



KURZBERICHT

# FLEXIBILITÄTANGEBOT UND -NACHFRAGE IM ELEKTRIZITÄTS- SYSTEM ÖSTERREICHS 2020/2030

Diese Studie wurde durchgeführt von:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH: Tara Esterl, Antony Zegers, Johanna Spreitzhofer, Gerhard Totschnig, Sophie Knöttner, Stefan Strömer, Stefan Übermasser, Fabian Leimgruber, Helfried Brunner, Roman Schwalbe, Demet Suna

Technische Universität Wien (TU Wien), Energy Economics Group: Gustav Resch, Franziska Schöniger

Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE: Serafin von Roon, Tobias Hübner, Kirstin Ganz, Frank Veitengruber, Leona Freiberger, Alexander Djamali

Diese Studie wurde durchgeführt im Auftrag von:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)



25.11.2021

# 1 EINLEITUNG

Die optimale Verwendung von Flexibilität ist einer der Kernaspekte der künftigen Elektrizitätsversorgung, um den zukünftigen Ausbau an Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Da die Flexibilität sowohl durch die Erzeugung als auch durch den Verbrauch und durch Speicher erbracht werden kann und die verschiedenen Märkte und Netze beeinflusst, umfasst die Analyse der Flexibilität einen Großteil des Energiesystems. In dieser Studie soll untersucht werden, welches Flexibilitätspotential aktuell (2020) und künftig (2030) in Österreich vorhanden sein wird. Ebenso soll für diesen Zeitraum abgeschätzt werden, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität bzw. wie viel Flexibilität für die einzelnen Flexibilitätsnachfrage-Optionen erforderlich sein wird. Als Flexibilitätsnachfrage-Optionen wird der Energiemarkt mit einem Energiesystem-Modell, die Regelreserve, Redispatch, das Verteilernetz sowie die kurzfristige Portfolio-Optimierung innerhalb eines Tages berücksichtigt.

## *Definition des Flexibilitätsbegriffs:*

*Flexibilität ist die Möglichkeit, an einem definierten Netzknoten des Stromsystems über die zeitnahe Veränderung - durch eine externe Vorgabe - die Einspeise- oder Bezugsleistung zu ändern. Die Vorgaben können von außen über Aggregatoren, definierte Schnittstellen oder andere Systemanforderungen erfolgen und somit die erbringenden Anlagen netz-, markt-, kunden-, systemdienlich eingesetzt werden (wobei der Fokus dieser Studie auf den netz- bzw. marktdienlichen Services liegt). Es wird mit Flexibilität die Veränderung der elektrischen Einspeise- oder Bezugsleistung für eine gewisse Zeitspanne (= **Flexibilitätsangebot**), in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem (= **Flexibilitätsnachfrage**) zu erbringen<sup>1</sup>, bezeichnet.*

# 2 FLEXIBILITÄTSANGEBOT

Eines der Ziele dieser Studie ist es, das tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential der verschiedenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichertechnologien zu ermitteln. Dabei wurde pro Technologie als erstes das technische Potential ermittelt. Da es oft begrenzende Hürden für die Flexibilität gibt, ergibt sich das *tatsächlich nutzbare Potential* aus dem *technischen Potential*, das von technischen, regulatorischen, wirtschaftlichen und politischen Hemmnissen eingeschränkt wird. Im Folgenden werden die wesentlichen Kernaussagen je Technologie zusammengefasst:

**Erzeuger:** In der Analyse des Flexibilitätspotentials der Erzeuger wird zwischen thermischen Kraftwerken (Erdgas, Biogas, Biomasse, Müllverbrennung) und volatilen erneuerbaren Erzeugern (vEE, Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft) unterschieden. Während viele Flexibilitätsoptionen erst in den Anfängen ihrer Nutzung sind, nahmen die Erzeuger historisch gesehen eine zentrale Rolle zur Bereitstellung der erforderlichen Systemflexibilität ein, und auch in Zukunft wird ihnen auch weiterhin eine wichtige Bedeutung zukommen. Der erwartbare Einsatz der Erzeuger zur künftigen (2030) Flexibilitätsbereitstellung innerhalb der betrachteten Flexibilitätsmärkte wurde im Rahmen dieser Studie mittels Energiemarktmodellierung eruiert. 2020 liegen die höchsten Flexibilitätspotentiale unter den Erzeugern bei Lauf- und Schwellwasserkraft, gefolgt von Speicherwasserkraft, Windkraft und Erdgas. Durch den geplanten Shift zu mehr erneuerbaren Energien liegen die höchsten Potentiale 2030 hingegen bei den volatilen Erzeugern Photovoltaik und Windkraft. Die Potentiale der steuerbaren Erzeuger gehen hingegen bis 2030 zurück, aufgrund der geplanten Reduktion fossiler Brennstoffe.

**Import & Export:** Grenzüberschreitende Stromflüsse stellen sowohl heute als auch zukünftig eine der wichtigsten Flexibilitätsoptionen dar, um Unterschiede in Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Die Voraussetzung für grenzüberschreitenden Stromhandel ist das Vorhandensein einer entsprechenden Netzinfrastruktur. Die Übertragungsnetzkapazitäten mit den in anderen Marktgebieten verorteten Erzeugern, Verbrauchern und Speichern können grundsätzlich als Flexibilitätsoption für die verschiedenen Märkte bzw. Operationen genutzt werden. Die für den Handel nutzbaren Grenzkapazitäten (NTC) betragen im Jahr 2020 in Summe zu allen Nachbarländern 9.100 MW (Export) bzw. 8.855 MW (Import)<sup>2</sup>. Sie sind in Hinblick auf einen

<sup>1</sup> In Anlehnung an die Definition der Bundesnetzagentur (BNetzA)

<sup>2</sup> Quelle: ENTSO-E TYNDP 2018 (<https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>)

sicheren Netzbetrieb deutlich kleiner als die thermische Übertragungsleistung der grenzüberschreitenden Leitungen – doch selbst diese stellen ein theoretisch verfügbares Potential dar. Die für das Jahr 2030 prognostizierten NTC Werte gemäß TYNDP 2020<sup>3</sup> werden daher mit einem Abschlag von 20 % verwendet und für Österreich eine Redispatch-Simulation nachgelagert.

**Wärmepumpen und Boiler:** Durch die effiziente Kopplung des Wärme- und Stromsektors spielen Wärmepumpen und Elektroboiler eine immer wichtigere Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität, sowohl im Haushalts- als auch im Gewerbebereich. Insbesondere bei Wärmepumpen kann durch die verschiedenen vorhandenen thermischen Speichermöglichkeiten (Heizungsspeicher, Warmwasserspeicher und Gebäude) ein großes Flexibilitätspotential erreicht werden. Abrufe sind (je nach Jahreszeit und Gebäudestruktur) mehrmals täglich über mehrere Stunden möglich. Sowohl bei Wärmepumpen als auch bei Boilern wird bis 2030 ein starker Anstieg des technischen Potentials erwartet; bei den Wärmepumpen um mehr als das Fünffache und bei den Boilern um mehr als das Siebenfache. Schon jetzt nehmen Wärmepumpen vereinzelt am Strommarkt teil, bei Boilern geschieht dies derzeit nur im Rahmen von Forschungsprojekten.

**E-Mobilität:** Abgesehen von Feldversuchen und Pilotanwendungen im Rahmen von Forschungsprojekten, gibt es im Jahr 2020 noch kein erschlossenes technisches und somit auch kein tatsächlich nutzbares Potential von Flexibilität von E-Autos. Das technische Potential an Flexibilität ist 2030 signifikant, es gibt aber noch technische Herausforderungen die Flexibilität zu erschließen. Mit den in Zukunft vermehrt vorhandenen Optionen der Bereitstellung von positiver und negativer Flexibilität durch „Vehicle-to-Grid“ Services und „Smart Charging“ wird auch der batterieelektrische Mobilitätssektor eine wachsende Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität spielen. Jedoch muss beachtet werden, dass das Flexibilitätspotential von E-Autos nur in Pools genutzt werden kann und das genutzte Flexibilitätspotential meist kurz nach der Flexibilitätsnutzung nachgeladen werden muss bzw. die Nachladung noch am selben Tag erfolgen wird.

**Industrie:** Das Potential der Flexibilitätsbereitstellung von industriellen Verbrauchern resultiert vor allem aus flexiblen Eigenerzeugungsanlagen und zu einem großen Anteil auch aus Verbrauchern mit großem spezifischem Stromverbrauch. Im Jahr 2020 bietet die Industrie noch viel ungenutztes Potential, weshalb dieser Sektor perspektivisch eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität spielen kann. Einschränkend in Bezug auf Planbarkeit und Verlässlichkeit dieser ist jedoch, dass das Produktionsverhalten von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Branche nur bedingt definierten Verläufen folgt und immer stark von der Wirtschaftslage und somit der Auslastung abhängt. Während perspektivisch bis 2030 das technische Potential aufgrund der langen Nutzungsdauern von industriellen Prozessanlagen annähernd gleichbleibt, müssen in diesem Zeitraum Hemmnisse abgebaut werden, um das nutzbare Potential ausschöpfen zu können. Für die Modellierung wurden explizit nur jene Potentiale ausgewählt, die eine Lastverschiebung für mindestens eine Stunde ermöglichen, ohne einen Produktionsausfall, zu riskieren.

**Gewerbe:** Gewerbesparten, die ein hohes Potential zur Bereitstellung von Flexibilität aufweisen, sind Klimatisierung & Lüftung, Rechenzentren, Lebensmittelkühlung, Kläranlagen und Wasserversorgung. Die leistungsmäßig größten Potentiale im Gewerbebereich stellen Klimatisierung & Lüftung dar, hier gibt es aber die größten Einschränkungen was die Dauer und Häufigkeit der Abrufe betrifft (max. 1 h, max. 1 x / Tag). Der größte Anstieg beim technischen Potential wird bei den Rechenzentren erwartet. Die größte Herausforderung im Gewerbebereich sind die hohen Qualitätsanforderungen an die durchgeführten Anwendungen. Hier muss durch eine automatisierte Ansteuerung sichergestellt werden, dass die Anforderungen der Anlagen zu jedem Zeitpunkt erfüllt sind. Daher wird in allen Sparten die tatsächliche Nutzung der schon jetzt zur Verfügung stehenden Potentiale erst bis 2030 erwartet.

**Wasserstoff:** Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse (Power-to-Gas) bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen, als auch Energie saisonal zu verlagern, da Wasserstoff im Gegensatz zu Strom längerfristig speicherbar ist. Eine saisonal fokussierte Erzeugung von Wasserstoff würde aber deutlich höhere installierte Kapazitäten und Investitionskosten bedeuten. Momentan gibt es in Österreich noch keine Power-to-Gas-Anwendungen und

---

<sup>3</sup> Quelle: ENTSO-E TYNDP 2020 (<https://tyndp.entsoe.eu/>)

Infrastruktur im großen Maßstab. Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff eine größere Rolle im Stromsystem spielen wird. Daher wird im österreichischen NEKP ein Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion (Umwandlungseinsatz) von 1,18 TWh genannt<sup>4</sup>.

**(Pump-)Speicherkraftwerke:** Neben dem Import und Export, ist Speicherwasserkraft bereits heute eine dominierende Flexibilitätsoption. Grundsätzlich ist hierbei zwischen reinen Speicherwasserkraftwerken ohne Pumpen und Pumpspeicherkraftwerken zu unterscheiden. Österreich verfügt über beide Anlagentypen, die durch bedarfsabhängige Erzeugung Flexibilität bereitstellen können. Zukünftig wird eine Steigerung der installierten Leistung und der Speicherkapazität erwartet. Gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario<sup>4</sup> ist bei (Pump-)Speicherkraftwerken eine Steigerung der Turbinenleistung von derzeit (2020) 8,8 GW auf 10,8 GW (2030) geplant, ebenso eine Erhöhung der Pumpleistung von 4,2 GW auf 5,5 GW. Diese Angaben bilden die Basis für die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Modellierung.

**Batterien:** Generell werden hier Heimspeichersysteme und Großbatterien unterschieden. Die Entwicklung des Flexibilitätsangebots in diesem Sektor hängt sehr stark von zukünftigen wirtschaftlichen Anreizen ab, die Bereitstellung wäre aber technisch machbar. Für Großbatterien kann insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie Primärregelreserve und zukünftig möglicherweise schnellere Regelreserveprodukte attraktiv sein. Ein großflächiger Einsatz von Batteriespeichern zur Unterstützung des Verteilernetzes ist bis 2030 durch das derzeitige Regulativ eher unwahrscheinlich. In einzelnen Nischenanwendungen können sie aber sehr wohl zur temporären Netzunterstützung zum Einsatz kommen.

**Zusammenfassung:** Die Ergebnisse der Erhebung des Flexibilitätsangebots für das Jahr 2030 sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Graphik zeigt die maximal verfügbaren flexiblen Leistungen in positive und negative Richtung, bei einer Abrufdauer von 1 h. Dabei ist zu beachten, dass diese maximalen Potentiale nicht über das gesamte Jahr hinweg verfügbar sind, sondern durch diverse Faktoren (Jahreszeit, Tageszeit, Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen, Regenerationszeiten, etc.) verringert werden können. Abgebildet ist das technische sowie das tatsächlich verfügbare Potential. Man sieht deutlich den geplanten Shift hin zu mehr erneuerbaren Energien, und somit die höchsten (negativen) Potentiale bei Photovoltaik und Windkraft. Des Weiteren sind bis 2030 deutlich mehr Potentiale im Bereich der Verbraucher verfügbar und vor allem auch tatsächlich nutzbar. Trotz dieser Erhöhungen liegt die flexible Leistung durch Erzeuger sowie Import und Export nach wie vor um ein Vielfaches über den höchsten Potentialen aus diesen „neuen“ Flexibilitätssektoren.

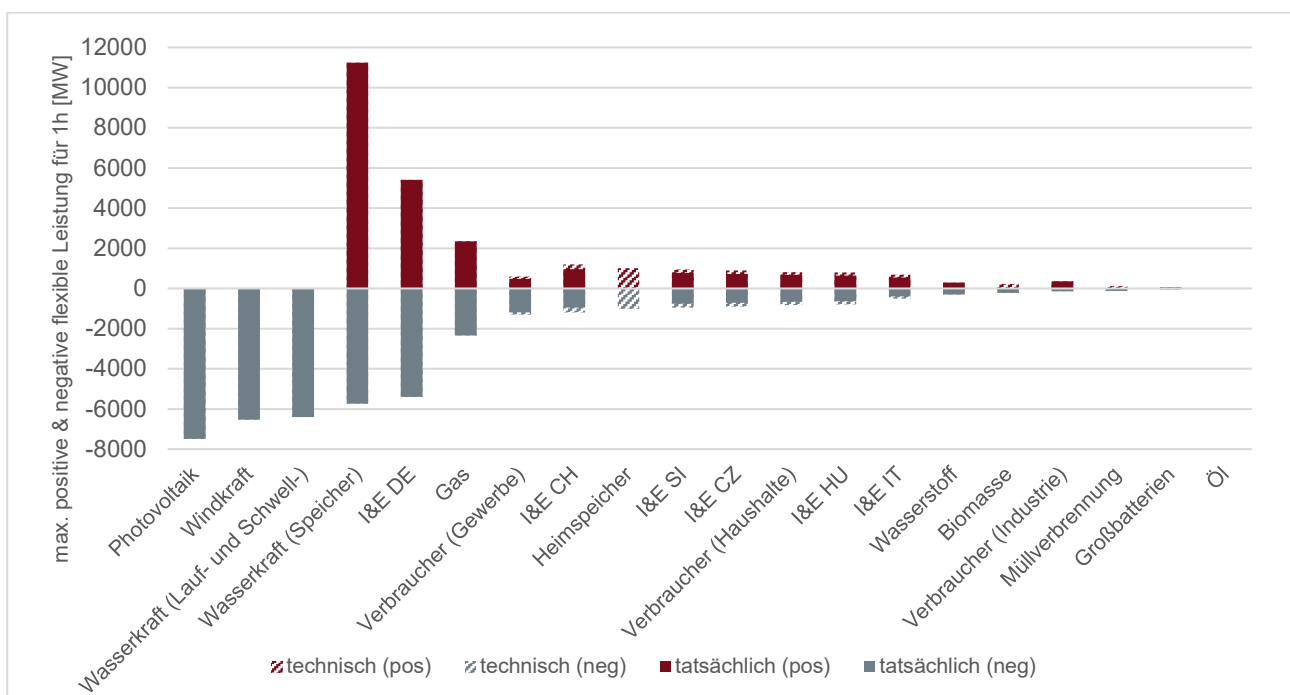


Abbildung 1: Gesamtüberblick der maximal verfügbaren Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h für 2030.

<sup>4</sup> Quelle: Umweltbundesamt, 2019. WAM NEKP Szenario.

### 3 FLEXIBILITÄTSNACHFRAGE

Als weiterer zentraler Punkt wurde in dieser Studie außerdem abgeschätzt, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität künftig sein wird, und in welchem Ausmaß Flexibilität für einzelne Flexibilitätsnachfrage-Optionen erforderlich sein wird. Konkret handelt es sich bei den betrachteten Flexibilitätsnachfrage-Optionen um den Energiemarkt, Redispatch, Verteilernetz-anwendungen, die Portfolio-Optimierung für den Ausgleich der Fahrpläne einer Wind-Bilanzgruppe und den Regelreservebedarf.

**Energiemarkt:** Vor allem kurzfristige Energiemärkte werden hinsichtlich Flexibilitätsbedarf in Zukunft eine zentrale Rolle spielen, da sie am Strommarkt zum Abgleich von Angebot und Nachfrage dienen. Im Rahmen dieser Studie erfolgte eine Evaluierung des Status Quo (2020) des Flexibilitätsbedarf im österreichischen Strommarkt auf Basis von statistischen Daten. Darüber hinaus wurde eine umfassende modellbasierte Untersuchung des zukünftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs durchgeführt, deren Ergebnis Aufschluss über den Bedarf an Flexibilität für die kurzfristigen Energiemärkte (Day-Ahead, Intraday) im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von überregionalen Effekten (Nachbarländer), gibt. Um dies zu bewerkstelligen, wurde der aus der Residuallast<sup>5</sup> abgeleitete Flexibilitätsbedarf in den Fokus eines Szenarienvergleichs gestellt. Es wurden unterschiedliche Wettereinflüsse, konkret ein Szenario „Normaljahr 2030“ und ein Szenario „Extremjahr 2030“, begleitet von einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss des künftigen CO<sub>2</sub>-Preises und der markttechnischen Verfügbarkeit von Großbatterien, betrachtet. Ebenso zeigt die Modellierung die Deckung dieser Flexibilität durch Einsatz der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 2 illustriert den zeitlichen Verlauf der Residuallast heute (2020 – auf Basis von Strommarktstatistiken) und morgen (2030 – gemäß Modellierung), während Abbildung 3 den zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) die Jahresbilanz der Residuallast (rechts) vergleichend darstellt.

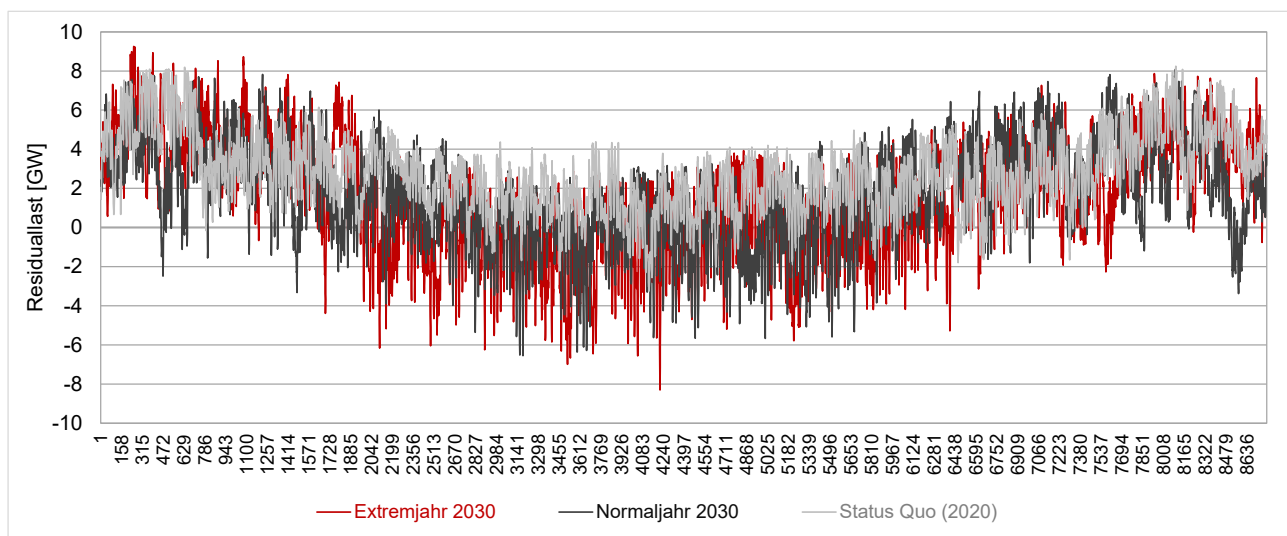


Abbildung 2: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) zum zeitlichen Verlauf der Residuallast<sup>6</sup>

Wie aus Abbildung 3 (rechts) ersichtlich, zeigt ein **Vergleich der Residuallast** heute und morgen in der Jahresbilanz einen deutlichen Rückgang der Residuallast. Dies widerspiegelt den antizipierten Wandel im Stromsystem, also des gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario anvisierten massiven Ausbaus erneuerbarer Energien.

Hinsichtlich der zeitlichen Dynamik der Residuallast zeigen 2020 Daten beachtliche Gradienten, sowohl positive als auch negative. Die Modellierung des Jahres 2030 liefert hierzu ein verhaltenes Bild – demgemäß wäre ein deutlicher Rückgang dieser Dynamik zu erwarten. Hauptgrund hierfür ist der anvisierte massive Ausbau vEE und der damit verbundene Rückgang an residualer Last.

<sup>5</sup> Die Größe „Residuallast“, welche die Differenz zwischen (starrer) Last und der Stromerzeugung aus vEE bemisst, beschreibt eben diesen Zusammenhang in dienlicher Art und Weise.

<sup>6</sup> Quelle: basierend auf ENTSO-E Transparency Plattform (<https://transparency.entsoe.eu/>) bzw. eigenen Berechnungen

Ein Blick auf den ermittelten **Flexibilitätsbedarf** (vgl. Abbildung 3) zeigt in der kurzen Frist, also hinsichtlich der stündlichen Schwankungen im Vergleich zum Tagesmittel, einen Anstieg von 30 % bis 33 % bis 2030. In der mittleren Frist zeigt sich ein ähnliches Muster, während in der langen Frist ein deutlicher Anstieg an Flexibilitätsnachfrage zu beobachten ist um 37 % bis hin zu 81 % im Vergleich zu heute (2020).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Modellierung des Jahres 2030 einen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zu heute aufzeigt, konkret also hinsichtlich der zeitlichen Schwankungen der residualen Last, während der absolute Bedarf an residual zu deckender Last als Folge des anvisierten Ausbaus Erneuerbarer deutlich abnimmt.

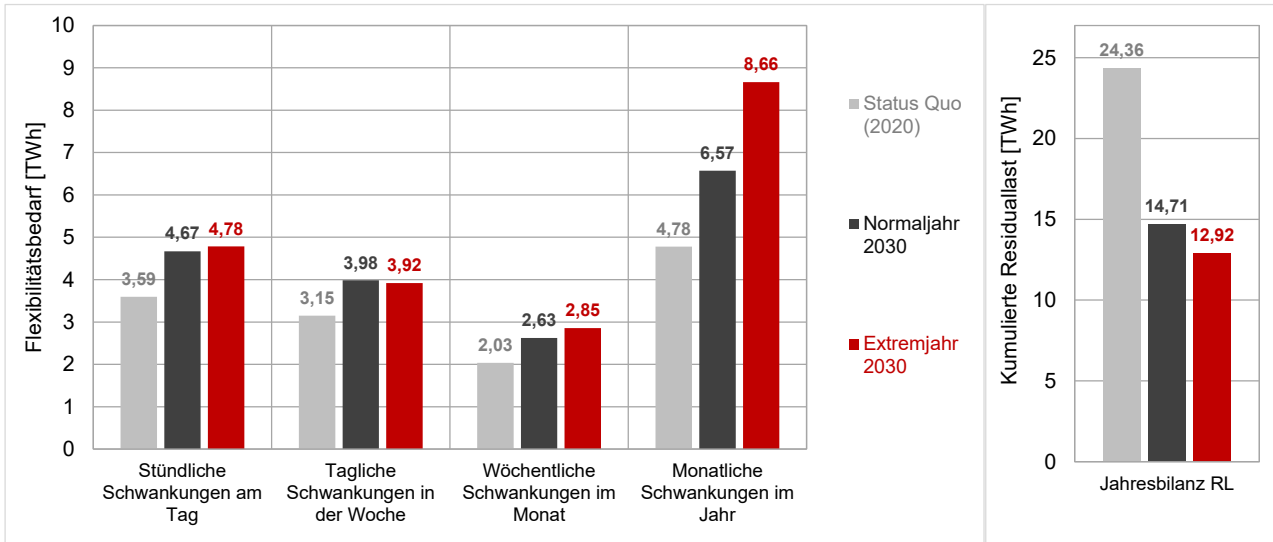


Abbildung 3: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts)<sup>7</sup>

Zur **Deckung des Flexibilitätsbedarfs** stehen unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Hierbei zeigt sich gemäß Modellierung folgendes Einsatzmuster:

- Verbraucherseitige Optionen (Lastverschiebung in Haushalt, Gewerbe und Industrie, E-Mobilität, Wasserstoffherzeugung etc.) tragen zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen in der Residuallast bei, leisten jedoch (nahezu) keinen Beitrag zum saisonalen Ausgleich in der langen Frist.
- Großbatterien, falls im Strommarkt 2030 verfügbar, würden in analoger Form zu flexiblen Verbrauchern einen Beitrag zur Bedarfsdeckung in der kurzen Frist liefern
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erlauben einen flexiblen Einsatz in allen Zeitbereichen. Aufgrund realer Einsatzmuster ist deren Beitrag im Regelfall höher in der kurzen und mittleren Frist sowie zur Deckung der Residuallast über das Gesamtjahr betrachtet, also hinsichtlich der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast. Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass die (Pump)Speicherwasserkraft von zentraler Bedeutung zur Deckung der Nachfrage an Systemflexibilität im heimischen Strommarkt heute ist – und dies ist auch für morgen (2030) zu erwarten.
- Thermische Kraftwerke zeigen im Regelfall ein hierzu gegenläufiges Muster: Ihr Beitrag ist tendenziell am größten in der langen Frist, also zum saisonalen Ausgleich der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel, und bei der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast.
- Beim Stromaustausch fällt der Beitrag zum saisonalen Ausgleich, also zum Decken der höheren Residuallast in den Wintermonaten, deutlich am größten aus, auch im Vergleich zu anderen Optionen. In der kurzen Frist, also zum Ausgleich stündlicher Schwankungen am Tag, ist es umgekehrt. Hier exportiert Österreich kurzfristige Flexibilität an die Nachbarländer.

**Redispatch:** Auf Basis der stündlichen Ergebnisse der Energiemarktmodellierung wurde in weiterer Folge der Flexibilitätsbedarf für Redispatch berechnet. Dazu wurden – basierend auf den stündlichen Ergebnissen des Marktmodells – prozentuelle Leitungsauslastungen für alle installierten Leistungen in Österreich berechnet,

<sup>7</sup> Quelle: basierend auf ENTSO-E Transparency Plattform (<https://transparency.entsoe.eu/>) bzw. eigenen Berechnungen

und auftretende Überlastungen mittels eines Algorithmus zur Abrufung von Redispatch aufgelöst. Anschließend wurden wieder die bereits erwähnten Szenarien verglichen. Infolgedessen zeigten sich nur wenige Unterschiede in der Aktivierung von Redispatch und eine ähnliche durchschnittliche Auslastung auf den kritischen Leitungen des Übertragungsnetzes. Die Untersuchung des konkreten Flexibilitätseinsatzes zeigt einen maximalen Bedarf an Flexibilität von  $\pm 1.500$  MW (Normaljahr 2030) und  $\pm 1.900$  MW (Extremjahr 2030) für Redispatch, sowie einen Gesamtenergiebedarf von rund  $\pm 880$  GWh (1.455 GWh laut Annual Report der APG in 2020). Eine Vergleichssimulation ohne Netzausbau zeigte kaum zu bewältigende Überlastungen und unterstreicht somit die Notwendigkeit der geplanten Neubau- und Erneuerungsprojekte.

**Verteilernetzanwendungen:** Als größte Herausforderung der Verteilernetzanwendungen wird in dieser Studie die zunehmende Durchdringung von dezentralen Erzeugern und neuen Verbrauchern im Verteilernetz, und die damit einhergehende Betreibung dieser Netzebene an den technischen Grenzen, identifiziert. Hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilität im Verteilernetz kann auf Basis der nationalen und internationalen Erfahrungen folgendes festgehalten werden:

- Eine messtechnische Erfassung der realen Netzsituation erlaubt es von Worst-Case-Annahmen in der Netzplanung abzugehen. Durch das laufende Monitoring der realen Netzsituationen können sowohl erweiterte Reserven/Kapazitäten nutzbar gemacht werden, als auch kritische Netzbereiche aufgezeigt und identifiziert werden. Für das Niederspannungsnetz ist der Aufwand für diese Analysen deutlich höher, aufgrund der höheren Leitungslängen, Anzahl an Betriebsmitteln, Kunden und Knoten.
- Netztopologische Maßnahmen (z.B. Schaltzustand, Stufensteller) sind im Hoch- und Mittelspannungsnetz eine sehr effiziente Lösung (z.B. temporäre oder dauerhafte Ringschlüsse). Es wird erwartet, dass dies in Zukunft verstärkt möglich sein wird, da immer mehr Netzbetreiber auch die Mittelspannungsnetze vollständig in ihre Leitsysteme integrieren. Mit einem höheren Automatisierungsgrad und der Integration in Leitsysteme sind Umschaltungen im Netz vereinfacht durchführbar. Im Niederspannungsnetz sind diese Maßnahmen hingegen sehr schwer zu realisieren, da diese als Strahlnetze betrieben werden und nicht automatisiert sind.
- Die Untersuchungen zu innovativen Netzkomponenten, wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangregler, zeigen ein großes Potential die Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen kosteneffizient zu erhöhen. Aus diesem Grund müssen sie in Netzplanungsprozessen als Alternativen berücksichtigt werden.
- Auch im koordinierten Betrieb von Verbrauchern (z.B. Ladung von E-Fahrzeugen) und Erzeugeranlagen (z.B. PV) gemeinsam mit Speichern liegt großes Potential zur Vermeidung von Erzeugungs- bzw. Lastspitzen. Ob solche Maßnahmen tatsächlich in der Netzplanung genutzt werden können, hängt davon ab, ob sie in der Praxis auch zuverlässig funktionieren.
- In Netzanschlussbedingungen bzw. in Grid Codes definierte Maßnahmen (vgl. in Österreich Technischen Regeln für Erzeuger) wie Blindleistungsbereitstellung und spannungsgeführte Wirkleitungsregelung sind geeignete Maßnahmen für die Steigerung der Aufnahmekapazität von bestehender Netzinfrastruktur. Eine Umsetzung einer 70 %-Abregelung (vgl. Deutschland) sollte in Österreich angedacht bzw. diskutiert werden.
- Netztariflich abgedeckte Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferungen (vgl. Wärmepumpentarif) stellen weiterhin eine sehr geeignete Möglichkeit für die Vermeidung von kurzfristigen Engpässen dar. Unterbrechbare Lieferungen erlauben eine Lastverschiebung im Falle von Kapazitätsengpässen.
- Mit der Weiterentwicklung von Netzleitsystemen ist in der Hochspannungsebene eventuell der Einsatz marktbasierter Flexibilität analog zu bestehenden Produkten im Übertragungsnetz möglich. Im Mittel- und Niederspannungsnetz ist marktbasierter Flexibilität nur sehr eingeschränkt nutzbar, da Kapazitätsengpässe sehr lokal auftreten und nur wenige Netznutzer als potenzielle Flexibilitätsbereitsteller in Frage kommen.

Generell muss festgehalten werden, dass die wirtschaftliche Bewertung der Lösungen im Niederspannungsnetz sehr sensitiv auf die Annahmen bezüglich laufender Kosten (OPEX) der Lösungen ist. Die tatsächlichen operativen Kosten werden erst mit den Erfahrungen aus einem breiteren Einsatz der Lösungen bekannt werden. Auf jeden Fall müssen die Lösungen einfach und auch sehr robust (Stichwort Wartungsaufwand) sein. In der Netzplanung müssen daher sehr konservative OPEX Annahmen getroffen werden.

**Portfolio Optimierung:** Im Zuge der Studie wurde, mit Fokus auf den Ausgleich von Fahrplanabweichungen, die Verwendung von Flexibilität bei der Intraday-Portfolio-Optimierung näher beleuchtet. Grundsätzlich gilt, dass der Flexibilitätsbedarf über eine Nachbildung oder Befragung der Bilanzgruppe ermittelt, oder über eine Analyse der Prognoseabweichungen der einzelnen Technologien bzw. des Verbrauchs abgeschätzt werden kann. Der Fokus der Analyse lag auf der historischen Prognoseabweichungen mit Fokus auf Wind-Technologien, welche mittels einer deskriptiven statistischen Analyse für den Zeitraum Januar 2020 bis Februar 2021 durchgeführt wurde. Es zeigte sich, dass bereits im Jahr 2020 ein signifikanter Flexibilitätsbedarf für den Ausgleich der Winderzeugung durch Bilanzgruppen herrscht. Zudem zeichnet sich ein Anstieg des zu erwartenden benötigten Flexibilitätsbedarfs für Intraday- und Ausgleichsenergie durch den geplanten Zubau von Winderzeugung ab, wobei hier mit etwa einer Verdopplung des Flexibilitätsbedarfs zu rechnen ist.

**Regelreservebedarf:** Die Abschätzung des Regelreservebedarfs wurde je nach Typ unterschiedlich vorgenommen. Die Momentanreserve wurde über eine Abschätzung ausgehend von einer vorhergehenden Literaturrecherche ermittelt. Die Bedarfsbestimmung für FCR (Frequency Containment Reserve / Primärregelreserve) wurde über ExpertInneneinschätzungen, ausgehend von der Bedarfsberechnungsmethode für FCR, eingeholt. Für die anderen Regelreservetypen (aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve / Sekundärregelreserve, mFRR – manual Frequency Restoration Reserve / Tertiärregelreserve) wurde eine qualitative/historische Betrachtung herangezogen, da eine quantitative, wahrscheinlichkeitstheoretische Abschätzung auf Grund der hohen Unsicherheit bei den relevanten Einflussfaktoren nicht möglich ist. Es hat sich gezeigt, dass im Verbundnetz mit dem Wegfall konventioneller Momentanreserve ein Anstieg des Bedarfs an schneller Regelreserve zu erwarten ist, der jedoch in Österreich durch die durch Wasserkraft bereitgestellte Schwungmasse gedeckt werden kann. Es wird keine Erhöhung des FCR-Bedarfs erwartet. Insbesondere ist nicht von einer relevanten Veränderung des Referenzstörfalls bis 2030 zu rechnen. Die Bedarfsprognose für FCR ist jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet. So kann eine Erhöhung des FCR-Bedarfs durch Stundensprünge, eine Veränderung der Kraftwerksausfallinzidenz und durch die Erbringung aus Einheiten mit limitierenden Energiespeichern nicht ausgeschlossen werden. Für aFRR und mFRR legt eine qualitative Betrachtung der relevanten Einflussfaktoren einen leichten Anstieg des Bedarfs bis 2030 nahe. Weder von einer Zunahme internationaler Kooperation, einer Veränderung der Lastprognosefehler, noch durch die Wahrscheinlichkeit und Höhe von Kraftwerksausfällen wird eine relevante Veränderung des aFRR/mFRR-Bedarfs erwartet. Während von der Struktur des Strommarktes sowie einer Verbesserung der Prognosegüte für variable Erneuerbare ein senkender Einfluss auf den aFRR/mFRR-Bedarf zu erwarten ist, ist davon auszugehen, dass der erhöhende Einfluss des Zubaus variabler Erneuerbarer überwiegt, sodass insgesamt mit einem leichten Anstieg des aFRR/mFRR-Bedarfs zu rechnen ist.

**Zusammenfassung:** In dieser Studie zeigt sich, dass der Bedarf nach Flexibilität bis 2030 für 4 von 5 Flexibilitätsnachfragern weiter steigen wird (Tabelle 1). Es zeigt sich auch, dass es daher notwendig ist, tatsächlich nutzbare Potentiale weiter zu erschließen und diese sowohl für die Märkte als auch für das Verteilernetz verfügbar zu machen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für das Verteilernetz nur die Flexibilität eingesetzt werden kann, die auch lokal vor Ort sowie in der richtigen Netzebene verfügbar ist. Es verbleiben noch weitere offene Forschungsfragen, etwa in Hinblick darauf, wie der Einsatz von Flexibilität noch verbessert werden kann. Dazu zählen beispielsweise die Standardisierung der Flexibilitätsprodukte, die Prozesse in Bezug auf die Interaktion Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sowie auch das Regulativ für die Verwendung der Flexibilität im Verteilernetz.

Tabelle 1: Überblick der Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs der jeweiligen Flexibilitätsnachfragern

	Trend - Bedarf an kurzfristige Flexibilität bis 2030
Energiemarkt	schwacher bis mittlerer Anstieg bei kurzfristigen Schwankungen der Residuallast, starker Anstieg hinsichtlich der langfristigen (saisonalen) Schwankungen
Redispatch	starke Abnahme
Verteilernetz Anwendungen	starker Anstieg
Kurzfristige Windportfolio-Optimierung	starker Anstieg
Regelreserve	neutral - leichter Anstieg





## **AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH**

Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich

Tara Esterl  
Head of Competence Unit  
Integrated Energy Systems  
Center for Energy  
+43 50550-6077  
tara.esterl@ait.ac.at

Margit Özelt  
Marketing and Communication  
Center for Energy  
+43 50550- 6302  
margit.oezelt@ait.ac.at

Anna-Maria Sumper  
Office Management  
Center for Energy  
+43 50550- 6497  
anna-maria.sumper@ait.ac.at