizienz, TIWAG

<sup>2</sup> Abt. Energiestrategie und Energieeffizienz, TIWAG

Eduard Wallnöfer Platz 2, A-6020 Innsbruck

E-Mail: [peter.bauhofer@tiwag.at](mailto:peter.bauhofer@tiwag.at), [michael.zoglauer@tiwag.at](mailto:michael.zoglauer@tiwag.at)

## 1. Zusammenfassung

Die strategischen Zielsetzungen der europäischen Klima- und Energiepolitik führen in den kommenden 30 Jahren zu einer weitgehenden Dekarbonisierung des Stromsystems. Wasserkraft (und in beschränktem Maß Biomasse) ist die tragende Säule der seit jeher in Österreich zu überwiegendem Anteil aus erneuerbaren Quellen gespeisten Stromversorgung. Künftig wird der österreichische Strommix aus den hochvolatilen Quellen Windkraft und Photovoltaik ergänzt. Gas-KW und Gas-KWK werden eine wesentliche Ergänzung bilden. Der Umbau erfolgt auf allen Wertschöpfungsstufen, gleichzeitig, mit hoher Rasanz und zunehmend unkoordiniert. Sektorkopplung und Digitalisierung der Energielandschaft tragen zur beliebigen Steigerung der Komplexität und Dynamik des Systems auf allen Ebenen bei. Die erzeugungsseitige Beurteilung der Versorgungssicherheit (System Adequacy) war im EU-Querschnitt bislang im Wesentlichen thermisch dominierten System auf Basis kalkulierbarer Kraftwerksverfügbarkeit deterministisch ausgerichtet. Der hohe Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung und die künftig zu erwartende Dynamisierung der Last hat den Einsatz wahrscheinlichkeitsbasierter Methoden notwendig gemacht (ENTSO-E 2015). Die Beurteilung der Versorgungssicherheit ist daher nicht mehr mit der gebotenen Präzision möglich. Tiefgreifende Anpassungen energiepolitischer Zielsetzungen in Österreich, auf EU-Ebene sowie in den Nachbarländern, wie etwa der deutsche Kohleausstieg ohne derzeit bekannte Ersatzmaßnahmen, überwerfen zudem die bisherigen Planungsannahmen grundsätzlich.

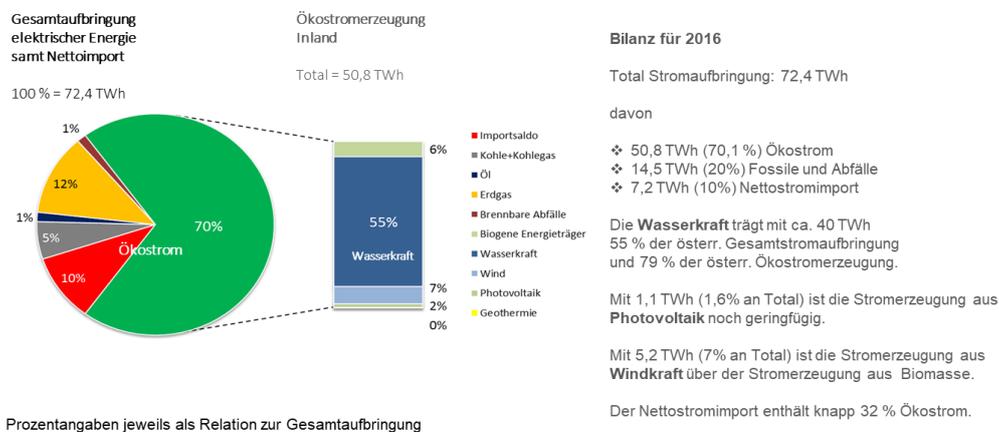


Abb. 1: Wasserkraft ist das Rückgrat der Versorgung Österreichs mit Ökostrom<sup>1</sup>.

Die Energiewende im Gesamtkontext entwickelt sich zu einem flächendeckenden Großexperiment mit ungewissem Ausgang. Erhöhte Vorsicht bei der eigenen strategischen Ausrichtung ist daher angebracht. Mehr gefragt denn je sind effiziente, zuverlässige und vor allem kalkulierbare Mittel zur Stabilisierung des sensiblen, jederzeitigen Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Verbrauch und damit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

<sup>1</sup>Anm.: Im Sinne des geschlossenen Datensatzes sind hier noch die Werte für 2016 ausgewiesen. Für 2017 s. Statistik Austria.

Österreich hat sich seit jeher für eine weitgehend auf erneuerbaren Energieträgern basierende Stromversorgung entschieden. Die Wasserkraft bildet mit über 50 % Anteil an der Gesamtaufbringung und knapp 80 % Anteil an der heimischen Ökostromerzeugung das Rückgrat. Weiters erbringen Wasserkraftspeicher in allen ihren Ausprägungen (Speicher und Pumpspeicher) als Multi Utility Toolbox hochdynamisch System- sowie Flexibilisierungsdienstleistungen in allen Zeitbereichen bis hin zum Saisonspeicher, ermöglichen damit die Systemintegration anderer Erneuerbarer in großem Stil, erzeugen dank natürlichen Zuflusses erneuerbare Energie in beträchtlichem Ausmaß selbst, verhindern Blackouts, führen stabilen Inselbetrieb und sind das Rückgrat für einen geordneten Netzwiederaufbau. Dieser System - Benefit für das Energiesystem des 21. Jahrhunderts erweitert sich um die lastglättende Wirkung und sorgt damit für den effizienten Einsatz thermischer Anlagen samt Kostenersparnis aus Brennstoffeinsatz und Treibhausgasemissionen.

Mit ca. 370 TWh trägt die Wasserkraft zu ca. 11 % der EU28 – Gesamtstromversorgung bzw. zu ca. 36 % zu ihrer Ökostromversorgung bei. Ein signifikantes Ausbaupotenzial ist vorhanden. Der Wasserkraftanteil in den Alpenländern ist traditionell wesentlich höher. Die Alpenländer tragen weiters nicht nur mit starken Kuppelleitungen zum sicheren Regionen-übergreifenden Stromaustausch bei, sondern stabilisieren mit Wasserkraftspeichern und Pumpspeichern auch im cross-border-Einsatz seit Beginn des vorigen Jahrhunderts nachhaltig den europäischen Verbundbetrieb und damit die Versorgungssicherheit. Mit ca. 72 % (51 TWh) Erneuerbaren Anteil an der Inlandserzeugung liegt Österreich an der Spitze der EU28. Die Wasserkraft trägt dazu mit ca. 40 TWh bei (Abb. 1). Mit etwa 11 TWh Ausbaupotenzial (Pöyry 2017) – sensible Gebiete sind bereits ausgenommen - verweist Österreich darüber hinaus auf eine der größten Reserven im zentraleuropäischen Raum mit entsprechendem Auftragspotenzial für die Anlagen-Industrie und sonstigen Gewerke.

Ziel der gegenständlichen Studie ist die Beantwortung folgender Fragen aus Österreichischer Perspektive:

- Wie entwickeln sich die wesentlichen Parameter der Residuallast?
- Wie wirken dezentrale Energiespeicher auf die Residuallast des öffentlichen Netzes?
- Welche Benefits hat die Wasserkraft für das Energiesystem?

## Ergebnis

Für sämtliche Kenngrößen der Residuallast<sup>2</sup> sind binnen kurzer Zeit i.d.R. exponentiell wachsende Veränderungen zu erwarten. Besonders auffallend sind jene der negativen Residuallast, deren Leistungsspitzen bereits ab 2025 mindestens -6 GW und Gradienten über 3 GW/Std bei häufigen Richtungswechseln erreichen und bis 2030 mindestens in die Größenordnung der Leistungsspitze der positiven Residuallast (PRLmax) gelangen. Große Tageshübe der Residuallast sind über 9 GW bereits ab 2025 vakant. Ab 2030 entspricht der Saisonverlagerungsbedarf mit mindestens 6 TWh bereits dem heutigen Stromverbrauch eines mittleren Bundeslandes.

#mission2030		2020	2025	2030	2040	2050
ERLpos	[TWh]	28,6	23,7	20,4	23,4	28,2
ERLneg	[TWh]	-1,1	-3,2	-6,8	-10,5	-12,4
davon Saisonverlagerung	[TWh]	-1	-3	-6	-9	-10
PRLmax	[GW60]	10,3	10,6	11,0	12,9	15,4
PRLmin	[GW60]	-4,4	-6,1	-9,6	-14,3	-17,7
Jahresmax(PRLmax(d) - PRLmin(d))	[GW/d]	7,9	9,5	11,2	15,9	20,2
ΔPRLmaxpos	[GW/Std]	2,4	2,8	3,1	4,1	5,3
ΔPRLmaxneg	[GW/Std]	-2,4	-3,3	-4,1	-4,9	-6,5

Die Laufkraft dämpft – auch ohne Schwellbetrieb - die Auswirkungen von PV und Windkraft auf die Residuallast beträchtlich. Der größte Flexibilisierungseffekt in allen Zeitbereichen bis hin zur Saisonspeicherung wird aber mit Wasserkraftspeichern und -pumpspeichern erreicht. Sie reduzieren darüber hinaus die Stromerzeugungs- und CO2-Kosten bzw. Vorhaltekosten thermischer Anlagen und verhindern das Abregeln volatiler Quellen. Dies gilt auch grenzüberschreitend. Nicht zuletzt können aus Österreichischer Sicht die Nettoimporte und damit die Abhängigkeit von fossilen und nicht-fossilen Energieimporten reduziert werden (TUW 2017).

<sup>2</sup> Anm.: Diese Ergebnisse bewegen sich eher im unteren Bereich auf Basis der der Planziffern gem. #mission 2030. Erfolgt der Zubau stärker in Richtung Windkraft- und/oder PV, liegen die Kenngrößen noch wesentlich höher.

Als Garant für den politischen Erfolg zur Umsetzung der Klima- und Energieziele wird im Sinne einer gesamthaften und zukunftstauglichen österreichischen Langfriststrategie vorgeschlagen, dem Neubau bzw. der Erweiterung der heimischen Wasserkraft, insbesondere jedoch der alpinen (Pump-) Speicher unter Nutzung des verfügbaren Potenzials die notwendige Rolle einzuräumen. Geeignete Rahmenbedingungen für den Betrieb (insbesondere zur Schwall- Sunk-Thematik) sollen für die optimale Entfaltung der Flexibilisierungswirkung der Wasserkraft vorgesehen werden, damit die Systemstabilität, Versorgungssicherheit sowie die großflächige Integration von Windkraft und PV in Österreich auch weiterhin sichergestellt sind.

Die enormen Herausforderungen stehen unmittelbar bevor. Die zügige Abwicklung von Verfahren ist nötig.

Darüber hinaus wird der Einsatz aller weiteren Optionen (Gas-KW und –KWK, Biomasseanlagen, P2X, dezentrale Lösungen wie Batteriespeicher und DSM, grenzüberschreitender Austausch, ...) nach Maßgabe der Effizienz, Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit und Kalkulierbarkeit zum Erfolg wesentlich beitragen. Eine polarisierende Diskussion zur Wahl der Mittel ist daher a priori nicht zielführend. Gleichzeitig soll der Import von Versorgungssicherheit auf einem angemessenen Niveau reduziert bleiben. Dies gilt insbesondere für Dunkelflauteperioden.

## **2. Stabilität und Versorgungssicherheit**

Die Energiewende der kommenden Jahre und Jahrzehnte ist durch folgende Knappheitsgüter geprägt: Akzeptanz, Leistung sowie die jederzeitige Energieverfügbarkeit für das Individuum und die Wirtschaft. Die Prämisse der jederzeitigen Verfügbarkeit der Grundversorgung, insbesondere von Strom als Grundlage für den prosperierenden Wirtschaftsraum Europa beeinflusst die Akzeptanz der Bevölkerung für den Transitionsprozess und seiner Kosten unmittelbar – auch hierzulande. Die Energiewende hat bislang vorzugsweise im Stromsystem stattgefunden. Dieser Erfolg wurde im Wesentlichen von Reserven der Netze, Flexibilisierungsmöglichkeiten der thermischen Kraftwerke sowie Wasserkraftspeicher und Pumpspeicher getragen. Die Reserven sind weitgehend aufgebraucht bzw. werden überregional mit dem thermischen Ausstieg rasch abgebaut.

Die kardiologische Ferndiagnose für das europäische Stromsystem der Zukunft lässt mittlere bis starke Rhythmusstörungen (Netzfrequenz) bis hin zum Stillstand (Blackout) erwarten, gelingt es nicht – abgesehen vom Netzausbau - rechtzeitig mit angemessenen Ersatzmaßnahmen für die heute zu einem großen Teil von fossilen oder nuklearen Anlagen getragenen Systemdienstleistungen (Ancillary Services) sowie sonstiger Flexibilisierungsmaßnahmen des längerfristigen Zeitbereichs rechtzeitig abzusichern. Hydraulische Speicher und Pumpspeicher erfüllen diese Aufgaben erneuerbar, preiswert, zuverlässig und vor allem kalkulierbar seit Jahrzehnten und tragen damit heute und noch mehr in Zukunft eine substantielle Enabler-Rolle für den flächendeckenden Ausbau volatiler Stromerzeugung – im Wesentlichen Windkraft und Photovoltaik.

### **2.1 Residuallastanalyse**

Das Stromsystem ist verglichen mit anderen leitungsgebundenen Energiesystemen (Gas, Öl) äußerst sensibel. Der jederzeitige Ausgleich zwischen Last und Erzeugung ist die notwendige Voraussetzung für den Erhalt der Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit. Die zentralen Kenngrößen sind die Netzfrequenz und die Spannung. Die Mechanismen zur Erhaltung der Systemstabilität müssen daher bereits im Sekundenbereich, im Spezialfall der Momentanreserve sogar subtransient ansetzen. Die bloße Sicherstellung einer ausgeglichenen Jahres- oder allenfalls saisonalen Energiebilanz genügt diesen Ansprüchen keineswegs. Die Fähigkeit eines Systems auf Änderungen von Erzeugung und/oder Last zu reagieren, wird als Systemflexibilität bezeichnet (ENTSO-E 2015). Auf Systemebene handelt es sich um die im Wesentlichen leistungsorientierte Kurzzeitflexibilität (Zeitbereich bis zu einer Stunde). Zur Abdeckung der Versorgungssicherheit ist weiters für die ausgeglichene Energiebilanz zu sorgen. Die Langfristflexibilisierung auf Basis von Energiespeicherung ist von zentraler Bedeutung.

In Österreich gilt es künftig die Stromversorgung bis 2030 bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen (RESE) zu decken. Im Wesentlichen wird der Ausbau der zusätzlichen Erzeugung mit den hochvolatilen sowie saisonal dargebotsabhängigen Quellen Windkraft und PV gedeckt (bis 2030 jeweils ca. 12 TWh), ergänzt durch die saisonal dargebotsabhängige Laufwasserkraft (ca. 6 - 8 TWh von insgesamt 11 TWh Potenzial).

Steuerbare RESE, wie Biomasse, wirken ergänzend, haben aber nur minimales Wachstumspotenzial. Nicht zuletzt zur Deckung des Wärmebedarfs großer Ballungsräume sowie des Industriebedarfs werden gasbasierte KWK-Anlagen weiterhin eine wesentliche Rolle spielen. Ebenso der handelsbasierte Austausch erneuerbarer Energie über die Grenze, der jedoch infolge der weitgehenden Gleichzeitigkeit der Verfügbarkeit im Inland wie im Ausland von Windkraft- und PV-Erzeugung nur begrenzt zur Verfügung stehen kann.

Die Residuallast (PRL) wird auf Systemebene und in stündlicher Auflösung als die Leistungsdifferenz der gleichzeitig auftretenden Last des Öffentlichen Netzes (LastÖN)<sup>3</sup> und der volatilen Einspeisung in das öffentliche Netz bestimmt:

$$PRL(t) = Last\ddot{O}N(t) - \sum RESEvol(t).$$

Sie ist ein Maß dafür, in welchem Ausmaß zur Aufrechterhaltung der ausgeglichenen Bilanz jederzeit mit Hilfe von Flexibilisierungsmaßnahmen Leistung aus dem System genommen, oder dem System zugeführt werden muss. In ihrem Jahresverlauf kann PRL positive (die volatile Erzeugung ist nicht in der Lage zeitgleich die Last zu decken, Leistungs- bzw. Energiedefizit) als auch negative Werte (temporärer Leistungs- bzw. Energieüberschuss) annehmen. Die Residuallast ist ohne weiteres Zutun das Zufalls-Ergebnis des multikausalen Zusammenhangs des zeitgleichen Zusammentreffens von dargebotsabhängiger Erzeugung und Last. Volatile Erzeugung und Last haben in allen Zeitbereichen nur bedingt prognostizierbare Werte bzw. Korrelationen.

	Gradienten (% P <sub>N</sub> /Min)	Mindestlast (% P <sub>N</sub> )	Anfahrzeit bis P <sub>N</sub>	Mindestbetriebs- /stillstandszeiten	Flexibilitäts- bereich	Leistungsbereich (MW) <sup>2</sup>
Speicherkraftwerk	100%	0 - 30%	0,5 - 3 min	Sekunden	Sek. - Wo.	5 - 500
Pumpspeicherkraftwerk	100%	0 - 30%	0,5 - 3 min	Sekunden	Sek. - Wo.	30 - >1.000
Gasturbinenkraftwerk	8 - 15%	20 - 50%	10 - 15 min	Minuten	Min. - Tage	5 - 200
Gasmotorenkraftwerk <sup>3</sup>	25 - 50%	< 5%	5 - 15 min	Minuten	Sek. - Tage	5 - 200
GuD-Kraftwerk	2 - 8%	30 - 50%	30 - 120 min	Stunden	Std. - Wo.	50 - 600
Biogasanlage (Gasmotor)	8 - 20%	40 - 50%	5 - 15 min	Minuten	Sek. - Std.	0,1 - 20
Li-Ion-Batteriespeicher <sup>4</sup>	100%	0%	< 1 min	Sekunden	Sek. - Std.	0,1 - 15
Lastmanagement <sup>5</sup>	100%	0%	< 1 min	Sekunden	Sek. - Min.	0,5 - 50
Power-to-Heat	100%	0%	0,5 min	Sekunden	Sek. - Std.	0,5 - 50
Netzersatzanlagen	25 - 50%	40 - 50%	0,1 - 5 min	Minuten	Min. - Std.	0,1 - 2,5

<sup>1</sup> bezogen auf eingesetzten Energieträger bzw. bei Speichern Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad, <sup>2</sup> je Kraftwerksblock bzw. technische Einheit, <sup>3</sup> Mehrblockanlage, <sup>4</sup> Großbatterie, <sup>5</sup> Industrie und Gewerbe, <sup>6</sup> elektrischer Verbraucher

Tab. 1: Technische Eigenschaften heute einsatzreifer Flexibilisierungstechnologien (stoRE 2013, SuREmMa (2017))<sup>4</sup>.

Der Ausgleich erfolgt über die Flexibilitätsoptionen nach Maßgabe der techno-/ökonomischen Möglichkeiten (Tab. 1) mit Speicher- und Pumpspeichersystemen, thermischer Erzeugung, P2X Anwendungen, bis hin zu dezentralen Lösungen, wie etwa DSM, Batteriespeicher, etc., sowie der jeweiligen energiewirtschaftlichen Zielsetzungen der Marktteilnehmer. Der Flexibilitätseinsatz, das Fahrplanmanagement auf allen Ebenen (vom Bilanzgruppenverantwortlichen bis zum Regelzonenführer) sowie die Bewirtschaftung von Energiekontingenten der Energielieferanten werden nicht nur von den absoluten Leistungsgrößen, sondern auch von den Gradienten der volatilen Erzeugung bzw. dem Residuallastgradienten (Rampe)  $\Delta PRL$  signifikant determiniert.

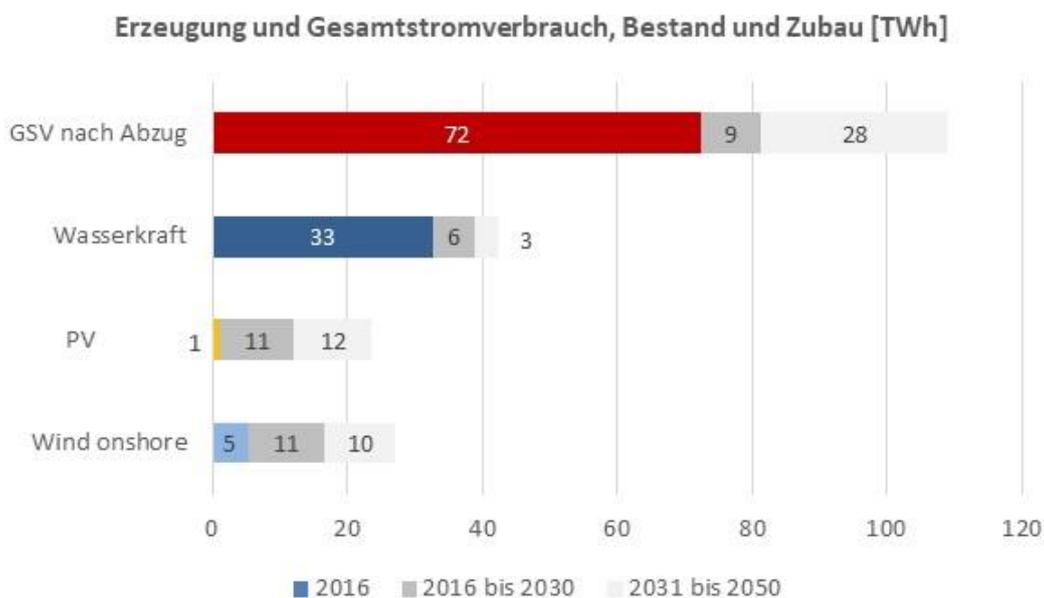
Auch in Österreich werden diese schnellen Last- und Einspeiseschwankungen künftig eine enorme Dynamik in das System bringen (Höhe des Gradienten, Vorzeichen und Vorzeichenwechsel binnen kurzer Zeit). Die Höhe

<sup>3</sup> Anm.: Prosumeranlagen mit Eigenverbrauch und Eigenerzeugung werden als Black-Box mit Nettobezug bzw. Nettorückspeisung abgebildet.

<sup>4</sup> Anm.: Der großtechnische Einsatz von P2G/G2P mit Elektrolyseuren samt ggf. Methanisierung sowie Brennstoffzellen befindet sich für die kommenden Jahre in der Pilotphase. Bis 2030 ist die Schaffung eines geeigneten Marktumfeldes samt ordnungspolitischer Rahmenbedingungen und Fördermaßnahmen geplant. Zur Effizienzsteigerung wird geforscht.

des Gradienten, sein Vorzeichen und die Dauer der positiven bzw. negativen Residuallasthübe sind bestimmend für die Dimensionierung und Anwendbarkeit der Flexibilisierungstechnologien.

Im Rahmen der Integrierten Klima und Energiestrategie (IKES) setzt sich Österreich zum Ziel bis 2030 den österreichischen Strombedarf unter Abzug des industriellen Eigenverbrauchs, des Regelreserveabrufs und der Ausgleichsenergie national bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu decken. Die Ausbauziele für die Erzeugung aus Windkraft und PV werden infolge des damit zusammenhängenden hohen Zuwachses an installierten Anlagenleistungen (Wind: + ca. 4,5 GW, PV: + ca. 10,5 GW) das Stromsystem Österreichs spätestens ab 2025 einem enormen Stresspegel aussetzen, der jenen Deutschlands übersteigt. Dies führt künftig im Zeitraum Mai bis September trotz dezentraler Dämpfungsmaßnahmen zur wiederholten Umkehr der Residuallast in allen Zeitbereichen samt ausgeprägten Leistungsspitzen und Rampen. Der Sommerüberschuss (Langfristflexibilität) ist dem Stromsystem in geeigneter Form möglichst verlustarm wieder zuzuführen. Im Folgenden werden die Auswirkungen der derzeit in Diskussion stehenden Annahmen für den Erneuerbaren – Ausbau Österreichs (Abb. 2) auf die Residuallast abgeschätzt<sup>5</sup>.



**Abb. 2: Annahmen für den Gesamtstromverbrauch und die dargebotsabhängige Erzeugung bis 2050.**

Um den Flexibilisierungsbedarf a priori gering zu halten, ist eine aufeinander abgestimmte Architektur des Erzeugungsmixes aus PV und Wind mit der Laufkraft vorteilhaft. Die PV-Einspeisung korreliert leicht negativ (-0,12) mit der Windeinspeisung (Abb. 3). Der jährliche Gleichzeitigkeitsfaktor

$$\gamma_{inst} = \frac{\max(P_{Wind}(t) + PPV(t))}{P_{Windinst} + PPV_{inst}}$$

ihrer zeitgleichen Einspeisemaximums in Relation zur Summe ihrer installierten Leistung liegt bei etwa 50 %. Dies führt temporär zu moderaten Kompensationseffekten und spricht für deren koordinierten Ausbau. Dieses Planungsziel gleicht auch die moderat negative Korrelation von PV mit der Last des öffentlichen Netzes aus (Abb. 4).

<sup>5</sup> Anm.: Die gegenständliche Abschätzung dient dem Erkennen von Trends und der Größenordnungen der relevanten Kenngrößen. Zur Darstellung der Bandbreite ist die Analyse auf Basis mehrerer Wetterjahre und Szenarien für Erzeugungsmix und Lastprofil abzurufen. Gemäß IKES – Konvention ist der Bruttostromverbrauch um den industriellen Eigenverbrauch und den Regelreserveabruf reduziert.

Das österreichische Wasserkraftausbaupotenzial liegt bei insgesamt 11 TWh (Pöyry 2018).

Sämtliche Angaben – sofern nicht anders erwähnt – gelten für die unbeeinflusste Erzeugung bzw. Last.

Bereits ab mittleren Lastverhältnissen geht die PV-Einspeisung deutlich zurück und ist zum Zeitpunkt der Lastspitzen verschwindend gering. Auch dieser Effekt wird über geeignete Flexibilisierungsmaßnahmen zentral wie dezentral abzufedern sein.

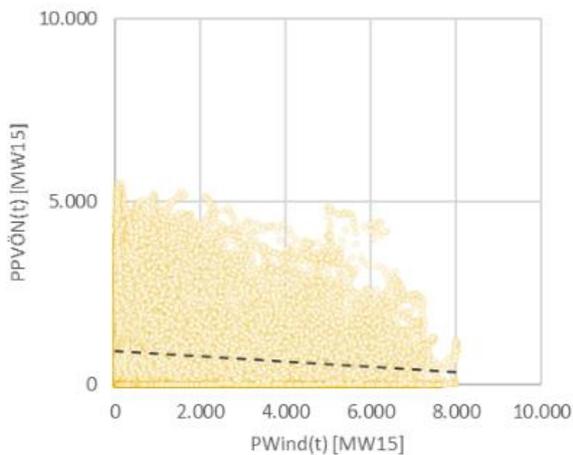


Abb. 3: PV korreliert mit Wind leicht negativ (-0,12).

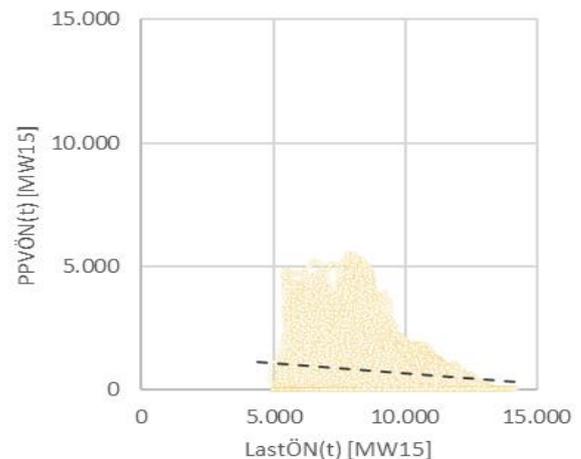


Abb. 4: PV korreliert mit LastÖN mit leicht negativ (-0,14).

Unter den gegebenen Annahmen wird sich in den kommenden 10 Jahren die Charakteristik der österreichischen Stromversorgung in noch nie dagewesener Art und Weise verändern. Zum besseren Verständnis der Änderungen der wesentlichen Kenngrößen dienen die Abb. 9 bis 14 für die Jahre 2016 und 2030.

In 2016 sind sowohl für die Summenerzeugung aus Laufwasserkraft, Wind und PV<sup>6</sup>, als auch für die Last eine saisonale Charakteristik, wenngleich gegenläufig auffallend. Einspeisespitzen sind bereits heute charakteristisch, übersteigen aber nur in wenigen Stunden die Last. Ein saisonaler Verlagerungsbedarf tritt aus diesem Titel nicht auf. Die Einspeisespitzen sind im Wesentlichen von der Windkraft determiniert. Die Residuallast ist insgesamt ausgeprägt positiv, bereits teilweise mit hohen positiven, wie negativen Gradienten. Der Gradient der gleichzeitigen Einspeisung aus Windkraft und PV im Verhältnis zur gleichzeitigen Last (wieviel ändert sich pro Stunde die volatile Einspeisung im Verhältnis zur Last in derselben Stunde?) sind moderat.

In 2030 verstärkt sich die saisonale Ausprägung sowohl für die Einspeisung, als auch die Last des öffentlichen Netzes. Während die Lastspitzen (allgemeiner Zuwachs des Jahresverbrauchs) deutlich ansteigen, nimmt die Last des öffentlichen Netzes in den Sommermonaten nur moderat zu, weil in den Prosumeranlagen ein wesentlicher Anteil dezentraler PV-Erzeugung selbst verbraucht wird. Die Einspeisespitzen nehmen nahezu jahresdurchgängig deutlich zu und sind in ihren Extrema von gleichzeitig hoher Einspeisung von Windkraft und PV geprägt. Das Bild zeigt insgesamt eine ausgeprägte Rauheit. In zahlreichen Stunden übersteigt die Einspeisung z.T. um ein Vielfaches die gleichzeitige Last. Insgesamt ist eine Saisonverlagerung in beträchtlichem Ausmaß gegeben. Der Gradient der gleichzeitigen Einspeisung aus Windkraft und PV im Verhältnis zur gleichzeitigen Last erreicht nahezu jahresdurchgängig hohe Werte. Die ausgeprägten Morgen- und Abendrampen der Residuallast werden in den Vormittags- und Nachmittagsstunden mit zum Teil steilen Rampen ergänzt. Vorzeichenwechsel des Residuallastgradienten treten zum Teil häufig auf.

Im Folgenden werden für die Stützjahre bis 2050 die Ergebnisse zu den wesentlichen Kenngrößen zusammengefasst. Die Darstellungen entsprechen, soweit nicht anders angeführt, dem ausgewogenen Ausbau von Laufkraft, Windkraft und PV gemäß #mission2030, extrapoliert für die Stützjahre 2040 und 2050 mit gleichbleibenden Erzeugungsanteilen (durchgezogene Linien). Zur Auslotung der Grenzen sind als Sensitivität darüber hinaus als strichlierte Linien hypothetische Ausbauszenarien nur auf Basis von Wind oder nur PV oder die Kombination von beiden dargestellt.

<sup>6</sup> Anm.: PV Einspeisung in das öffentliche Netz (PVÖN) aus direkt gekoppelten Anlagen (PVnonHH) und Überschusseinspeisung aus Prosumeranlagen (PVHHÜE).

Eine der üblichen Benchmarks für die Residuallast ist der RES – Load – Penetration Index

$$RLPI = \max \left( \frac{P_{Wind}(t) + P_{PV}(t)}{Last_{\ddot{O}N}(t)} \right)$$

als Jahresmaximum des Verhältnisses aus zeitgleicher Summeneinspeisung aus Windkraft und PV im Verhältnis zur zeitgleichen Last des öffentlichen Netzes (ENTSO-E 2015). Dieser Index gibt Auskunft über den maximalen stündlichen Deckungsgrad der Last mit Hilfe von Wind und PV innerhalb eines Jahres. Bereits in 2025 liegt dieser Index für Österreich in einer Größenordnung von mindestens 130 %, steigt rasch an und erreicht bis 2050 Werte bis 260% (Abb. 5).

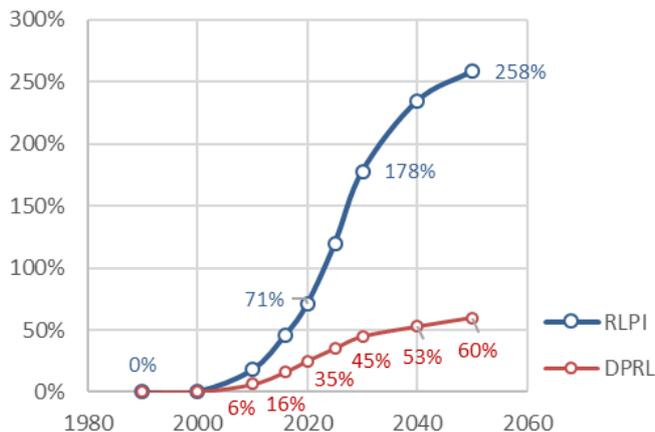


Abb. 5: RES-Load-Penetration Index RLPI und Einspeisegradien Verhältnis.

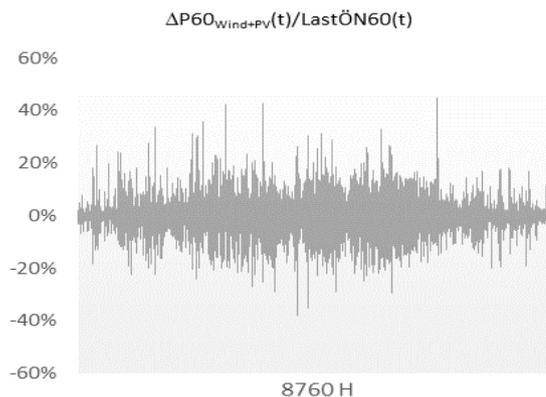


Abb. 6: Der Stundengradient der glz. Einspeisung von Windkraft und PV kann in beiden Richtungen bereits in 2030 mehrmals bis zu 40 % der glz. Netzlast erreichen.

Das Phänomen eines hohen Einspeisegradien-Last-Verhältnisses zeigt sich jahresdurchgängig. Es ist neben dem Residuallastgradienten ein Indiz dafür, wie schnell die Flexibilisierungsmechanismen ihre Einspeisung bzw. Rücknahme einsteuern müssen, um jederzeit das System ausbalancieren zu können. In beiden Energierichtungen sind jahresdurchgängig bereits bis 2030 Werte über 20%, in Einzelfällen bis zu 40 % zu erwarten (Abb. 6).

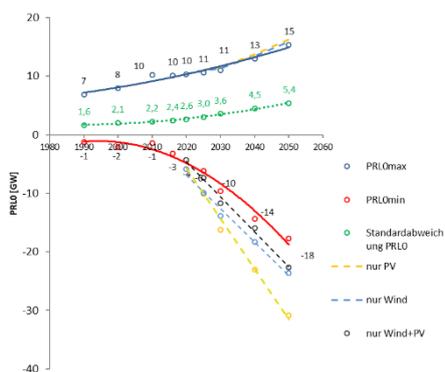


Abb. 7: Residuallastspitzen (GW60) samt Standardabweichung 1990 bis 2050.

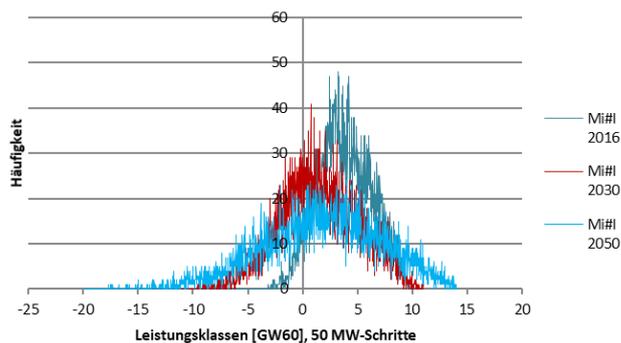


Abb. 8: Häufigkeitsverteilung für PRL (GW60) für die Jahre 2016, 2030 und 2050.

Unter den gegebenen Annahmen wachsen die Kenngrößen der positiven wie der negativen Residuallast exponentiell, wobei die Zunahme der **negativen Residuallast** sowohl für die Energie als auch die Leistungsspitze wesentlich stärker verläuft. Der kumulierte Energieinhalt aller Stunden mit negativer Residuallast wird sich von derzeit ca. -0,4 TWh/a bereits bis 2025 auf mindestens -3 TWh und bis 2030 auf etwa -6,8 TWh erhöhen. Bis 2050 ist ein Wert bis -12 TWh absehbar.

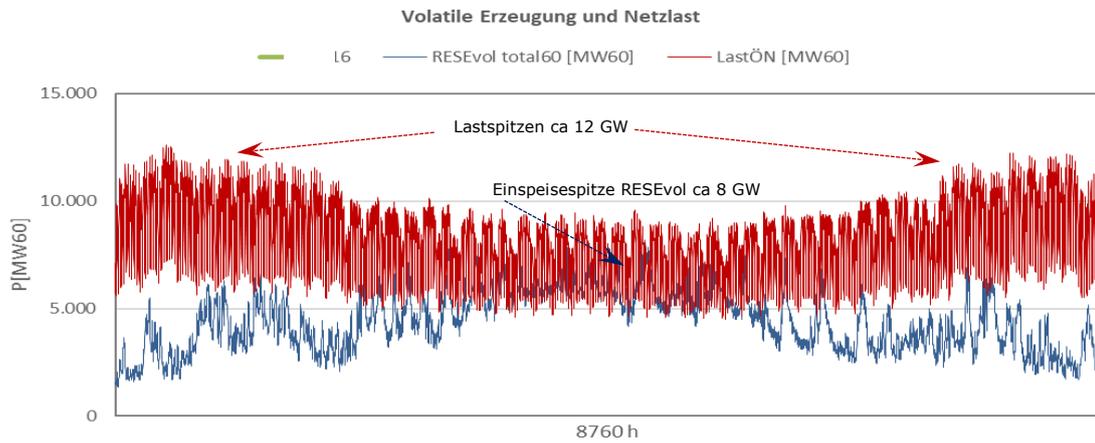


Abb. 9: Last des öffentlichen Netzes (LastÖN) und Erzeugung aus RESEvol (Wind+PV+Laufwasser) für 2017. In den Sommermonaten herrscht nur stundenweise eine Überdeckung, in den Wintermonaten eine Unterdeckung der Last.

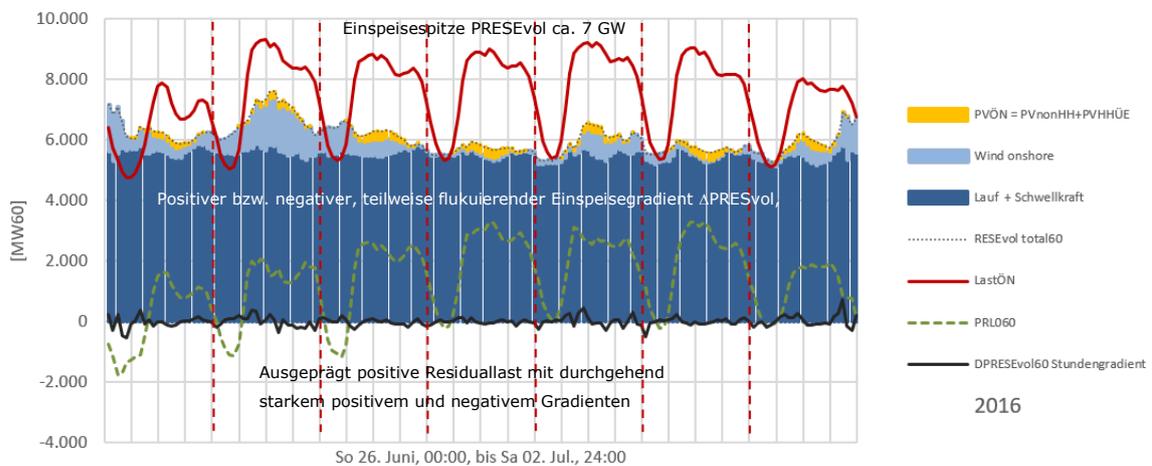


Abb. 10: Zufalls-Stichprobe für Juni-Woche in 2016. Wenig fluktuierende Erzeugung aus Laufkraft kombiniert mit mehr oder weniger ausgeprägten Tageserzeugungen aus Windkraft ergänzt um PV-Einspeisungen mit geringem Erzeugungsanteil. Starke Fluktuation und ausgeprägte Rampen (Gradienten) in beiden Energierichtungen. Im Wesentlichen positive (Energiedefizit), stark fluktuierende Residuallast mit ausgeprägten Gradienten und Vorzeichenwechsel.

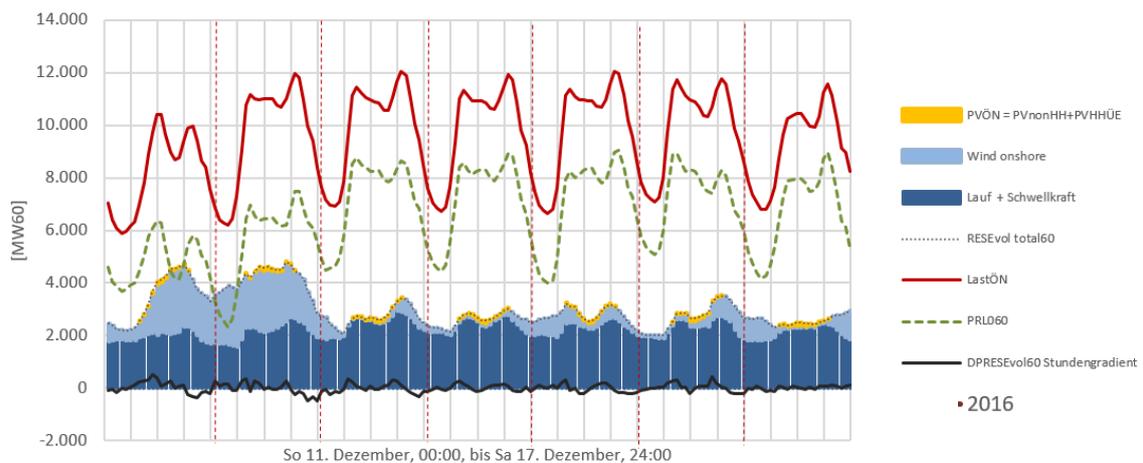


Abb. 11: Zufalls-Stichprobe für Dezemberwoche in 2016. Durchgängig starke Windeinspeisung am Wochenbeginn, temporär überlagert von geringer PV-Einspeisung. Hohe Last mit ausgeprägten Morgen- und Abendspitzen. Mäßiger bis stark fluktuierender Einspeisegradient. Stark fluktuierende, im Wesentlichen positive Residuallast (Energiedefizit) mit hohen Rampen in beiden Richtungen.

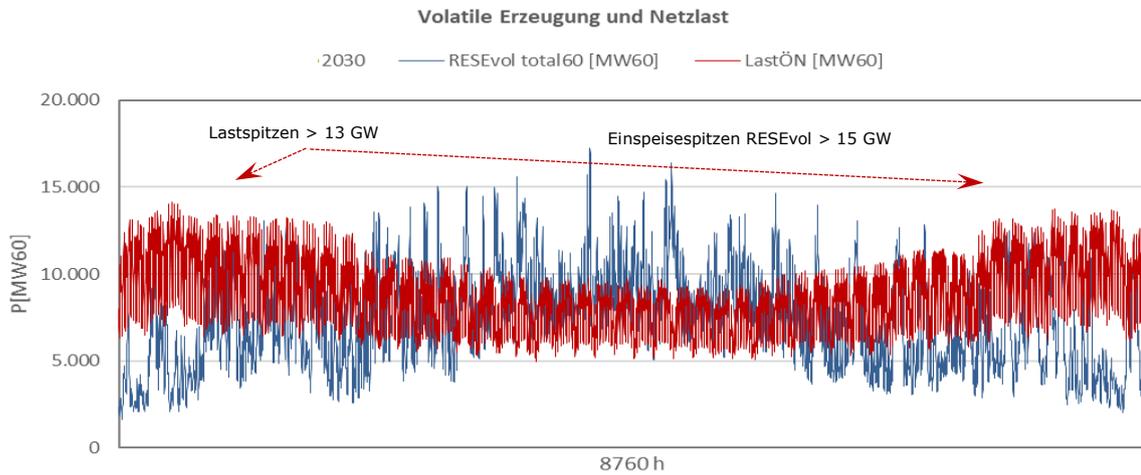


Abb. 12: Schätzung für die Last des öffentlichen Netzes (LastÖN) und Erzeugung aus RESEvol (Wind+PV+Laufwasser). In den Sommermonaten herrscht eine ausgeprägte Überdeckung, in den Wintermonaten eine Unterdeckung der Last. Zeitreihe 2016 skaliert für 2030.

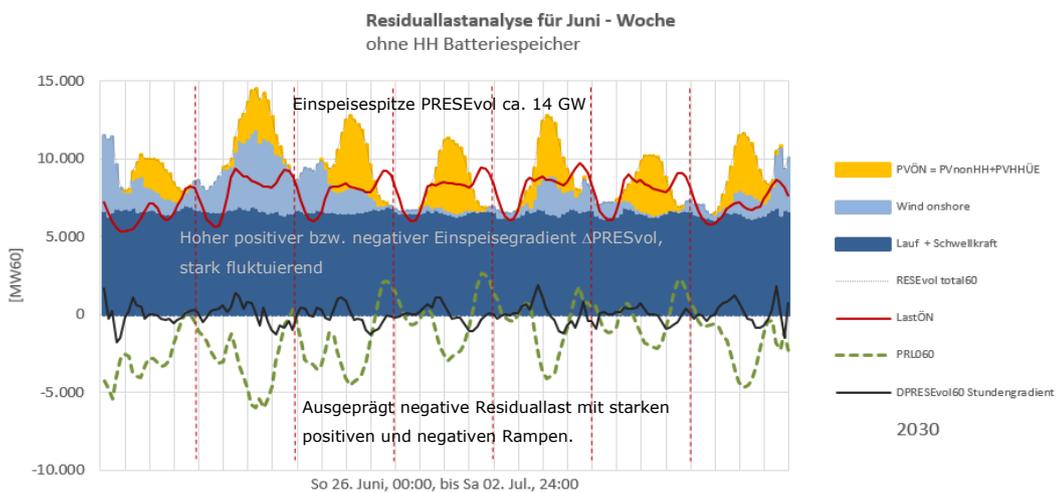


Abb. 13: Zufalls-Stichprobe für Juni-Woche in 2030. Weitgehend konstante Erzeugung aus Laufkraft kombiniert mit mehr oder weniger starken Tageserzeugungen aus Windkraft- bzw. PV-Einspeisungen mit hohen Einspeisespitzen, starker Fluktuation und ausgeprägten Rampen in beiden Richtungen. Im Wesentlichen negative (Energieüberschuss), stark fluktuierende Residuallast mit ausgeprägten Gradienten und oftmaligem Vorzeichenwechsel.

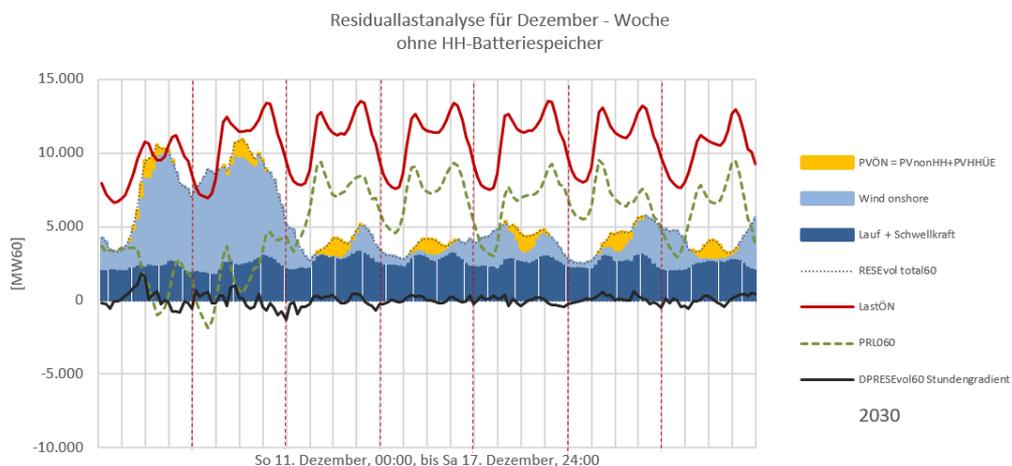


Abb. 14: Zufalls-Stichprobe für Dezemberwoche in 2030. Durchgängig starke Windeinspeisung am Wochenbeginn, temporär überlagert von mäßiger PV-Einspeisung. Hohe Last mit ausgeprägten Morgen- und Abendspitzen. Mäßiger bis stark fluktuierender Einspeisegradient. Stark fluktuierende, im Wesentlichen positive Residuallast (Energiedefizit) mit hohen Rampen in beiden Richtungen.

Die negative Leistungsspitze PRLmin wird sich von heute ca. -3 GW<sup>67</sup> bereits bis 2025 auf -6 GW<sup>60</sup> verdoppeln und -9 GW<sup>60</sup> in 2030 erreichen. Bis 2050 sind Werte um -17 GW<sup>60</sup> zu erwarten (Abb. 7). Leistungsspitzen der negativen Residuallast können im Bereich Mai bis September auftreten. Ab den mittleren Häufigkeitsklassen ist ein Anstieg der Leistungswerte gegeben (Abb. 8). Würde ab 2016 der weitere Ausbau jeweils nur mit Wind, PV oder in Kombination von beiden stattfinden, nehmen die Residuallastspitzen in beiden Richtungen noch stärker zu (Abb. 7, strichlierte Linien)<sup>8</sup>. Bereits die Kombination von Wind und PV führt zu einer deutlichen Dämpfung. Die Kombination mit Laufkraft aber verstärkt diesen Effekt ohne weiteres Zutun beträchtlich.

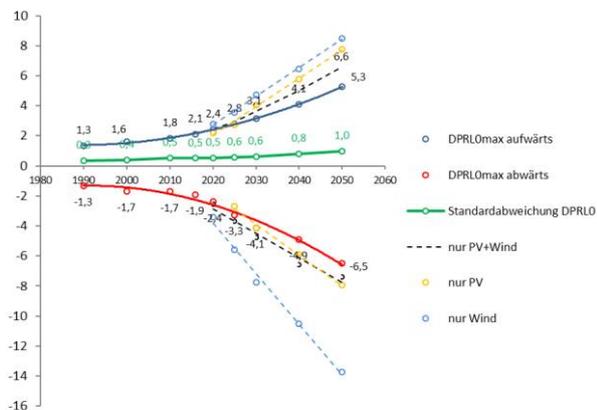


Abb. 15: Stundengradient  $\Delta PRL$  samt Standardabweichung 1990 bis 2050.

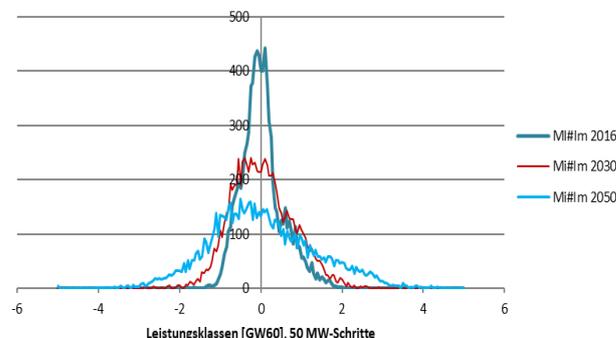


Abb. 16: Häufigkeitsverteilung des Stundengradienten  $\Delta PRL_{60}$  der Residuallast für die Jahre 2016, 2030, 2050.

Der Energieinhalt und damit der Speicherbedarf für die Flexibilisierung, allenfalls des großflächigen Ausgleichsbedarfs über Österreich hinaus wachsen damit noch mehr, als der ohnehin schon stark zunehmende Leistungsbedarf. Der Energieinhalt aller Stunden mit **positiver Residuallast** (Erzeugungslücke aus fluktuierenden Quellen) beträgt in 2030 ca. 20 TWh und erreicht bis 2050 ca. 30 TWh. Ihre Spitzenleistung bleibt bis 2030 mit ca. 10 GW<sup>60</sup> in etwa unverändert und wächst bis 2050 auf etwa 15 GW<sup>60</sup> (Abb. 7). Die Blockdauer der **negativen Residuallast** mit maximalem Energieinhalt wächst von ca. 16 h (-0,02 TWh) auf bereits 117 h (-0,6 TWh) in 2030. Das Pendant für die positive Residuallast fällt von ca. 2.460 h (12 TWh) auf 430 h (3 TWh) in 2030. Die Anzahl der Blöcke mit positiver bzw. negativer Residuallast nimmt ausgehend von jeweils ca. 110 Stk/a in 2016 auf jeweils ca. 340 Stk/a in 2030 zu und erfährt damit etwa eine Verdreifachung.

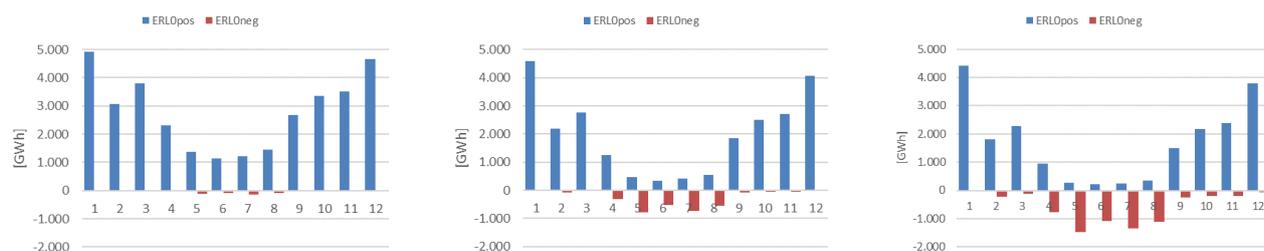


Abb. 17: Monatlich kumulierter Energieinhalt der positiven bzw. negativen Residuallast für 2016, 2025 und 2030.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Stundengradienten der Residuallast  $\Delta PRL$  (s. Abb. 15 und 16). Der Glättungseffekt der Laufkraft auf den Residuallastgradienten ist noch ausgeprägter, als für die Residuallast-Spitzen. In beiden Richtungen erfolgt ein exponentieller Anstieg der Maximalwerte von heute grob +/- 2 GW/h auf ca. +/- 4 GW/h in 2030 bzw. +/- 6 GW/h in 2050. Die Häufigkeit kleiner Gradienten nimmt künftig ab, während sie in allen höheren Klassen für beide Richtungen zunimmt. Die Entwicklung der Leistungswerte und Gradienten der Residuallast erhöhen den Bedarf an Kurzfristflexibilität beträchtlich. Im Fall des Ausbaus nur jeweils einer volatilen Erzeugungsart bzw. der Kombination ergibt ein zu den Leistungsspitzen identes Bild.

<sup>7</sup> Anm.: Stundenleistung in (GW)

<sup>8</sup> Anm.: Hypothetischer Ausbau „nur Wind“ bzw. „nur PV“ zwecks Ausloten der Grenzbereiche.

Traten in 2016 nur minimale Überschüsse in den Sommermonaten auf (Abb. 17), erreichen diese in 2025 bereits 2,8 TWh (11% der volatilen Sommererzeugung) und liegen in 2030 bei etwa 6 TWh (18 % der vol. Sommererzeugung bzw. ca. 9 % der vol. Jahreserzeugung) mehr als doppelt so hoch. Die Frage der saisonalen Flexibilität ist daher für Österreich bereits Mitte der 2020er Jahre von erhöhter Relevanz. Hand in Hand mit der Zunahme der Residuallastspitzen erfährt auch das Jahresmaximum der Tageshübe

$$\vartheta = \max(PRL_{\max}(d) - PRL_{\min}(d))$$

einen exponentiellen Zuwachs (Abb. 18), erreicht bereits in 2025 mindestens 9 GW und steigt bis 2050 auf mindestens 20 GW. Forcierter PV- und/oder Windkraftausbau führen zu beträchtlichen Erhöhungen der Werte.

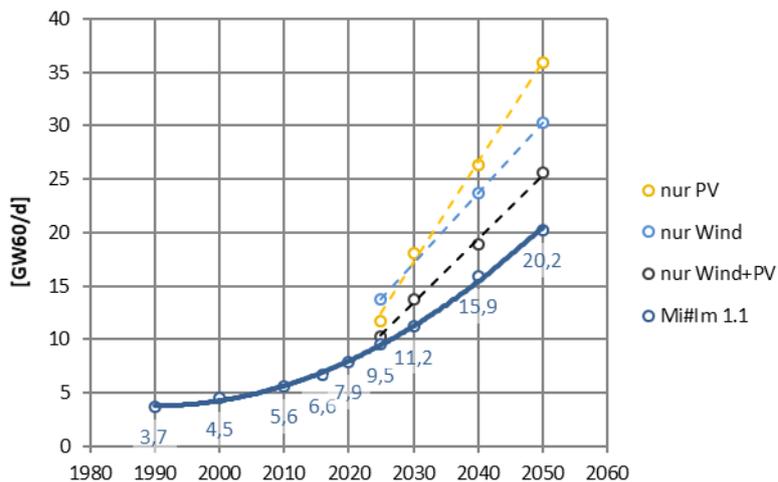


Abb. 18: Maximaler jährlicher Tageshub der Residuallast.

Die Dynamisierung des Stromsystems durch den wachsenden Wind- und PV-Anteil ist bereits seit längerer Zeit im Betrieb deutlich spürbar. Hat die Energiewende bereits in der Vergangenheit zu einem erhöhten Wechselspiel im (Pump-) Speichereinsatz geführt (s. Abb. 19), so wird dieses künftig weiter anwachsen.

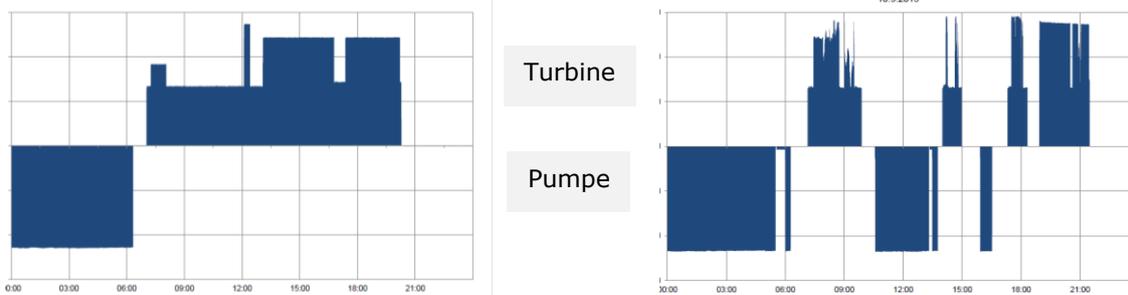


Abb. 19: Die volatile Erzeugung aus Windkraft und PV verändern die Tages-Einsatzcharakteristik eines Pumpspeichers signifikant: links 2008, rechts heute (TIWAG: Pumpspeicher Kühltai der Sellrain-Silz Gruppe).

## 2.2 Vergleich mit Deutschland

Der Erneuerbaren Anteil an Deutschlands Stromversorgung lag in 2016 bei etwa 32 % (2018 voraussichtlich bei 38 %, AGORA 2019). Gemäß aktueller Gesetzeslage gilt es bis 2050 innerhalb des Ausbaurkorridors 80 % zu erreichen. Ob mit dem avisierten Kohle-Ausstieg langfristig auch die Erneuerbaren-Ziele für den Stromsektor erhöht werden, bleibt abzuwarten. Ohne Berücksichtigung der thermischen Must-Run-Einspeisung war in 2016 deutschlandweit<sup>9</sup> noch keine negative Residuallast zu verzeichnen und ist erst in geringem Ausmaß bis 2030 zu erwarten (Abb. 20)<sup>10</sup>.

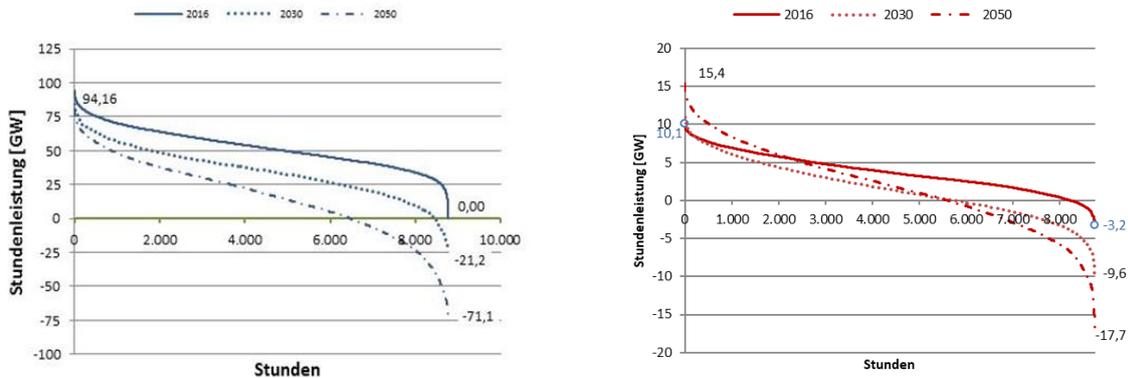


Abb. 20: Dauerlinien der Residuallast für 2016, 2030 und 2050 für Deutschland (links) und Österreich (rechts).

Österreich startet dank des hohen Wasserkraft-Anteils heute mit ca. 72 % RESE - Anteil und plant diesen bis 2030 auf 100 % bilanziell p.a. zu steigern. Bereits heute tritt in geringem Ausmaß eine negative Residuallast auf und wird sich bis 2030 um den Faktor 15 erhöhen (ca. 3.000 Stunden). Bemerkenswert ist der exponentielle Anstieg der Residuallast ab einem Erneuerbaren Anteil in Höhe von 50% bis 60%. Während die Stunden mit negativer Residuallast bis 2050 weiterhin in etwa unverändert bleiben, verdoppelt sich ihr Energieinhalt relativ zu 2030.

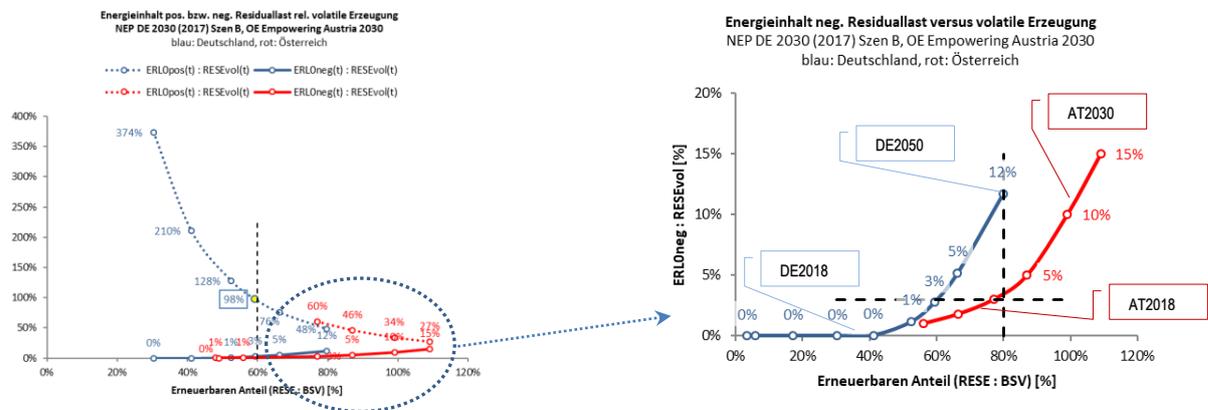


Abb. 21: Energieinhalt der jährlichen Residuallasten normiert auf die volatile Erzeugung für AT (rot) bzw. DE (blau).

Bis zu einem Erneuerbaren Anteil in Höhe von etwa 80 % bewegt sich der Flexibilisierungsbedarf im Wesentlichen im kurz- bis mittelfristigen Zeitbereich und kann in der Folge abhängig von der Zusammensetzung der dargebotsabhängigen Quellen um einen saisonalen Verlagerungsbedarf ergänzt werden.

Der hohe Laufkraftanteil Österreichs senkt gegenüber Deutschland den Anteil der negativen Residuallast beträchtlich und dämpft auch dessen Anstieg bei zunehmendem PV- und Windanteil (Abb. 21). Der Energieinhalt der negativen Residuallast ERL0neg erreicht für Österreich bei 100 % RESE-Anteil am Bruttostromverbrauch ca. 10% der volatilen Jahreseinspeisung, während Deutschland bereits bei 80 % RESE- Anteil 12 % erreichen

<sup>9</sup> Anm.: Die Darstellung erfolgt hier aus systematischen Gründen für Deutschland gesamt und nicht für einzelne Regelzonen sowie ohne thermische Must-Run-Einspeisung.

<sup>10</sup> Anm.: Darstellung auf Basis NEP DE 2030 (2017), Szenario B. Lineare Extrapolation bis 2050.

dürfte. Weil aber Österreich bereits heute einen RESE-Anteil von über 72 % aufweist, ist die Situation gegenüber Deutschland die negative Residuallast betreffend bereits in den kommenden Jahren wesentlich verschärft. Dieser beispielhafte Vergleich zwischen Deutschland und Österreich macht deutlich, dass national angestellte Strategieüberlegungen aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen nicht zwingend zielführend dafür sind, den spezifischen Herausforderungen der Energiewende in einem anderen Land zu begegnen. Eine spezifische Betrachtung und Schwerpunktsetzung ist notwendig.

### 2.3 Korrelationen im Alpenraum, Dunkelflaute

In Europa, so auch in den Alpenländern wird der Erneuerbaren Ausbau im Wesentlichen von Windkraft, PV und Wasserkraft geprägt sein. In den Sommermonaten ist die Erzeugungscharakteristik von den Tagesverläufen der PV, unterlagert vom temporären Windkaufkommen geprägt (Abb. 22). In den Wintermonaten ist die Windcharakteristik bestimmend. Die hohe Korrelation volatiler Erzeugung, Last und Residuallast der übrigen Länder des Alpenraums gegenüber Österreich (Abb. 23) weist darauf hin, dass mit einer signifikanten Wahrscheinlichkeit überall gleichzeitig eine Überdeckung (positive Residuallast) bzw. eine Unterdeckung (negative Residuallast) auftritt. Dieser Sachverhalt ist eine notwendige Rahmenbedingung für die Ausrichtung der nationalen Flexibilisierungsstrategie und die Beurteilung der Versorgungssicherheit, wenn in beträchtlichem Ausmaß auf die grenzüberschreitende Aushilfe berücksichtigt werden soll.

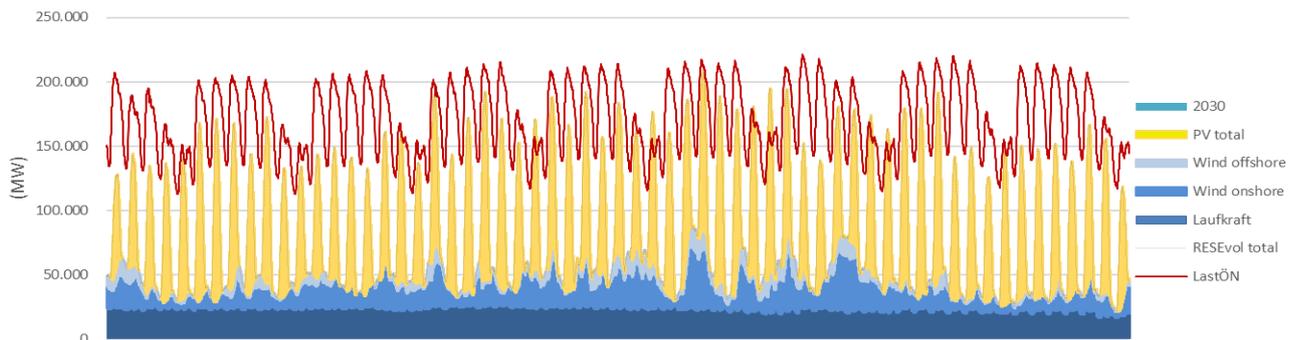


Abb. 22: Kumulierte Einspeisung aus RESEVol im Alpenraum und Last (AT, CH, DE, FR, IT, Slo), Stichprobe Jun – Jul, 2030.

Der Sonderfall mit hoher Relevanz ist die Dunkelflaute, wenn meteorologisch bedingt in Relation zur Last gleichzeitig eine nur geringfügige Einspeisung aus PV und Wind erfolgt. Dieses Phänomen tritt i.d.R. flächendeckend zu Hochlastzeiten in den Wintermonaten auf (kalte Dunkelflaute) und war in der Vergangenheit bereits alleine durch die Preissignale erkennbar.

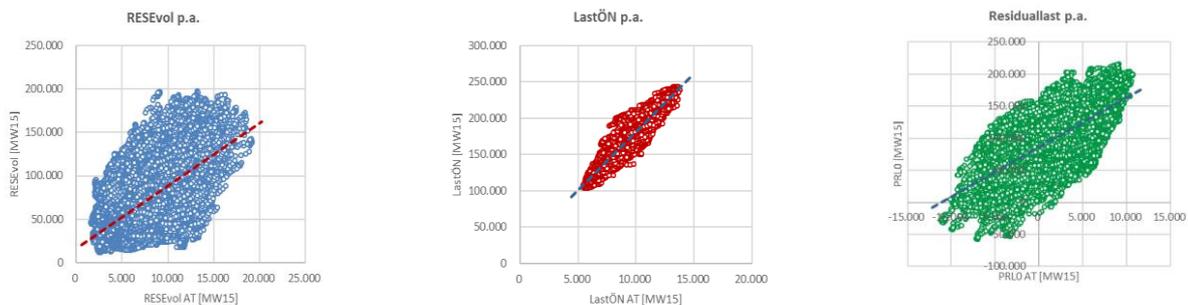


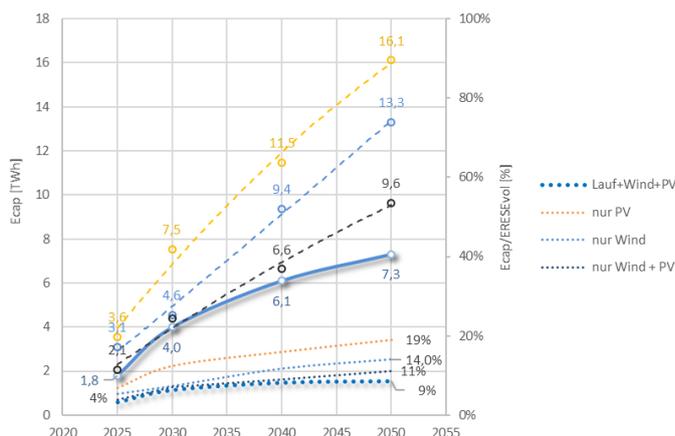
Abb. 23: Im Alpenraum (AT, CH, DE, FR, IT, Slo) besteht eine hohe Korrelation der dargebotsabhängigen Erzeugung (Pearson Koeff. = 0,60), der Last (Pearson Koeff. = 0,96) und der Residuallast (Pearson Koeff. = 0,67). Angaben für 2030 ohne Berücksichtigung thermischer Must-Run-Einspeisung.

Die Möglichkeit der überregionalen, gegenseitigen Aushilfe erscheint in diesem Fall als zunehmend unwahrscheinlich, wenn thermische Einheiten aus dem System genommen werden. Mehrere Publikationen haben mittlerweile dieses Phänomen analysiert, wenngleich bislang offengeblieben ist, wie die Dunkelflaute (minimales Ausmaß volatiler Einspeiseleistung, etc.) einheitlich zu definieren wäre. Eine aktuelle Analyse der TU Dresden (TUD 2019) kommt zum Ergebnis, dass dieses Phänomen im mittleren Zeitsegment von weniger als 14 Tagen in signifikanter Häufigkeit auftritt und vor allem mit Wasserkraftspeichern zu bewältigen ist. Infolge wesentlich

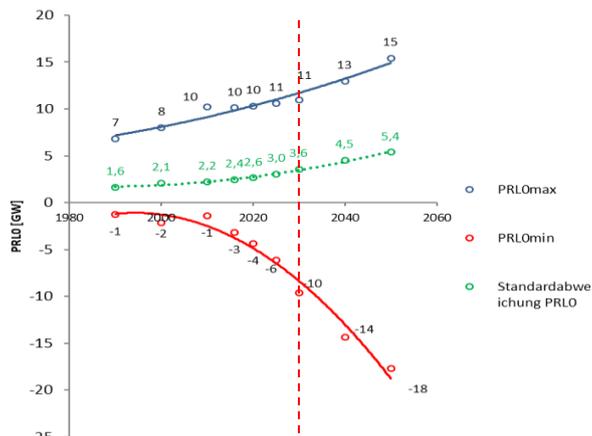
größerer Speicherkapazitäten im alpinen Bereich ist für den österreichischen Versorgungsraum eine noch längere Überbrückungsfähigkeit aus erneuerbaren Quellen zu veranschlagen. Die vertiefende Korrelationsanalyse gem. Abb. 23 für die Alpenländer bzw. darüber hinausgehend ist für Zeiten der (kalten) Dunkelflaute nötig.

### 3. Flexibilisierungsoptionen

Das Ziel der Energie- und Klimastrategie ist die Dekarbonisierung des Energiesystems im Allgemeinen und jene des Stromsystems im Besonderen. Der Erneuerbaren Anteil der Stromversorgung wird am Bruttostromverbrauch gemessen. Das Efficiency-First-Prinzip (Energie und Kosten) ist neben der hohen Verfügbarkeit sowie Kalkulierbarkeit die wesentliche Grundlage zur Zielerreichung. Solange der RESE-Anteil die 100%-Marke nicht überschreitet, gibt es jahresdurchgängig keinen Stromüberschuss. Sondern sind temporäre Überdeckungen (negative Residuallast) aus (volatiler) erneuerbarer Erzeugung bei möglichst geringen Kosten zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt dem Stromsystem wieder zuzuführen. Der vollständige Zyklus Strom - Strom ist verlustminimal, d. h. nach Maßgabe der technischen Möglichkeiten auf möglichst hohe Wirkungsgrade zu auszurichten.



**Abb. 24: Fiktive Mindest-Speicherkapazität des AT-Flex-Pools für diverse Ausbauszenarien dargebotsabhängiger Quellen. Bestehende Speicherkapazitäten sind zu addieren.**



**Abb. 25: Extrema der Residuallast.**

Nach Maßgabe der Zusammensetzung des weiteren Ausbaus dargebotsabhängiger Erzeugung ist für den gesamten Flexibilisierungs-Pool Österreichs mindestens eine fiktive Speicherkapazität gem. Abb. 24 zuzüglich der bestehenden Speicherkapazität vorzuhalten, die in der Lage ist bereits in 2030 mit einer flexiblen Leistung in Höhe von mindestens 9,5 GW (Erzeugungsmix gem. Abb. 2) in beiden Energierichtungen Residuallastspitzen gem. Abb. 7 bzw. 25 und Gradienten gem. Abb. 15 zu bewältigen, um die vollständige Verwertung dieser Erzeugung zu gewährleisten. Wird Wind und/oder PV bevorzugt ausgebaut, kann dies bis zu einer Verdoppelung des Speicherbedarfs führen. Ein ausgewogener Mix an geeigneten Technologien (Abb. 26) samt überregionalem Netzausgleich zur Kurzfrist- und Langfristflexibilisierung ist zu wählen. Für die strategische Gesamtkonzeption des künftigen österreichischen Flexibilisierungssystems gelten daher im Wesentlichen folgende Rahmenbedingungen:

- diskriminierungsfreier, marktorientierter Einsatz der Flexibilisierungstauglichen Assets mit voller Handlungsfreiheit betreffend ihrer Vermarktungs- bzw. Anwendungsalternativen,
- energiepol. Entwicklung in den umgebenden Ländern, hier vor allem Deutschland (Kohleausstieg) und daraus folgende Verfügbarkeit von Netz- bzw. Flexibilisierungskapazität für den österreich. Bedarf,
- techn. Eigenschaften der Assets samt Einsatzreife, Systemkompatibilität und Klimarelevanz (Tab. 1),
- technische und betriebliche Verfügbarkeit, Kalkulierbarkeit in der Planung,
- Planungszeitraum für die Systemkonzeption versus technische Lebensdauer der Optionen (kapitalisierte Gesteungskosten der Dienstleistungen als Basis für einen objektiven Optionenvergleich),
- Energie- und Kosteneffizienz.

Die bloße Addition statistisch gelisteter Flexibilisierungs - tauglicher Kapazitäten aller Kategorien erscheint unter diesen Prämissen als nicht zielführend. Die modellbasierte Abschätzung des nationalen Flexibilisierungsbedarfs auch unter Abstützung auf einen grenzüberschreitenden Support in Zeiten der Deckungslücke bedarf künftig eines aufmerksamen Monitorings. Wind und PV werden überregional weiterhin ähnliche Eigenschaften aufweisen – auch im Falle der Dunkelflauten. War bereits gemäß der bisherigen Planung ab etwa 2030 der Wechsel Deutschlands zum Nettostromimporteur vorgesehen, so sind heute Ausmaß, Zeitpunkt und Art des Ersatzes für stillzulegende Kohlekraftwerke unbekannt. Frankreich und Belgien leiden unter einem teilweise veralteten AKW-Park mit revisionsbedingten Fehlzeiten auch in den Kälteperioden. Die erzeugungsseitige Bewertung der Versorgungssicherheit (System Adequacy, jederzeitiger Ausgleich von Last durch Erzeugung) erfolgte bislang deterministisch anhand kalkulierbar vorhandener, im Wesentlichen thermischer Kraftwerkskapazitäten sowie Wasserkraftspeichern. Mit dem signifikanten volatilen Erneuerbaren Anteil mangelt es zunehmend an kalkulierbarer Dimension. Mittlerweile musste daher auf wahrscheinlichkeitsbasierte Methoden übergegangen werden (ENTSO-E SOAF).

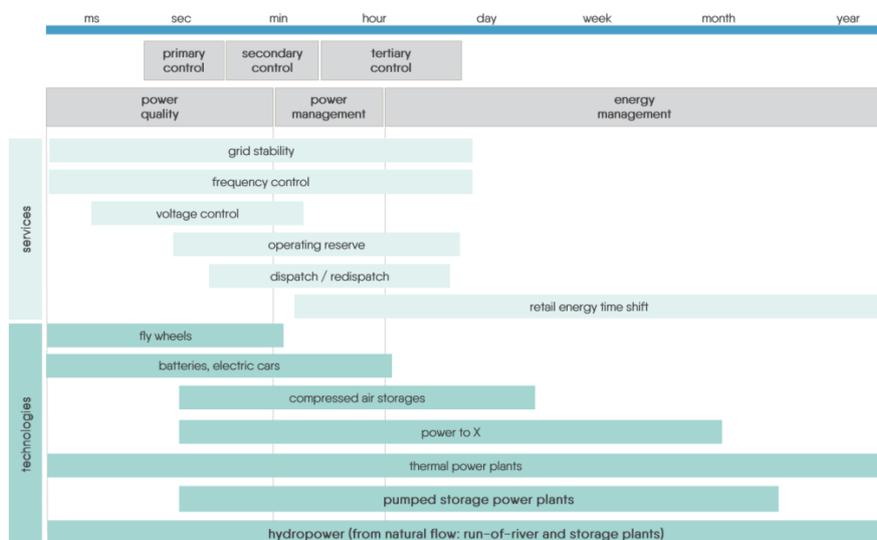


Abb. 26: Zeitliche Anforderung an die Flexibilisierung und technologische Fitness (EURELECTRIC, VGB 2018).

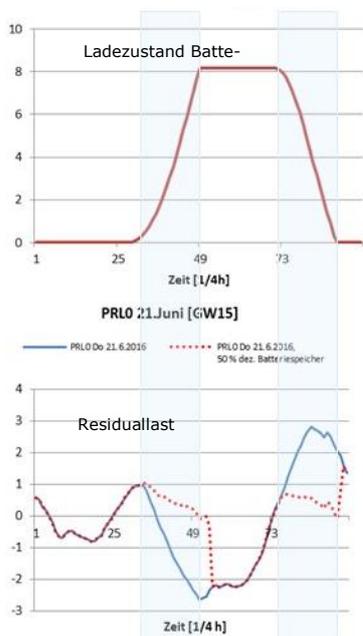
Es ist daher im Sinne der Versorgungssicherheit mit erhöhter Vorsicht zu beurteilen, ob im Bedarfsfall jederzeit und in ausreichendem Ausmaß ein Ausgleich über die Grenze abgerufen werden kann. Die anstehenden Herausforderungen der Residuallastentwicklung werden den Einsatz aller Flexibilitäts-Optionen bedürfen.

Eine polarisierende Diskussion zugunsten einer bestimmten Technologie ist daher a priori nicht zielführend.

Zur Anwendbarkeit und Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilisierungs-Technologien wird auf die einschlägigen Publikationen verwiesen.

### 3.1 Dezentrale Flexibilisierung

Die heutige Debatte um die Lösung der Systemflexibilisierung dreht sich im Wesentlichen um die Beherrschung der Kurzzeit-Folgen der dezentralen, gebäudeintegrierten PV-Erzeugung mit Hilfe von Batteriespeichersystemen (stationär oder e-Mob) auch in Kombination mit Lastmanagement im Sinne einer stundenweisen Tag-Nachtverlagerung, der Kappung von Einspeisespitzen bis hin zur Spannungshaltung in Verteilnetzen oder allenfalls auch eines Beitrags zur Primärregelleistung. Über den Tag hinaus sind weder Batteriespeicher noch steuerbare Lasten (DSM) auch in mittelfristiger Perspektive sinnvoll einsetzbar. Unabhängig von ihrer technischen Eignung verbleibt zu beobachten, ob Batteriespeicher für systemrelevante Einsätze tatsächlich in größerem Maßstab verfügbar sein werden. Insbesondere Kleinanlagen dienen im Wesentlichen der Optimierung des gebäudeintegrierten Energiemanagements, hier vor allem der Maximierung des PV-Eigenverbrauchsanteils kombiniert mit der Erweiterung der persönlichen Energieunabhängigkeit allenfalls gefolgt von einer betriebswirtschaftlichen Optimierung der Bezugseinstellung aus dem öffentlichen Netz (Preissignale). Werden diese Anlagen - allenfalls auch geclustert - vorzugsweise marktorientiert netzdienlich eingesetzt, werden sie vor allem unterstützend für die Verteilnetzbedürfnisse wirken. Andere Anwendungen betreffen Bedürfnisse der Energielieferanten und/oder der Bilanzgruppenverantwortlichen.



**Abb. 27: Wirkung ungesteuerter Batteriespeicher in Prosumeranlagen auf die Residuallast.**

blau: PV ohne Batterie, rot: PV mit Batterie.

*Bsp:*

*Wirkung ungesteuerter dezentraler PV-Batteriespeicheranlagen weitgehend ähnlicher Eigenschaften in Massenanwendung auf die Residuallast.*

*An sonnenreichen Tagen beginnen die Stationärbatterien bereits in den Morgenstunden zu laden und werden i.d.R. bereits im Verlauf des Vormittags die Vollladung erreicht haben. Während des Ladens erfolgt keine Rückspeisung in das Netz. Der Verlauf der Residuallast ist alleine von Windkraft, Laufkraft und ggf. PV-Anlagen ohne Speicher geprägt, die Mittagsspitze entfällt bzw. nimmt sie bis zur Vollladung langsamer ab (punktierte Linie).*

*Ab dem Zeitpunkt der Vollladung erfolgt gerade im Zeitbereich der maximalen PV-Erzeugung innerhalb kurzer Zeit die Überschusseinspeisung in das Netz. Die Residuallast sinkt mit sehr großem Abwärts-Gradienten und erfährt einen Vorzeichenwechsel. Ihre Negativspitze ist geringfügig reduziert.*

*Solange die Batteriespeicher in den Mittagsstunden keine Möglichkeit der Entladung haben, steigt die negative Residuallast wie üblich weiter an.*

*In den Nachmittagsstunden decken die Batteriespeicher den Gebäudebedarf. Die Abendspitze ist gekappt und die positive Residuallast nimmt geringfügig ab. Sind die Batteriespeicher leer, wird der Prosumerbedarf innerhalb kurzer Zeit vollständig aus dem öffentlichen Netz gedeckt. Mit steilem Gradienten steigt die Residuallast an, um kurz darauf mit beträchtlichem Abwärtsgradienten wieder abzunehmen.*

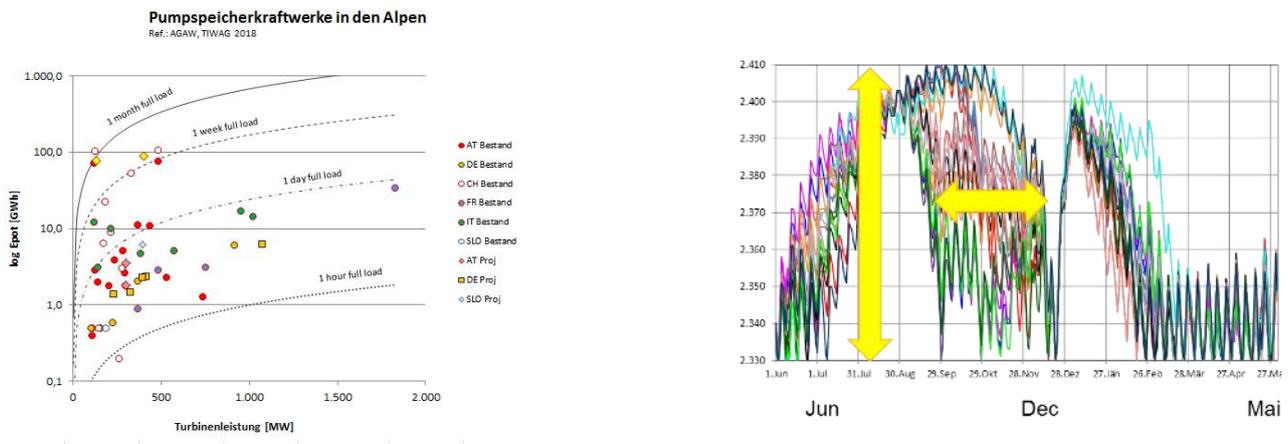
Falls überhaupt vom Prosumer gewünscht, muss die Wahl des Einsatzes dem ihm überlassen bleiben. Die Verfügbarkeit ist daher das Ergebnis des Kundenwillens. Gegenläufige Effekte dieser Maßnahmen sind zu erwarten. Die tatsächliche Verfügbarkeit von Fahrzeugbatterien zu Zeiten des erhöhten Flexibilisierungsbedarfs dürfte einer noch größeren Unsicherheit unterliegen, weil die Fahrzeug-Mobilität das Abbild der Bewegungsfreiheit ist. Jegliche Einschränkungen dieser persönlichen Freiheit werden Kunden nur wenig akzeptieren.

In keinem dieser Anwendungsfälle kann eine großtechnische Flexibilisierungsmaßnahme ihre Wirkung entfalten und steht daher nicht in Konkurrenz mit den Hauptanwendungen dezentraler Lösungen. Werden dezentrale Speicheranlagen ungesteuert betrieben – wie dies heute oft dem Standard entspricht – ist bei künftiger Massenanwendung von PV-Paketlösungen mit Effekten für die Residuallast zu rechnen (Abb. 27)<sup>11</sup>. Dies hat in Deutschland zu Anpassungen der KfW-Förderbedingungen sowie der Anschlussbedingungen geführt.

<sup>11</sup> Anm.: Gebäudeintegrierte Anlagen sind i.d.R. sehr ähnlich ausgeführt, das Speicherverhalten bei Großwetterlagen daher weitgehend ident. Für die Praxis werden Verschleifungseffekte zu erwarten sein.

### 3.2 Wasserkraftspeicher und -Pumpspeicher

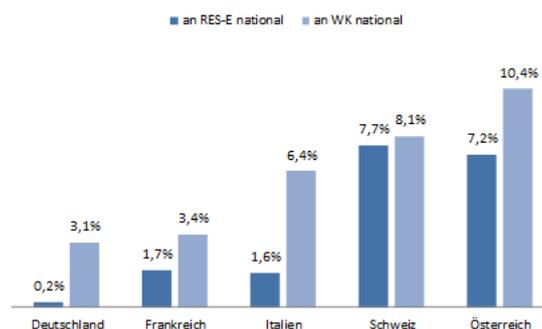
Wasserkraftanlagen repräsentieren heute 96 % der weltweit operativ verfügbaren Stromspeicherkapazität. Ihre Erweiterung bzw. der Neubau erscheint auch hierzulande für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit das Gebot der Stunde. Skaleneffekte gelten auch hier. Große, kompakte Lösungen dienen der Energie- und Kosteneffizienz sowohl für die Erstinvestition, als auch für den Betrieb sowie der kalkulierbaren Verfügbarkeit.



**Abb. 28:** Der alpine (Pump-)speicher ist eine Multi-Utility-Toolbox für die Systemerfordernisse des 21. Jahrhunderts und unterscheidet sich vom typischen Mittelgebirgsspeicher für die reine Wälzung: Saisonspeicherung von Juni bis Oktober mit natürlichem Zufluss, Flexibilisierungsprodukte und Ancillary Services, hohe Speicherkapazität zur Überwindung von Dunkelflauten bei höchster Verfügbarkeit und Flexibilität (TIWAG 2018).

Power to Gas Lösungen werden diese mittelfristig ergänzen, sobald die Technologie für die Anwendung in größeren Stückzahlen ausgereift, der Wirkungsgrad wesentlich verbessert, die Kosten deutlich gesenkt und der geeignete ordnungspolitische Rechtsrahmen (erneuerbare Gase, ...) geschaffen ist.

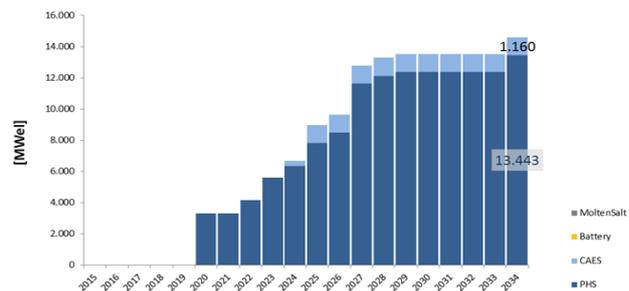
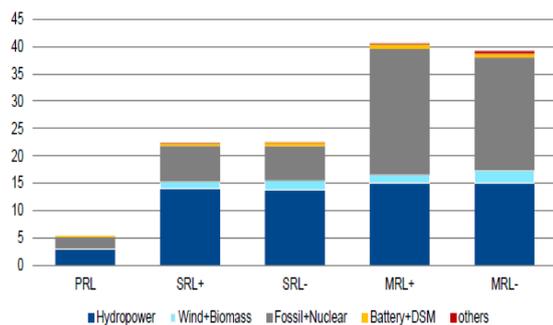
Gegenüber dem Mittelgebirgsspeicher bedient der Hochgebirgs- (pump)speicher bei enormen Speichervolumina in Kombination mit großen Fallhöhen und großen Maschinenleistungen bei gleichzeitiger Nutzung des natürlichen Zuflusses bestmöglich den Bedarf des Stromsystems des 21. Jahrhunderts nach hochverfügbarer Flexibilität in allen Zeitbereichen bis hin zur Saisonspeicherung. Gerade bei Anlagenneukonzeptionen wird auf die Erfüllung der Saisonspeicherfähigkeit besonders Wert gelegt (Abb. 28 links). Die Nutzung des natürlichen Zuflusses ist für alpine Pumpspeicher integraler Bestandteil der Anlagenkonzeption und dient der Erweiterung der Einsatzbandbreite für die Flexibilisierungsdienstleistungen (Abb. 28 rechts).



**Abb. 29:** Erzeugung erneuerbarer Energie aus natürlichem Zufluss der Pumpspeicher ohne Wälzung  
a) relativ RESE<sub>total</sub> national, b) relativ RESE aus Wasserkraft, 2016

Diese Kombination ist ein Alleinstellungsmerkmal der Wasserkraft. Im Zeitraum Juni bis Oktober füllen Schneeschmelze sowie Regenfälle den Speicher und stellen damit die Saisonspeicherung sicher (Hüllkurve). Die Saisonspeicherung bereits der Primärenergie ist ebenfalls einzigartig. Es wird in diesem Fall die potenzielle Energie des Wassers gespeichert und nicht Strom. Daher ist diese Form der Saisonspeicherung verlustfrei. Gleichzeitig wird der Bedarf an Kurzfristflexibilität in beiden Energierichtungen bedient. Die Erzeugung erneuerbarer Energie aus der Nutzung des natürlichen Zuflusses ist ein By-Produkt zur Erbringung dieser Flexibilisierungsdienstleistungen und systemimmanent. Die Nutzung des natürlichen Zuflusses ist für Pumpspeicherkonzepte in

den Alpen seit jeher üblich und hält einen beträchtlichen Anteil an der Ökostromerzeugung (Abb. 29). Selbst in thermisch dominierten Systemen, wie etwa Deutschland, stellen Wasserkraftspeicher und Pumpspeicher einen beträchtlichen Teil der Regelreserve sicher. Anlagen der Alpen sind dabei wesentlich (Abb. 30). Die Bemühungen um die Verstärkung der europäischen Energieinfrastruktur haben daher neben dem Ausbau der Transportsysteme auch die Integration der (Pump-) Speicherkapazitäten der Alpen sowie den Ausbau derselben zum Ziel (ENTSO-E (2017, 2018)). Neben dem Beitrag für die nationale Flexibilisierung hat die Cross-Border-Relevanz derartiger Anlagen im Sinne der Pan-Europäischen Energiestrategie auf Basis der Energie Infrastruktur-VO (EU) 347/2013 eine europäische Dimension. Hochqualifizierte, große (Pump-)Speicheranlagen<sup>12</sup> können den Status von Projekten des übergeordneten, gemeinsamen Interesses (Projects of Common Interest, PCI) erhalten. So sind gemäß aktueller Planung mehr als 13 GW an zusätzlicher Pumpspeicherkapazität für die Aufrechterhaltung der übergeordneten Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Erneuerbaren-Integration vorgesehen. Daran übernehmen österreichische Vorhaben einen Anteil von nicht weniger als 13 %. Damit bildet die Pumpspeichertechnologie auch langfristig das Backbone für die regionale und überregionale Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit (Abb. 30).



Source: <https://www.regelleistung.net>, 2018

**Abb. 30: Präqualifizierte Regelreserveleistungen (GW) für Deutschland nach Erzeugungsarten (links). Die Pumpspeichertechnologie ist langfristig die führende Flexibilisierungsoption auch für das Pan-Europäische Energiesystem (ENTSO-E, TYNDP 2018, Project Fact Sheet).**

Eine zunehmend wichtige Rolle für die transiente Stabilität wird darüber hinaus die rotierende Masse (Inertia) der direkt netzgekoppelten Maschinensätze der Großwasserkraft spielen, wenn thermische Anlagen sukzessive vom Netz gehen und Windkraft sowie PV alleine über Leistungselektronik an das Verteilnetz gekoppelt sind. Die Einbindung der sogenannten „Synchronous Inertia“ insbesondere der Großwasserkraft auf der Transportnetzebene wird künftig noch mehr für die Netzstabilisierung in Form der Momentanreserve eine besondere Rolle spielen. Lösungen mit Hilfe der Leistungselektronik für Windkraft, PV und dezentrale Batteriespeichersysteme (Synthetic Inertia) lassen wegen regeltechnisch bedingter Verzögerungen einen nur bedingt wirksamen Ersatz für die schnelle Momentanreserve thermischer Anlagen erwarten (dena 2015).

Die Rolle der Alpenspeicher- und Pumpspeicherkraftwerke jeder Größenordnung zur Verhinderung bzw. Bewältigung großflächiger Versorgungsausfälle infolge von Instabilitäten im Transportsystem steht wenig im öffentlichen Bewusstsein, ist aber von grundlegender Bedeutung. In den letzten 20 Jahren kam es wiederholt zu kritischen Ereignissen, die zu oder knapp zu einer weitreichenden Großstörung geführt haben. Die wohl bekanntesten waren jene aus 2006 und zuletzt zum Jahreswechsel 2018/2019. Im Bedarfsfall werden Netzinseln weitergeführt oder systematisch aufgebaut. Für diesen Zweck sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke schwarzstart- bzw. inselbetriebsfähig dimensioniert. Sie haben in derartigen Fällen maßgeblich dazu beigetragen, enormen volkswirtschaftlichen Schaden gering zu halten oder gar zu vermeiden.

Es ist daher zu empfehlen, dass sowohl der Erweiterung, als auch dem Neubau der Großwasserkraft und insbesondere der Wasserkraftspeicher in allen ihren Ausprägungen in den kommenden Jahren die angemessene Rolle zukommt und auch die Rahmenbedingungen für den Betrieb die volle Funktionstüchtigkeit zugunsten des Gesamtsystems sicherstellen.

<sup>12</sup> Anm.: Der Begriff der Speicheranlagen bezieht sich in diesem Zusammenhang auf andere Speichertechnologien, wie etwa Batterie- oder Druckluftspeicher, etc. ...

## Literatur

AGORA (2019). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018.

Burgholzer B., Schwabeneder D., Lettner G.: HydroProfiles. TU Wien-EEG, 2017

dena (2015). Ergebnispapier. Der Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit – die wachsende Bedeutung von Pumpspeicherwerken in der Energiewende.

ENTSO-E (2015). Scenario Outlook & Adequacy Forecast.

ENTSO-E (2017). Regional Investment Plan 2017, Continental Central South, CCS.

ENTSO-E (2018). Completing the Map 2018. System Needs Analysis.

EURELECTRIC, VGB (2018). Facts of Hydropower In The EU.

TUW (2017). Lettner G., Burgholzer B.: Anforderungsprofile für die Wasserkraft in zukünftigen Energiemärkten. TU Wien-EEG, 2017

Pöyry (2018). Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, Aktualisierung 2018.

stoRE (2013). The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Expansion. [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)

SuREmMa (2017). Technischer Bericht C. Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem.

TUD (2019). Dauer und Häufigkeit von Dunkelflauten in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019) H. 1/2

Wikipedia download 22.7.2018. Stromausfall in Europa im November 2006.