
Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem

Kooperationsprojekt im Rahmen der Initiative
zusammEn2040

Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem

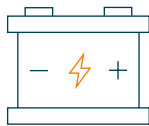
Juli 2025

© d-fine GmbH

Executive Summary	Seite 3
1. Einleitung	Seite 5
1.1 Motivation	
1.2 Kooperationsprojekt im Rahmen von zusammen 2040	
1.3 Ziel und zentrale Fragestellungen der Studie	
2. Definition von Flexibilitäten	Seite 7
3. Methodik	Seite 8
3.1 Europäisches Energiesystemmodell <i>XENIA</i>	
3.2 Dimensionierung von Batteriespeichern	
3.3 Residuallast-Analyse	
4. Szenarienbeschreibung	Seite 11
4.1 Basisszenario <i>(BASE)</i>	
4.2 Extreme Weather Year <i>(EWY)</i>	
4.3 Reduced Electricity Transport <i>(RET)</i>	
5. Ergebnisse	Seite 16
5.1 Residuallast-Analyse	
5.2 Flexibilitätsbedarf im zukünftigen Energiesystem	
5.3 Spotlights	
6. Deep-Dive: Regionaler Bedarf an Batterien	Seite 28
6.1 Großspeicher, Gewerbespeicher und Heimspeicher	
6.2 Methodik	
6.3 Ergebnisse	
7. Diskussion	Seite 33
8. Fazit & Ausblick	Seite 34
A.I. Literaturverzeichnis	Seite 35
A.II. Anhang: Tabellen	Seite 37

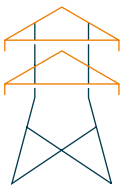
Executive Summary

Diese Studie wurde im Rahmen eines kollaborativen Projekts zwischen Austrian Power Grid (APG), dem Bundesverband Photovoltaic Austria, der Technischen Universität Graz und d-fine durchgeführt. Der methodische Rahmen wird durch ein sektorgekoppeltes europäisches Energiesystemmodell geschaffen, welches bei APG operativ und im Rahmen der Initiative zusammen2040 eingesetzt und kontinuierlich weiterentwickelt wird. Mit Hilfe dieses Modells lassen sich Investitionen in das zukünftige Energiesystem unter der Prämisse minimaler Systemkosten analysieren und bewerten. In dieser Studie fokussiert sich die Ergebnisanalyse auf Österreich, mit besonderem Schwerpunkt auf Flexibilitäten und Speichermöglichkeiten. Die zentralen Erkenntnisse aus den Untersuchungen umfassen:



Speicher sind essenziell für das Gelingen der Systemtransformation

Batteriespeicher werden mit insgesamt 8,7 GW (2,7 GW Großspeicher und 6 GW Kleinspeicher) zum Grundpfeiler für kurzfristige dezentrale Flexibilitäten in Österreich. Pumpspeicher gewinnen als flexible Allrounder eine stetig wachsende Bedeutung im Energiesystem.



Der nationale und internationale Stromtransport wird sich bis 2040 nahezu verdoppeln

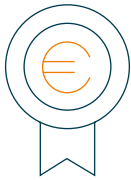
Durch die Energietransformation, die fortschreitende Elektrifizierung und den Ausbau erneuerbarer Stromerzeuger gewinnt die Anbindung Österreichs an das europäische Verbundsystem weiter an Bedeutung. Der nationale und internationale Stromtransport wird sich bis 2040 nahezu verdoppeln. Ein entsprechend ambitionierter Netzausbau ist die Grundvoraussetzung dafür.

Für Spitzenlasten und gesicherte Versorgungsleistung werden auch in Zukunft thermische Kraftwerke benötigt. Sie werden mit klimaneutralen Gasen, etwa Biogas, grüne synthetische Gase und Wasserstoff betrieben.



Das Übertragungsnetz ist eine wichtige Flexibilitätsoption und Netzausbau stabilisiert die Energiekosten langfristig

Das Übertragungsnetz ist eine wichtige Flexibilitätsoption. Darüber hinaus ist der Netzausbau entscheidend für den Import von kostengünstigem Strom und die Integration erneuerbarer Energien. Ein unzureichender Ausbau führt zu deutlich erhöhten Stromkosten in Österreich. Wenn keine zusätzlichen Maßnahmen über den aktuellen Netzentwicklungsplan hinaus ergriffen werden, steigen die Stromkosten bis 2050 im Vergleich zu einem Szenario mit effizientem Netzausbau durchschnittlich um 13 Euro pro MWh. Angesichts der Stromnachfrage im Jahr 2050 können daraus jährliche Mehrkosten von bis zu 1,6 Milliarden Euro aufgrund fehlender Transportkorridore entstehen.



Die systemweite Preiswahrheit ist ein Anreiz für systemdienliches Verhalten

Wenn systemweite Preiswahrheit herrscht, folgen intelligente Verbraucher dynamischen Strompreisen und verschieben Lasten in Zeiten hoher Produktion durch Erneuerbare. Ihre Betriebsmodi werden durch technische, ökonomische und regionale Faktoren bestimmt, die innerhalb Österreichs stark variieren können.

Bei weitreichender systemweiter Preiswahrheit reagieren die Akteure dynamisch auf Preissignale und steuern die Bewirtschaftung von Anlagen im Einklang mit den Bedarfen des Gesamtsystems.



Die sichere Energieversorgung ist auch bei extremen Wetterereignissen gewährleistet

Selbst bei Dunkelflaute und Trockenheit bleibt die Energieversorgung in einem dekarbonisierten Energiesystem aufrecht. Engpässe werden durch den abgestimmten Einsatz regelbarer thermischer Kraftwerke, gezieltes Lastmanagement sowie den Strombezug aus Nachbarländern überbrückt. Dafür müssen räumliche, zeitliche und Sektor-übergreifende Flexibilitäten berücksichtigt und koordiniert eingesetzt werden.



Der untertägige Verlagerungsbedarf für elektrische Energie wird massiv steigen

Mit dem Fortschreiten der Elektrifizierung wird sich die installierte Stromerzeugungsleistung bis 2040 in etwa verdreifachen. Ein Großteil des Zubaus entfällt dabei auf erneuerbare Erzeugungsanlagen mit volatilem Erzeugungsprofil. Um dabei eine kosteneffiziente Energieversorgung sicherzustellen, müssen Energiemengen von Zeiten des Überschusses in Zeiten mit hohem Bedarf verlagert werden. Dieser Verlagerungsbedarf steigt besonders innerhalb eines Tages – also untertägig – bis 2040 auf das Sechsfache an. Der saisonale Verlagerungsbedarf wird sich bis dahin verdoppeln.

In der Transformation unseres Energiesystems ist eine Kernsäule der Dekarbonisierung die **Elektrifizierung**. Der zunehmend steigende Bedarf nach grüner elektrischer Energie für neue Abnehmer aus Industrie, Raumwärme und Warmwasserbereitstellung sowie Transport und Mobilität erfordert einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energieträger.

Aus diesem Grund werden verstärkt Maßnahmenpakete geschnürt, die den Ausbau erneuerbarer elektrischer Erzeugungsanlagen sowie Elektrifizierungsprojekte vorantreiben. Mit der steigenden Integration volatiler Stromerzeugungstechnologien besteht zunehmender Bedarf nach Möglichkeiten, elektrische Energie zur richtigen Zeit am richtigen Ort sicher und ökonomisch angemessen bereitzustellen.

Der synchrone Umbau des Erzeugungsparks und der Nachfrageseite erfordert einen koordinierten und effizienten Transformationspfad. Der Wandel im österreichischen Energiesystem geht mit drei strukturellen Änderungen einher:

- **Zeitliche Verfügbarkeit:** Während in der Vergangenheit Strommarktgebote und Kraftwerksfahrpläne entsprechend der Nachfrageprognose erstellt wurden, spielt heute und in Zukunft die Verfügbarkeit von Sonne und Wind eine deutlich größere Rolle. Die wetter- und tageszeitabhängigen Leistungsspitzen und -täler stellen das Gesamtsystem, allen voran die leitungsgebundene Strominfrastruktur, vor neue Herausforderungen. Folglich muss durch ein koordiniertes Vorgehen gewährleistet werden, dass Flexibilitätsoptionen die volatile Erzeugung und die steigende Nachfrage in zeitlichen Einklang bringen.
- **Dezentralisierung:** Die bestehende Strominfrastruktur wurde derart konzipiert, dass große zentrale Wasserkraftwerke und thermische Kraftwerke über Netze mit den Verbrauchszentren, wie Städten und Industrieparks, verbunden sind. Mit der Integration von Photovoltaik- und Windkraftanlagen entstehen Erzeugungsanlagen im Gegensatz dazu an regional verteilten Standorten mit ausreichender Fläche und günstigen Produktionsbedingungen. Dies hat wesentliche Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb von Stromnetzen.
- **Bidirektionalität:** Das Stromnetz wurde als Transport- und Versorgungsnetz konzipiert, was bedeutet, dass der Strom von Kraftwerken über verschiedene Spannungsebenen zu den Verbrauchern geleitet wird und gleichzeitig regionale sowie länderübergreifende Verbindungen geschaffen werden. Mit der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen wandeln sich die Stromkunden zunehmend zu Prosumern, da sie sowohl Strom beziehen, aber auch erzeugen und in das Stromnetz einspeisen. Dies bringt neue technische Herausforderungen für das Stromsystem mit sich, da elektrische Energie künftig vermehrt bidirektional fließt.

Hintergrund: Kooperationsprojekt im Rahmen von *zusammEn2040*

In einer gemeinsamen Studie der Austrian Power Grid (APG), dem Bundesverband Photovoltaic Austria, der Technischen Universität Graz und d-fine Austria soll der zukünftige Flexibilitätsbedarf aus einer ganzheitlichen Perspektive analysiert werden. Diese Zusammenarbeit im Rahmen der Initiative *zusammEn2040* zeigt von starker Vernetzung zu den zentralen Themen der Energiewende.

APG hat aufgrund verpflichtender Systemplanungsprozesse ein sektoren-gekoppeltes Modellierungstool entwickelt, das das europäische Energiesystem abbildet. Im Rahmen der Initiative *zusammEn2040* stellt APG dieses Tool auch externen Stakeholdern aus unterschiedlichen Branchen (Energiewirtschaft, Industrie, NGOs und Politik) zur Verfügung, um den faktenbasierten Zugang zur Energiesystemplanung effizient und effektiv zu unterstützen und die Datenverfügbarkeit und Datenqualität auf allen Seiten zu steigern. Die Verwendung eines ganzheitlichen Toolings stellt sicher, dass bei der intelligenten Einbindung von Flexibilitäten in das zukünftig dekarbonisierte Energiesystem **sichere Bedarfsdeckung, Nachhaltigkeit und Kosteneffizienz der österreichischen Stromversorgung gewährleistet sind.**

Ziel und zentrale Fragestellungen der Studie

Der **ganzheitliche Blick auf ein resilientes Energiesystem** bildet die Basis der Analysen dieser Studie. Die zugrundeliegende Modellierung integriert daher alle Sektoren und Energieträger des Energiesystems. Im Fokus der Analysen stehen die Speicher und Flexibilitätsbedarfe im zukünftigen Stromsystem Österreichs. In der Analyse werden die Jahre 2030, 2040 und 2050 modelliert, wobei eine regionale Differenzierung auf Bundeslandebene in der Modellierung und eine darauf aufbauende Analyse auf Bezirksebene erfolgt. Diese Herangehensweise ermöglicht es, räumliche Unterschiede sowie spezifische Transportbedarfe zu berücksichtigen.

Ziel der Studie ist ein umfassender Überblick über notwendige Speicherleistungen, Sektorkopplungstechnologien und verstärkte Transportmöglichkeiten um kurz-, mittel- und langfristige Flexibilitätsbedarfe im zukünftigen Energiesystem zu decken.

Dafür wurden folgende zentrale Forschungsfragen analysiert:

- **Wie hoch** ist der kurz-, mittel- und langfristige **Flexibilitäts- und Speicherbedarf** im zukünftigen Energiesystem und durch welche Technologien wird dieser gedeckt?
- Welche systemweite Auswirkung haben **Extremszenarien** wie beschränkte Ausbaumöglichkeiten von Transportkorridoren oder Zeiten mit kalter Dunkelflaute?
- Welche Rolle spielen zukünftig **Haushalts-, Gewerbe und Industrie-Batteriespeicher** und wie sind diese innerhalb Österreichs verteilt?

Aus Systemsicht lassen sich Flexibilitätsbedarfe in drei Kategorien untergliedern:

■ **Intertemporaler Flexibilitätsbedarf (Zeit)**

Stromspeicher dienen dem zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromsystem. Die prominentesten Vertreter dieser Technologiegruppe sind Pump- und Speicherkraftwerke (hydraulische Speicher) und Batterien (elektrochemische Speicher). Speicherkraftwerke können abhängig von technischen und ökonomischen Faktoren als Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher eingesetzt werden und entsprechend unterschiedliche Systemdienstleistungen bereitstellen. Außerhalb des Stromsektors spielt die Speicherung von Methan, Wärme und zukünftig Wasserstoff eine wichtige Rolle für das sichere und effiziente Betreiben des Energiesystems.

■ **Geographischer Flexibilitätsbedarf (Ort)**

Übertragungsnetze dienen dem regionalen Ausgleich von elektrischer Energie. Sie transportieren Strom unter wirtschaftlichen und physikalischen Restriktionen von Erzeugungs- zu Verbrauchszentren und bewerkstelligen durch Importe und Exporte die internationale Integration von Strommärkten. Die untergeordneten Netzebenen dienen der Verteilung von elektrischer Energie zu den Endkonsumenten. Verteilnetze spielen zum Heben dezentraler Flexibilitäten, insbesondere dem regionalen Zusammenspiel von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eine zunehmend wichtigere Rolle. Fernleitungen dienen dem Transport von Methan und zukünftig Wasserstoff und binden Österreich an internationale Märkte an.

■ **Intersektoraler Flexibilitätsbedarf (Sektoren)**

Intersektorale Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit, Energie zwischen verschiedenen Energieträgern (z.B. Strom, Wärme, Gase) umzuwandeln, um die Gesamteffizienz und Stabilität des Energiesystems zu erhöhen. Außerdem wird darunter die engere Einbindung von Nachfragesektoren (Mobilität, Industrie) verstanden. Diese Flexibilität spielt eine wichtige Rolle in der Integration erneuerbarer Energien, da sie erlaubt, Überschüsse aus einem Sektor in einem anderen zu nutzen. Vertreter dieser Technologiegruppe sind Power-to-Gas, Power-to-Heat, Demand-side Management und Smart-Charging. Auch das Vorhalten flexibler Erzeugungsleistung durch thermische Kraftwerke fällt in diese Kategorie.

3.1

Europäisches Energiesystemmodell XENIA

Das europäische Energiesystemmodell XENIA (*X-sector ENergy-System-Model for Innovative Analysis of the energy transition*) basiert auf dem Open-Source-Projekt PyPSA-Eur [1] und wurde in einer Kooperation zwischen den Übertragungsnetzbetreibern APG und TransnetBW mit Unterstützung durch d-fine für den operativen Einsatz in gesetzlichen Systemplanungsprozessen weiterentwickelt. Es dient als umfassendes Planungsinstrument in den jeweiligen Regelzonen der Kooperationspartner und deckt die Länder der EU-27, das Vereinigte Königreich, Norwegen, die Schweiz und den Westbalkan ab. Österreich wird dabei in zehn Regionen unterteilt, die die Bundesländer sowie Osttirol repräsentieren.

XENIA umfasst in der Modellierung die Sektoren Energiewirtschaft, Wärme, Industrie und Verkehr und optimiert simultan den Einsatz und Ausbau von Erzeugungstechnologien, Speichern sowie Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen durch eine integrierte Markt- und Netzmodellierung. Das Modell erfasst alle relevanten Energieträger, wie Strom, Wasserstoff, Biogas, fossiles Methan, Wärme, Biomassen und Flüssigkraftstoffe. Es bezieht die Transportinfrastruktur zwischen Regionen sowie Netzengpässe auf niedrigeren Ebenen innerhalb von Regionen mit ein. Eine hohe räumliche und zeitliche Auflösung ermöglicht es, die Komponenten des Energiesystems dahingehend zu optimieren, dass in allen Stunden des Jahres die Energiebilanzen ausgeglichen sind.

Unter der Zielsetzung minimaler europäischer Systemkosten und mittels Pfad-Optimierung berechnet XENIA, ausgehend vom Status Quo im Basisjahr, optimale Systemkonfigurationen in den Jahren 2030, 2040 und 2050. Dabei wird ein entsprechender CO₂-Reduktionspfad hinterlegt. Das Modell liefert Resultate zu Kraftwerks-, Speicher- und Netzkapazitäten pro Modellregion, die Auslastung und Fahrweise der Systemkomponenten sowie Gesamtkosten der Energieversorgung und eine CO₂-Bilanz.

3.2

Dimensionierung von Batteriespeichern

In XENIA ist eine vereinfachte Verteilnetzmodellierung für die Netzebene 7 enthalten. Diese Funktionalität ermöglicht es, die aggregierten Effekte zwischen Hoch- und Niederspannungsebene zu differenzieren, ohne Netzanschlusspunkte einzeln zu modellieren.

Um die Rolle von Batteriespeichern bewerten zu können, wird in einem vorgelagerten Dimensionierungstool ein weiterer Verfeinerungsschritt vorgenommen. Darin werden acht typische Verbrauchergruppen¹ definiert und modelliert. Das Ziel der vorgelagerten Berechnung ist es, das Leistungsverhältnis von PV-Dachanlagen zu Kleinbatteriespeichern zu bestimmen. Gemäß diesem Verhältnis werden in XENIA Mindestausbaupfade für Kleinspeicher² vorgegeben. Die Methodik wird im folgenden Abschnitt skizziert.

¹ Drei Typen von Haushalten (Standard, elektrisches Heizen, elektrisches Heizen plus Pufferspeicher), vier Typen von Gewerbe (Standard, Verbrauchsstruktur wochentags, Verbrauchsstruktur inkl. Wochenende, Standard inkl. elektrischen Heizen) und Landwirtschaft

² Darunter werden Heim- und Gewerbespeicher zusammengefasst.

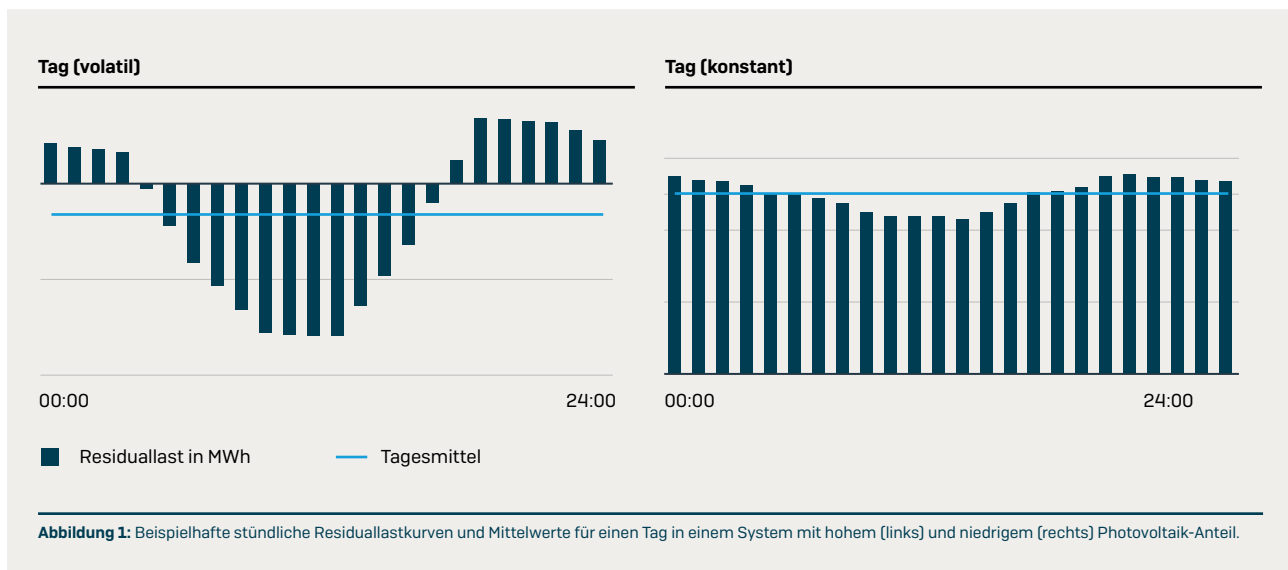
Gemäß Annahmen des ÖNIP werden bis zum Jahr 2030 $8 \text{ GW}_{\text{peak}}$ ³ durch Photovoltaik-Dachanlagen bereitgestellt. Diese Leistung teilt sich auf acht Prosumer-Typen auf, die sich durch ihre Lastprofile unterscheiden. Jeder dieser modellierten Prosumer verfügt über (a) einen Netzanschluss für Strombezug und -einspeisung, (b) eine Photovoltaik-Dachanlage, (c) ein Lastprofil und (d) einen Batteriespeicher, dessen Leistung und Einsatz vom Dimensionierungstool bestimmt werden. Beispielhafte Ergebnisse aus dieser Berechnung sind im Unterkapitel 5.3.3 beschrieben.

3.3

Residuallast-Analyse

Unter Residuallast wird die verbleibende Stromnachfrage verstanden, die nach Berücksichtigung der variablen erneuerbaren Energieerzeugung durch Flexibilitäten gedeckt werden muss. Sie wird berechnet durch die Differenz zwischen der inflexiblen Stromnachfrage und der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien.

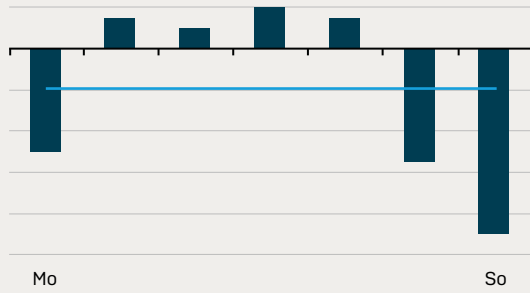
In Abbildung 1 sind zwei stündliche Residuallastkurven für einen typischen Tag dargestellt. In einem durch Photovoltaik- und Wind-Erzeugung dominierten Energiesystem ergibt sich ein hoher Verlagerungsbedarf (links) und in einem Energiesystem mit geringem Anteil an volatilen erneuerbaren Erzeugungsanlagen ein geringer Verlagerungsbedarf (rechts). Der Verlagerungsbedarf, welcher den Flexibilitäts- und Speicherbedarf beschreibt, ist die Summe der Abweichungen einzelner Residuallastwerte vom Mittelwert des betrachteten Zeitraums.



Der **untertägige Verlagerungsbedarf** ist die Summe der Abweichungen von stündlichen Residuallastwerten vom jeweiligen Tagesmittel für alle Tage in einem Jahr. Der **wöchentliche Verlagerungsbedarf** wird berechnet durch die Summation der täglichen Abweichungen vom Wochenmittel für alle Wochen. Der **saisonale erlagerungsbedarf** ist die Summe der wöchentlichen Abweichungen zum Jahresmittel. Die Berechnungsmethodik für wöchentlichen (links) und saisonalen (rechts) Verlagerungsbedarf sind in Abbildung 2 skizziert.

³ Gemäß Integriertem österreichischen Netzinfrastukturplan [4] werden bis 2030 rund 21 TWh/a aus Photovoltaikproduktion als realisierbar erachtet. Es wird angenommen, dass davon ca. 8 TWh/a auf Gebäuden installiert werden. Es wird eine durchschnittliche Jahresproduktion von 1 GWh/a je MW_{peak} für Photovoltaikanlagen unterstellt.

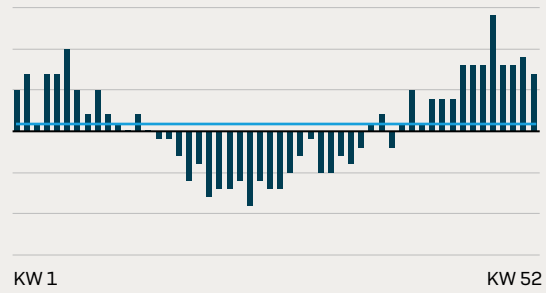
Woche



■ Residuallast in MWh

— Wochenmittel

Jahr



■ Residuallast in MWh

— Jahresmittel

Abbildung 2: Veranschaulichung der Berechnungsmethodik von wöchentlichem (links) und saisonalem Verlagerungsbedarf (rechts).

Die Studie analysiert den Flexibilitätsbedarf im Basisszenario (BASE). Auf dieser Grundlage werden zwei Extremszenarien untersucht: eines bewertet den Einfluss von Extremwetterereignissen (Extreme Weather Year, EWY), das andere die Auswirkungen eines weniger ambitionierten Netzausbaus (Reduced Electricity Transport, RET) auf den Flexibilitätsbedarf. Dieses Kapitel bietet eine detaillierte Beschreibung der drei Szenarien: BASE, EWY und RET.

4.1

Basisszenario (BASE)

Politische Rahmenbedingungen

Österreich verfolgt einen stark ambitionierten Dekarbonisierungspfad, um das Ziel der CO₂-Neutralität im Jahr 2040 zu erreichen. Europa erreicht die CO₂-Neutralität gemäß European Green Deal im Jahr 2050. In den Zwischenjahren werden die Anteile der erlaubten Emissionen auf die Mitgliedstaaten entsprechend der Effort-Sharing Regulation aufgeteilt. Auch der Clean Industrial Deal unterstreicht das Ziel einer wettbewerbsfähigen und klimaneutralen EU.

Die Ausbaupfade für Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik folgen den im Zuge des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) definierten Pfaden⁴. Die Deckung des Stromverbrauchs in Österreich erfolgt ab dem Jahr 2030 zu 100 % bilanziell aus erneuerbaren Quellen.

Dekarbonisierung von Nachfragesektoren

Nachfrageseitig wird ein Umstieg auf effizienzsteigernde Technologien forciert, wobei Elektrifizierung und Sanierung wesentliche Säulen darstellen. Die Dekarbonisierung der Nachfragesektoren ist daher durch eine starke Elektrifizierung charakterisiert. Für hard-to-abate Prozesse in der Industrie wird gezielt Wasserstoff und Festbiomasse eingesetzt.

In Haushalten und im Gewerbesektor reduziert sich der Energiebedarf zur Raumwärmebereitstellung bis 2040 durch Sanierungsmaßnahmen um 30 %. Bei der Dekarbonisierung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erfolgt ein signifikanter Hochlauf von Wärmepumpen. Gleichzeitig gewinnt die Fernwärme zunehmend an Bedeutung, während Biomasse weiterhin eine zentrale Rolle spielt.

Der Industrielle Energieverbrauch folgt dem *Pathway of Industry* – Szenario der New Energy for Industry Studie [2]. Dieses bildet industrielle Transformationspläne, unter Einbeziehung von Industriepartnern, ab.

Im Straßenverkehr wird von einer starken Elektrifizierung des Personen- und Gütertransports ausgegangen. Der elektrische Strombedarf für den Schienentransport verdoppelt sich basierend auf dem *Transition*-Szenario des Umweltbundesamtes [3] bis zum Jahr 2050.

In Summe ergibt das einen Strombedarf von 125 TWh im Jahr 2040, was in etwa einer Verdopplung des Strombedarfs entspricht. Dieser Bedarf inkludiert den

⁴ Die Kapazitätsannahmen gemäß integriertem österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) für Photovoltaik sind in den Jahren 2030 und 2040 jeweils 21 GW_{peak}, 41 GW_{peak}. Die Kapazitätsannahmen zu Windkraft sind in den Jahren 2030 und 2040 jeweils 8,4 GW und 12 GW. Es wird eine durchschnittliche Jahresproduktion von 1 GWh/a je MW_{peak} für Photovoltaikanlagen unterstellt und eine durchschnittliche Jahresproduktion von 2,5 GWh/a je MW für Windkraftanlagen.

Verbrauch von Verkehr, Haushalten und Gewerbe, Industrie, des Sektors Energie⁵, sowie Transportverluste und den Umwandlungseinsatz (vergleiche ÖNIP [4] Transition-Szenario).

Energieumwandlung

Aus Gründen der Versorgungssicherheit wird im Modell die Vorgabe getroffen, dass 25 % der österreichischen Wasserstoffnachfrage aus nationaler Produktion stammen müssen. Als weitere Mindestvorgabe wird eine minimale Elektrolysekapazität von 579 MW_{el}⁶ für das Jahr 2030 vorgegeben. Dieser Wert entspricht den aus heutiger Sicht als umsetzbar angekündigten Großprojekten.

Während sich der gesamte Wärmebedarf durch Effizienzmaßnahmen reduziert, steigt der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung. Der Endenergiebedarf für Fernwärme (exkl. Verluste) erhöht sich annahmenbasiert von 20 TWh im Jahr 2020 auf 23 TWh bis 2050. Das Modell optimiert sowohl die Kapazität der Fernwärmeerzeugungstechnologien als auch deren Einsatz im Jahresverlauf. Für diese Optimierung stehen verschiedene Technologien zur Verfügung: Kraft-Wärme-Kopplung (Methan, Wasserstoff, Biomasse, Abfall), Heizkessel/-werke (Methan, Biomasse), Elektrodenkessel, Großwärmepumpen, Geothermie und Solarthermie.

Die steuerbare thermische Kraftwerkskapazität wird gemäß ÖNIP [4] mit 4,3 GW_{el} vorgegeben. Das Modell optimiert den Betrieb, die regionale Verortung und den Umstieg auf Wasserstoff-ready Kraftwerke. Dabei stehen dem Modell mehrere Typen von Methankraftwerken und Wasserstoffkraftwerken zur Auswahl. Es wird zwischen Methan-KWK, Methan-Peaker (OCGT), hocheffizienter Gasturbine (CCGT) und Wasserstoff-KWK unterschieden.

Stromnetzinfrastruktur

Die im österreichischen Netzinfrastrukturplan (NEP23) [5] gelisteten Netzinfrastukturprojekte werden als Ausbaukorridore in der Modellierung vorgegeben. Danach erfolgt eine freie Netzkapazitätsoptimierung, die zusätzlichen Infrastrukturausbaubedarf erkennt und gegebenenfalls in neue Transportkapazitäten investiert. Der Ausbaubedarf auf niedrigeren Netzebenen wird ebenfalls vereinfacht modelliert.

Energiespeicher

Batteriespeicher werden in zwei Varianten modelliert. Einerseits als Großspeicher und andererseits als Kleinspeicher (Heim- bzw. Gewerbespeicher) mit je unterschiedlichen Parametern. Das Verhältnis von Ladeleistung zu Speicherkapazität wird für Batteriespeicher jeweils mit 1:2 („Zweistundenspeicher“) angenommen. Ebenfalls wird unterstellt, dass sämtliche Batteriespeicher netz- und systemdienlich agieren und ihre Kapazitäten vollständig nutzen.

Wasserspeicher werden in den zwei Technologietypen Pumpspeicherkraftwerke und Reservoirs modelliert. In der Modellierung werden jene Speicherkraftwerke Österreich zugeordnet, die an die Regelzone der APG angeschlossen sind.

⁵ Exklusive Verluste durch Stromspeicherung

⁶ H2Future (6 MW), Elektrolyse Simmering (3 MW), UPHY+Large (210 MW), Green Ammonia Linz (60 MW), Pannonian Green Hydrogen (60-300 MW) [18]

Um die Rolle von Flexibilitäten weiter zu untersuchen, wird das modellierte System in einem Extremwetterjahr-Szenario (EWY) analysiert. Das Szenario baut auf BASE auf und wird um zwei wesentliche Annahmen ergänzt:

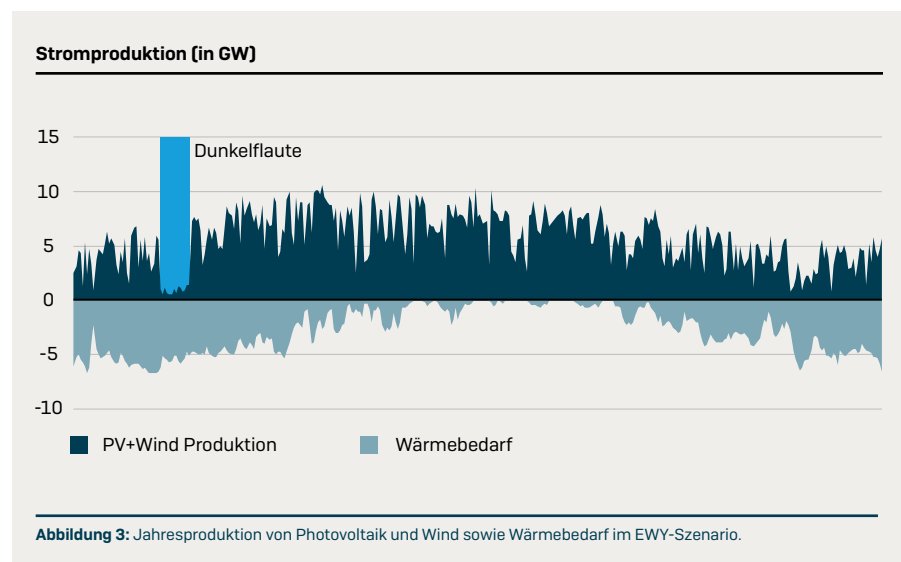
- **Dunkelflaute:** Es wird eine starke Reduktion der Verfügbarkeit von Photovoltaik- und Windkraftanlagen über einen 14-tägigen Zeitraum im Winter angenommen.
- **Trockenheit:** Der natürliche Zufluss für Speicher- und Laufwasserkraftwerke ist über das gesamte Jahr reduziert.

Modellierung einer 14-tägigen kalten Dunkelflaute

Das EWY-Szenario simuliert ein Extremwetterjahr mit einer andauernden Dunkelflaute, bei der die Energieerzeugung aus Wind und Photovoltaik stark eingeschränkt ist. Die Wetterdaten des Basisszenarios basieren auf einer Prognose der PECD 4.1 Datenbank [6] für das Jahr 2030.

Im EWY-Szenario sinkt die Produktion in Österreich während der 14-tägigen Dunkelflaute bei Wind und Photovoltaik um 90 % gegenüber BASE. Die Dunkelflaute ist im Erzeugungsprofil in Abbildung 3 ersichtlich. Die Nachbarländer Österreichs sind ebenfalls von der Dunkelflaute betroffen, jedoch mit einer Reduktion von nur 65 % gegenüber BASE. Diese etwas schwächere Dunkelflaute im restlichen Mitteleuropa wird integriert, um die fehlende nationale Stromerzeugung nicht trivialerweise durch Importe zu kompensieren. Die Dunkelflaute wird auf einen Zeitraum im Winter mit hohem Wärmebedarf gelegt.

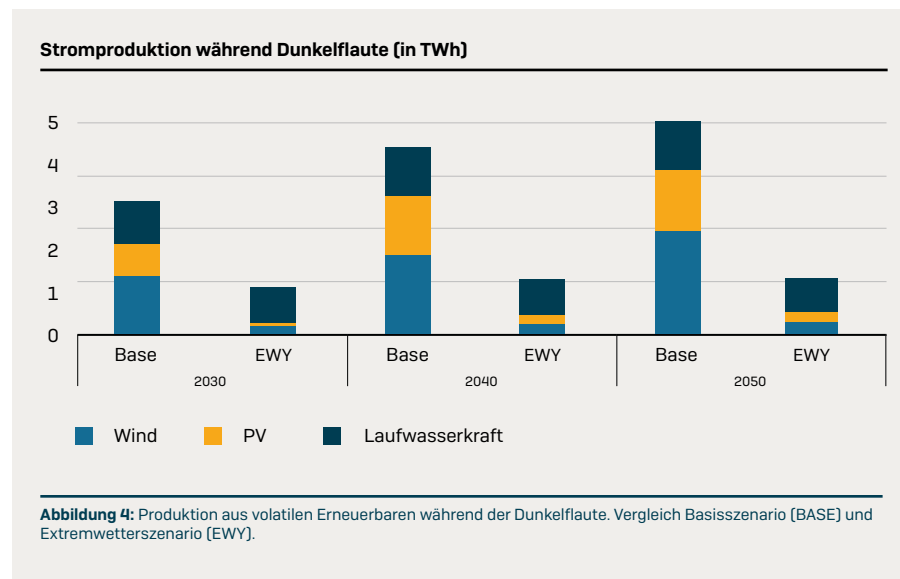
Im Jahr 2030 führt dies in Österreich im Vergleich zu BASE zu einer Reduktion der Stromerzeugung um 1,2 TWh bei Windkraft und 0,6 TWh bei Photovoltaik. Im Jahr 2040 wird im EWY-Szenario 1,6 TWh weniger Strom aus Windkraft und 1,1 TWh weniger aus Photovoltaik erzeugt.



Reduktion des Wasserzuflusses für Speicher und Laufwasserkraft

Als weiterer Aspekt des Extremwetterjahres wird in Österreich der natürliche Zufluss für Wasserkraftwerke um 20 %, gleichverteilt auf das ganze Jahr, reduziert.

Durch diese Reduktion des natürlichen Zuflusses wird 2040 insgesamt um 12,2 TWh weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt.



Im gleichen Jahr geht während der 14-tägigen Dunkelflaute die Stromproduktion um etwa 3 TWh⁷ im Vergleich zum BASE-Szenario zurück (siehe Abbildung 4). Abbildung 4 verdeutlicht zudem, dass infolge der gleichmäßigen Reduktion des Wasserzuflusses über das gesamte Jahr hinweg keine signifikanten Abweichungen der Stromerzeugung aus Wasserkraft im betrachteten 14-Tages-Zeitraum auftreten. Im Gegensatz dazu konzentrieren sich die Produktionsrückgänge bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen maßgeblich auf diesen Zeitraum. Der gesamte Rückgang der Stromerzeugung im Jahr 2040 beträgt 15 TWh, wobei dieser überwiegend auf die anhaltende Trockenheit und in geringerem Maße auf die Auswirkungen der Dunkelflaute zurückzuführen ist.

4.3

Reduced Electricity Transport (RET)

Um die Rolle der Übertragungsnetzinfrastruktur vertieft bewerten zu können, wird in einem weiteren Extremszenario (RET) der Netzausbau ausgehend von BASE beschränkt. Die zwei zentralen Annahmen hierbei sind:

- **Geringerer Netzausbau:** Ein zusätzlicher Netzausbau, nach der Umsetzung der Projekte aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP23) [5] der APG, ist unterbunden.
- **Geringerer Stromtransport:** Den Strommärkten steht ein geringerer Anteil des Netzes für Kapazitätsbuchungen zur Verfügung als in BASE.

Kein weiterer Netzausbau nach Umsetzung des aktuellen NEP (NEP23) [5]

Im Szenario BASE wird der Ausbau der Übertragungsnetze auf Basis der langfristigen Planungsprozesse des Übertragungsnetzes (TYNDP, NEP) in der Modellierung bis 2034 berücksichtigt. Darauf aufbauend erfolgt eine Kapazitätsoptimierung der österreichischen und europäischen Stromtransportkorridore. Das Modell investiert

⁷ Summe der Reduktion Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftproduktion

bei Bedarf in den Ausbau der von Stromtransportkorridoren unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen. Die Ergebnisse dieser Optimierungen zeigen einen Erweiterungsbedarf im Übertragungsnetz, der über die den NEP23 hinausgeht. Im Gegensatz dazu wird im Szenario RET kein weiterer Netzausbau für die Stromtransportkapazitäten zugelassen. Diese Modelleinstellung untersucht im Wesentlichen die Auswirkungen, wenn nach der Umsetzung der aktuell geplanten Projekte keine weiteren Netzkapazitäten ausgebaut werden.

Ein geringerer Anteil des Netzes steht für den marktbasierten Stromtransport zur Verfügung

Die Übertragungsnetze sind im Energiesystemmodell in aggregierter Weise abgebildet. Dabei findet ein Clustering auf geografischer Ebene, Leitungsebene und über Spannungsebenen (220 & 380 kV und teilweise 110 kV) hinweg statt. Um die resultierende Netzkapazität nicht zu überschätzen und Aspekten der Versorgungssicherheit (n-1 Kriterium) Rechnung zu tragen, werden für die Transportkorridore maximale Dispatch-Bedingungen formuliert. In der Literatur [7] werden maximale Dispatch-Faktoren der thermischen Kapazität zwischen 0,5 – 0,7 diskutiert. Während in BASE der Faktor 0,7 verwendet wird, kommt in RET im gesamten Netz der maximale Dispatch-Faktor 0,5 zum Einsatz.

Das bedeutet, dass den Strommärkten ein deutlich geringerer Anteil der jeweiligen Netzkapazität zur Verfügung steht. Dieser Aspekt ist konsistent mit der ersten in RET getroffenen Annahme, da in einem schwächer ausgebauten Übertragungsnetz vermehrt operative Eingriffe zu erwarten sind.

Residuallast-Analyse: Verlagerungsbedarf im zukünftigen Energiesystem

Die Residuallast-Analyse stützt sich auf Modellergebnissen des BASE-Szenarios.

+ 500 %

untertägiger

+ 127 %

saisonaler

Verlagerungsbedarf an elektrischer Energie

Ergebnis: Der **untertägige Verlagerungsbedarf** beträgt in den Jahren 2024, 2030 und 2040 jeweils 6,8 bzw. 22 und 41 TWh. Dies entspricht einem Anstieg auf das Sechsfache in diesem Zeitraum. Der **wöchentliche Verlagerungsbedarf** in den Jahren 2024, 2030 und 2040 beträgt 6,6 bzw. 9,4 und 13 TWh. Bis zum Jahr 2040 bedeutet das eine Steigerung um 97 %. Der **saisonale Verlagerungsbedarf** beträgt 11 bzw. 19 und 25 TWh, was einem Anstieg von 127 % entspricht. Der Verlagerungsbedarf für das Jahr 2024 basiert auf Daten der ENTSO-E [8] und ist in Abbildung 5 dargestellt.

Dieser Verlagerungsbedarf wird durch das Zusammenspiel aus den in Kapitel 2 beschriebenen Flexibilitätsdimensionen (geografisch, zeitlich, intersektoral) und entsprechenden Technologien bereitgestellt. In den folgenden Kapiteln wird die aus Systemsicht optimale Konfiguration aus Flexibilitätstechnologien und deren Zusammenspiel beschrieben. Dieses Optimum wird aus volkswirtschaftlicher Perspektive betrachtet. Geschäftsmodelle, die durch Regulierung, Fördermaßnahmen und besondere Marktsituationen motiviert sind, können die Entwicklung einzelner Technologien unterschiedlich stark fördern oder hemmen.

Beispiel: untertägiger Verlagerungsbedarf

„Wie viel elektrische Energie muss im gesamten Jahr untertägig verschoben werden?“

Verlagerungsbedarf (Summe TWh/Jahr)

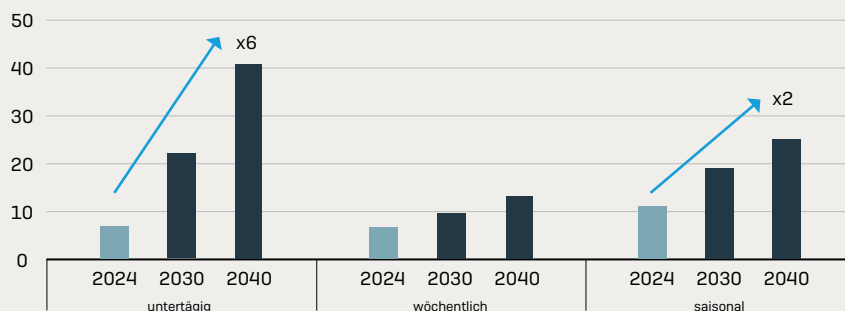
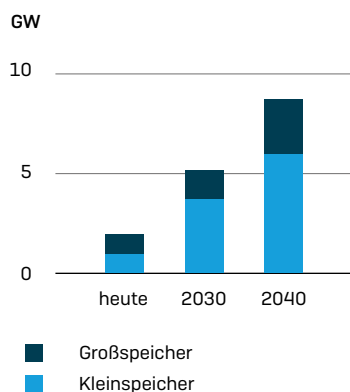


Abbildung 5: Untertägiger, wöchentlicher und saisonaler Verlagerungsbedarf im BASE-Szenario; 2024: "Basierend auf historischen Daten [8]"; 2030/2040: "Basierend auf Modellierung".

Die in den folgenden vier Unterkapiteln (5.2.1 bis 5.2.4) dargestellten Analysen beziehen sich auf Modellergebnisse aus dem BASE-Szenario.

5.2.1

Flexibilität durch Energiespeicher

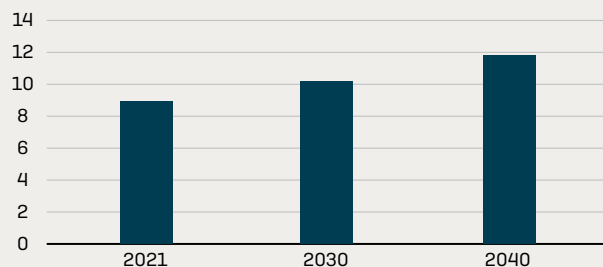
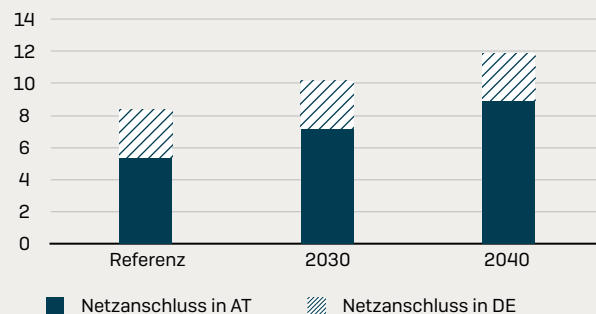
Batteriespeicher werden zum Grundpfeiler für kurzfristige dezentrale Flexibilitäten**Batteriespeicher**

Die heute in Österreich verfügbare Ladeleistung durch Batteriespeicher beträgt weniger als 1 GW⁸. Großbatteriespeicher werden bis zum Jahr 2030 mit einer Kapazität von 1,4 GW ausgebaut. Deren Kapazität verdoppelt sich bis 2040 auf 2,7 GW. Dieses Ergebnis umfasst jene Großbatteriespeicher, die aus volkswirtschaftlicher Sicht systemrelevant sind. Zusätzlich könnten weitere Speicher installiert werden, entweder zum Zweck der Netzstabilisierung oder für die gewinnorientierte Vermarktung an Energiemärkten, deren Analyse liegt jedoch außerhalb dieses Studiumumfangs.

Kleinbatteriespeicher verfügen im Modellergebnis in Summe über eine Leistung von 3,7 GW im Jahr 2030 und 6,0 GW im Jahr 2040. Im Jahr 2030 werden durch Batteriespeicher in Summe 3,3 TWh an elektrischer Energie zwischengespeichert. Bis 2040 erhöht sich dieser Wert auf 6,1 TWh. In sämtlichen Regionen und Jahren korreliert der Ausbau und Betrieb von Batteriespeichern mit jenen von Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus unterstreichen die circa 300 vollen Ladezyklen pro Batteriespeicher pro Jahr die Korrelation mit dem Photovoltaik-Erzeugungsprofil, wie auch im Kapitel 5.3.4 beschrieben wird.

Pumpspeicher gewinnen als flexible Allrounder eine noch wachsende Bedeutung im Energiesystem

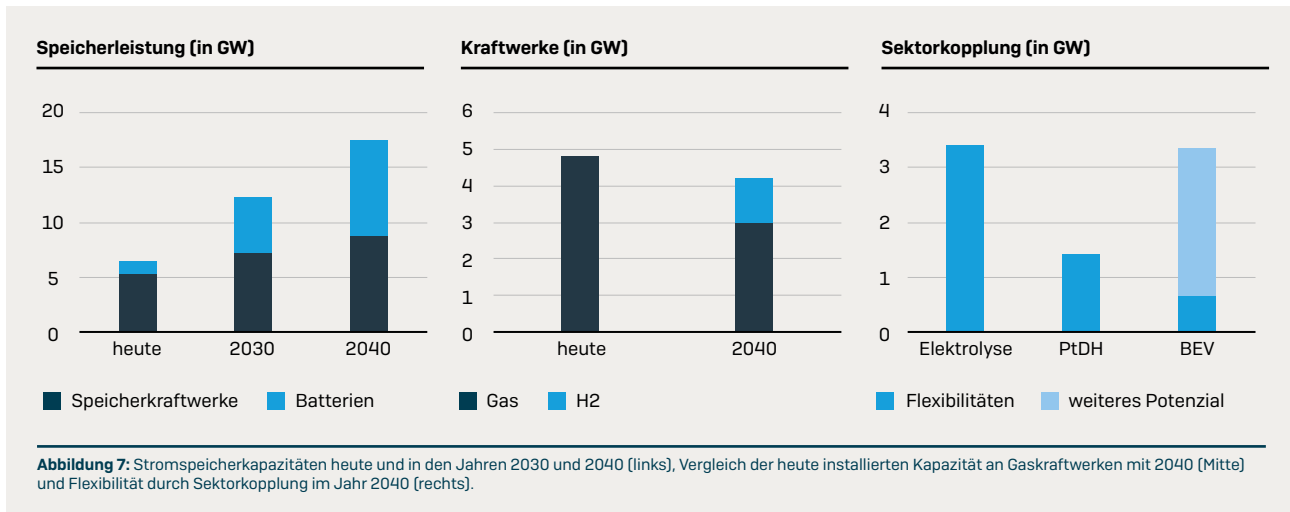
Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerke verfügen aktuell über eine Engpassleistung von 8,9 GW [4] [9], wovon in etwa 3,0 GW [10] geografisch in Österreich liegen, jedoch an deutsche Regelzonen angebunden sind. Wie in Abbildung 6 dargestellt, wird bis zum Jahr 2040 eine zusätzliche Anschlussleistung von 3,5 GW⁹ an

Wasserspeicher im ÖNIP – gemäß Landesgrenzen (in GW)**Wasserspeicher im Modell – gemäß Regelzone (in GW)****Abbildung 6:** Aufteilung von Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerken gemäß Ländergrenzen (ÖNIP, links) und gemäß Regelzonenanschluss (Modell, rechts).

⁸ Basierend auf [19]; Im Bericht wird die Anzahl an Batterien diverser Größenkategorien (kWh) angegeben, weshalb eine exakte Berechnung der Ladeleistung (kW) des österreichischen Batteriebestandes nicht möglich ist. Die Abschätzung des Maximalwertes erfolgt durch die Annahme von 2-Stundenspeichern und je Größenkategorie im Quartalsbericht werden die Obergrenzen zur Berechnung herangezogen.

⁹ Im ÖNIP [4] wird von einem Zubau von 3,0 GW bis 2040 ausgegangen (Vgl. ÖNIP-Tabellen 27/28)

Wasserspeicherkraftwerken installiert. Durch die natürlichen Zuflüsse und hohe Speichervolumina folgen die Füllstände von Pumpspeichern in der Modellierung vorrangig saisonal geprägten Profilverläufen, jedoch zeigt sich, dass die kurz- und mittelfristige Speicherung im zukünftigen Betrieb von Pumpspeichern eine stark wachsende Bedeutung einnimmt. Im Spotlight Technologieinsatz in Kapitel 5.3.4 wird auf die Rolle von Pumpspeichern als flexible Allrounder näher eingegangen. Ein Vergleich der installierten Leistung von Wasserkraftspeichern und Batteriespeichern findet sich in Abbildung 7, links.



5.2.2

Flexibilität durch flexible thermische Kraftwerke

Für Spitzenlasten und gesicherte Versorgungsleistung durch Kraftwerke ist die Verfügbarkeit klimaneutraler Gase Voraussetzung

Mit einer Brutto-Engpassleistung von 4.785 MW_{el} [9] im Jahr 2024 spielen mit Erdgas betriebene Gas-Kraftwerke heute eine wesentliche Rolle in der Stromproduktion. Bis zum Jahr 2040 werden die bestehenden Gröngas-Kraftwerke mit 1,2 GW_{el} auf Wasserstoff-ready KWK-Anlagen umgestellt. In Abbildung 7 (Mitte) wird die heutige Gaskraftwerkskapazität jener aus dem modellierten Jahr 2040 gegenübergestellt. Für Spitzenlasten und gesicherte Versorgungsleistung durch Kraftwerke ist die Verfügbarkeit klimaneutraler Gase (Biogas, synthetisches grünes Methan oder Wasserstoff) eine Voraussetzung.

5.2.3

Flexibilität durch Sektorkopplung

Wasserstoffelektrolyse ermöglicht durch Sektorenkopplung eine flexible Integration von Strom und Wasserstoff

Unter der Annahme, dass 25 % der Wasserstoffnachfrage national bereitgestellt werden, entwickelt sich die Elektrolysekapazität österreichweit von 0,6 GW_{el} im Jahr 2030, auf bis zu 3,4 GW_{el} im Jahr 2040 (Abbildung 7, rechts) und bis zu 3,6 GW_{el} im Jahr 2050. Über 80 % dieser Kapazität befinden sich im windstarken Osten Österreichs. In dieser Region finden sich innerhalb Österreichs die attraktivsten Bedingungen für den Betrieb von Elektrolyseuren. Dazu zählt ein starker Ausbau von Windkraft und Photovoltaik, wie auch ein hoher Wasserstoffbedarf. Die Volllaststunden, mit denen Elektrolyseure betrieben werden, betragen im optimierten Betrieb rund 3.000 h im Jahr 2040 und 3.300 h im Jahr 2050.

Durch intelligentes Laden können Elektrofahrzeuge untertägige Flexibilität bereitstellen

Gemäß Annahmen partizipieren 20 % der Batterie-elektrischen Fahrzeugflotte (BEV) an Anreizsystemen zum flexiblen Laden der Fahrzeuge. Das Modell kann für diese flexiblen Verbraucher die Ladezeitpunkte unter Einhaltung von Voraussetzungen bezüglich Technik und Komfort optimieren. Im Jahr 2030 werden durch dieses optimierte Ladeverhalten 0,2 TWh an Flexibilität bereitgestellt bereitgestellt. In den Jahren 2040 und 2050 erhöht sich dieser Wert auf 0,9 TWh bzw. 1,2 TWh. Im Jahr 2040 entspricht dies einer variablen Last von 0,7 GW, wie in Abbildung 7, rechts dargestellt.

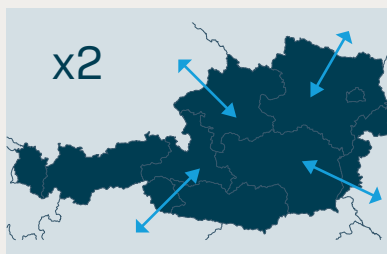
Power-to-District Heat ermöglicht durch effiziente Wärmepumpen und elektrische Spitzenlastkessel die Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor

Wärmepumpen werden im Ergebnis im Jahr 2040 mit einer Kapazität von 280 MW_{el} ausgebaut. Damit erzeugen sie 3.200 GW_{hth} Fernwärme. Widerstandserhitzer verfügen im Jahr 2040 über eine Kapazität von insgesamt 1,2 GW_{el}, und erzeugen 600 GW_{hth} Fernwärme. In Summe stellen Großwärmepumpen und Widerstandserhitzer eine flexible Last am Stromnetz in der Höhe von 1,5 GW dar. Diese Technologien sind insofern als flexible Verbraucher anzusehen, da sie in Zeiten günstiger Strompreise erneuerbaren Strom in kurzfristig speicherbare Wärme umwandeln. Das Ergebnis zeigt, dass die im Verhältnis teuren, aber hocheffizienten Großwärmepumpen in zukünftigen Fernwärmenetzen eingesetzt werden, um einen Grundlastanteil der Wärmeerzeugung bereitzustellen. Zum Abdecken von Spitzen werden unterstützend günstige Widerstandserhitzer verwendet.

Der nationale und internationale Stromtransport wird sich bis 2040 nahezu verdoppeln

Durch die zentrale Lage Österreichs in Europa, die fortschreitende Elektrifizierung und Integration erneuerbarer Stromerzeuger in das Stromsystem wird die Integration in das europäische Verbundsystem weiter an Bedeutung gewinnen. Der nationale und internationale Stromtransport wird sich bis 2040 nahezu verdoppeln. Der entsprechende Netzausbau ist Grundvoraussetzung zur Deckung dieses Transportbedarfs. Der internationale Stromhandel trägt zum regionalen Ausgleich bei, indem er variable erneuerbare Stromerzeuger, Großspeicher und Nachfrager mit unterschiedlichen Nachfragemustern verbindet. Österreich importiert im Jahr 2030 insgesamt 26 TWh und exportiert 23 TWh an elektrischer Energie¹⁰. Die wichtigs-

Stromtransport



Brutto Handelsbilanz Strom (in TWh)

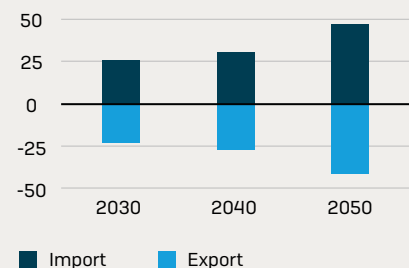


Abbildung 8: Verdopplung des Stromtransportbedarfs innerhalb Österreichs (links) und zwischen Österreich und seinen Nachbarländern (Mitte und rechts) zwischen den Jahren 2030 und 2050.

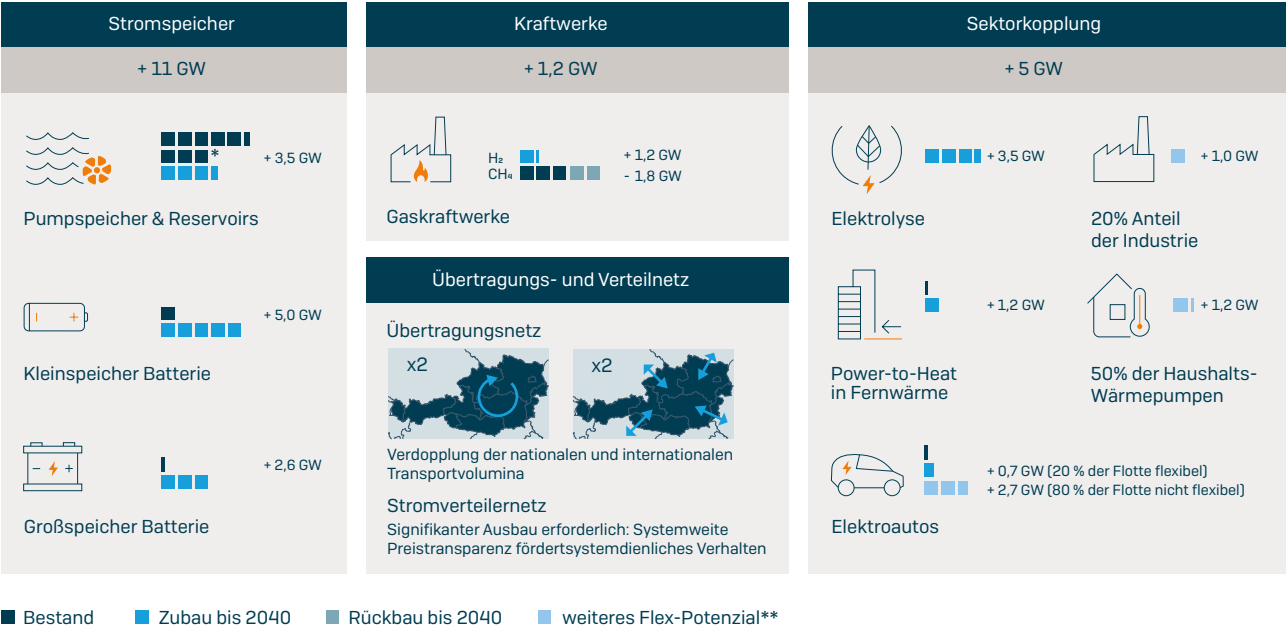
¹⁰ Trotz des Nettoimportes ist das Ziel der 100 % national bilanziell grünen Stromversorgung erreicht. Dieses bezieht sich darauf, dass die aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Strommenge in der Jahressumme größer ist als der elektrische Endenergieverbrauch. Umwandlungs-, Speicher- und Transportverluste werden nicht dem Endenergieverbrauch zugerechnet.

ten Handelspartner sind Deutschland als Netto-Exporteur, Slowenien, Ungarn und Italien als Netto-Abnehmer. Im Jahr 2050 steigen die Bruttohandelsmengen auf 48 TWh Import und 42 TWh Export. Wie in Abbildung 8 dargestellt, erfolgt zwischen 2030 und 2050 somit beinahe eine Verdoppelung der Bruttohandelsmengen an elektrischer Energie von 49 TWh auf 90 TWh. Bis 2040 werden sich im Vergleich zum historischen Jahr 2024 [8] die Bruttohandelsmengen um etwa 70 % erhöhen.

5.2.4

Zusammenfassung: Benötigte Flexibilitätstechnologien bis 2040

Bis zum Jahr 2040 werden unterschiedliche Flexibilitätstechnologien ausgebaut. Der koordinierte Ausbau und Einsatz von Speichern, Umwandlungstechnologien und Netzen deckt den Verlagerungsbedarf im Stromsektor.



* Grenzkraftwerke [3 GW] **Weitere Flexibilitätspotenziale in Sektoren außerhalb des Studienschwerpunktes
Ein Quadrat entspricht 1 GW

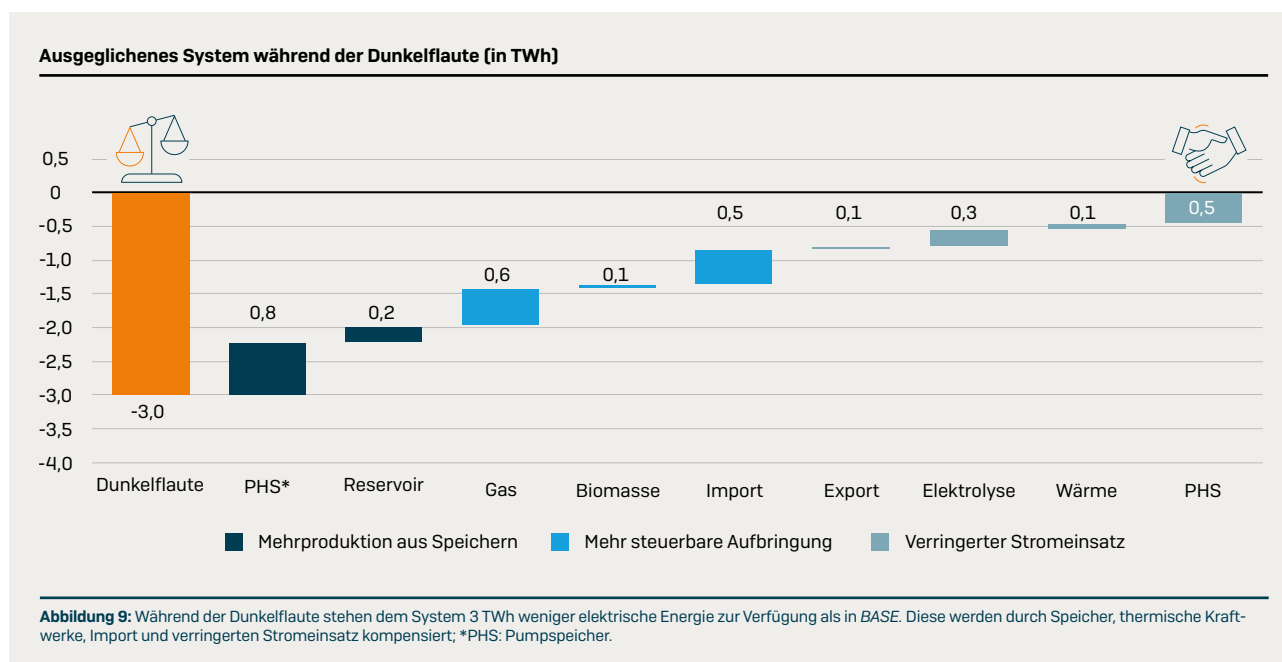
Extreme Dunkelflauten über 14 Tage erfordern eine Kombination aus Maßnahmen und ein koordiniertes Management für die sichere Lastdeckung

Wie in der Annahmenbeschreibung in Kapitel 4 dargestellt, stehen im Szenario EWY dem Energiesystem während zwei Wochen im Februar 2040 um 3 TWh weniger elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung als im Referenzszenario BASE. Im Szenarienvergleich zeigt sich, dass die in EWY fehlenden Energiemengen durch drei Haupt-Mechanismen im System kompensiert werden:

■ Mehr steuerbare Aufbringung:

- **Mehr thermische Kraftwerke:** Gegenüber BASE werden in EWY während der Dunkelflaute 0,6 TWh mehr elektrische Energie aus Grüngaskraftwerken und 0,1 TWh mehr aus Biomassekraftwerken erzeugt.
- **Mehr Import:** Durch erhöhten Import werden in EWY während der Dunkelflaute um 0,5 TWh mehr elektrische Energie aufgebracht als in BASE.
- **Verringerter Stromeinsatz:** In EWY ist der Stromexport während der Dunkelflaute um 0,1 TWh geringer und der Stromeinsatz für Elektrolyse um 0,3 TWh geringer. Während der Dunkelflaute werden in der Fernwärme um 0,1 TWh weniger elektrische Energie eingesetzt. Diese Menge wird durch andere Energieträger bereitgestellt. Außerdem werden während der zwei Wochen keine Pumpen für Speicherkraftwerke eingesetzt, was den Verbrauch gegenüber BASE um weitere 0,5 TWh reduziert.
- **Mehrproduktion aus Speichern während Dunkelflaute:** Pumpspeicherkraftwerke erzeugen in EWY während der Dunkelflaute um 0,8 TWh und Reservoirs um 0,2 TWh mehr elektrische Energie als in BASE.

Die Bilanz für die durch die Dunkelflaute und Trockenheit verringerten Mengen an elektrischer Energie sind in Abbildung 9 dargestellt.



13 Euro pro MWh
für die Stromversorgung bzw.

+ 1,6 Mrd. Euro
jährlich durch weniger stark ausgebaute
Übertragungsnetze

Eingeschränkter Netzausbau (RET)

Zur Analyse der Auswirkungen der in Kapitel 4 getroffenen Annahmen, wird im Folgenden das modellierte Jahr aus BASE mit dem modellierten Jahr aus RET verglichen. Es wird die Frage untersucht, mit welchen Auswirkungen zu rechnen ist, wenn nach der Umsetzung der aktuell geplanten Projekte (NEP23 [5]) keine weiteren Netzkapazitäten ausgebaut werden. Die zentralen Ergebnisse dabei sind:

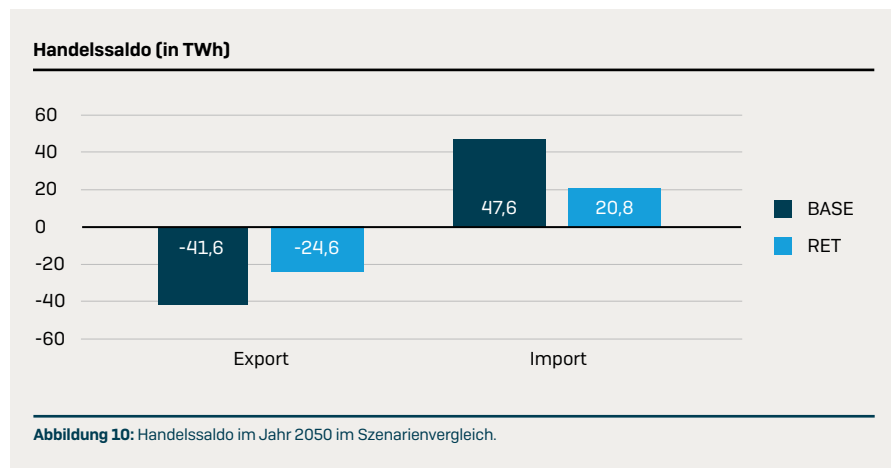
- **Energieversorgung wird teurer:** Durch minder verfügbare Netze erhöhen sich die Stromkosten im Jahr 2050 um 13 € pro MWh und dadurch können Mehrkosten für Stromverbraucher bis zu 1,6 Milliarden Euro jährlich entstehen.
- **Geringerer Stromtransport:** Weniger starke Netze führen zu geringerem Stromtransport zwischen Ländern und Regionen.
- **Regionen müssen sich selbst versorgen:** Weniger starke Übertragungsnetze zwingen die Regionen zu einer unvorteilhaften Verteilung von Stromerzeugungsanlagen, da Angebot und Nachfrage regional ausgeglichen werden müssen, was zu erheblichen Mehrkosten führt.
- **Gasförmige Energieträger:** Thermische Kraftwerke bleiben zentrale Teilnehmer im Markt, die den weniger starken Netzausbau kompensieren.
- **Pumpspeicher brauchen starke Netze:** Engpässe im Übertragungsnetz führen zu geringerem Pumpspeichereinsatz

Das Übertragungsnetz ist eine wichtige Flexibilitätsoption – zu geringer Ausbau führt zu signifikant höheren Grenzkosten für Strom in Österreich

Im RET-Szenario erhöhen sich die Grenzkosten für die Stromaufbringung um 13€ pro MWh gegenüber BASE im Jahr 2050. Dadurch ergeben sich bei einer annähernd gleichbleibenden zukünftigen Gesamtnachfrage zwischen Szenario BASE und Szenario RET um 1,6 Milliarden Euro höhere Gesamtkosten für Stromverbraucher. Die Gesamtstromnachfrage im Jahr 2050 inklusive Verluste, Pumpspeicher- und Umwandlungsbedarfe (z.B. für Elektrolyse oder Großwärmepumpen) ergibt in RET 137 TWh, während sie in BASE 139 TWh beträgt. Die durchschnittlichen Grenzkosten für die Stromaufbringung im Jahr 2050 betragen in RET 70 € pro MWh und in BASE 57 € pro MWh. Die Abschätzung für die Mehrkosten der Stromversorgung in RET ergeben sich aus der Differenz der Produkte von Gesamtstromnachfrage und den durchschnittlichen Grenzkosten für die Stromaufbringung. Zusätzlich zu diesen Kosten sind gegenüber einem optimierten Netzausbau, wie in BASE, weitere operative Kosten zum Engpassmanagement (z.B. Redispatch) zu erwarten. Diese notwendigen Maßnahmen wirken sich auch auf die Höhe der Netzgebühren aus

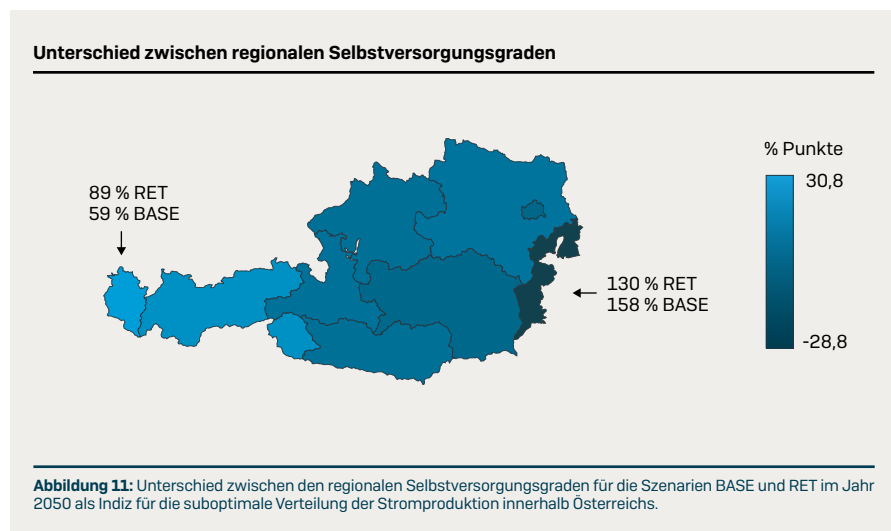
Geringerer Stromtransport

Dem Markt steht für den internationalen Stromhandel in RET um etwa 35 % weniger Netzkapazität zur Verfügung als in BASE. Dadurch ergibt sich in RET ein Bruttohandelssaldo von 45,4 TWh gegenüber 89,2 TWh in BASE, wie in Abbildung 10 dargestellt. Der verringerte Stromaustausch mit den internationalen Märkten erklärt einen Teil der erhöhten Strompreise in RET.



Regionen müssen sich teurer und ineffizienter selbst versorgen

Durch die im Vergleich zu *BASE* reduzierten Stromtransportkapazitäten sind vor allem Bundesländer im Westen Österreichs dazu gezwungen, ihre Eigenproduktionsquote von elektrischer Energie zu steigern. Sie können selbst in Spitzenlastzeiten nur wenig Strom aus benachbarten Bundesländern importieren. Gleichzeitig kann die im Osten Österreichs produzierte elektrische Energie nicht ausreichend in den Westen transportiert werden. Abbildung 11 verdeutlicht diesen Umsatz anhand des Autarkiegrades (%). Dies führt dazu, dass Angebot und Nachfrage regional ausgeglichen werden müssen, was zu erheblichen Mehrkosten führt. Außerdem werden große Potenziale an erneuerbaren Energien, wie beispielsweise die Windkraft in Ostösterreich, nicht vollständig ausgeschöpft. Die Bundesländer müssen sich zu einem erhöhten Grad teurer und ineffizienter selbst versorgen. Insgesamt steigen die Kosten der Energieaufbringung gegenüber einem Szenario mit optimal ausgebauter Stromtransportinfrastruktur.



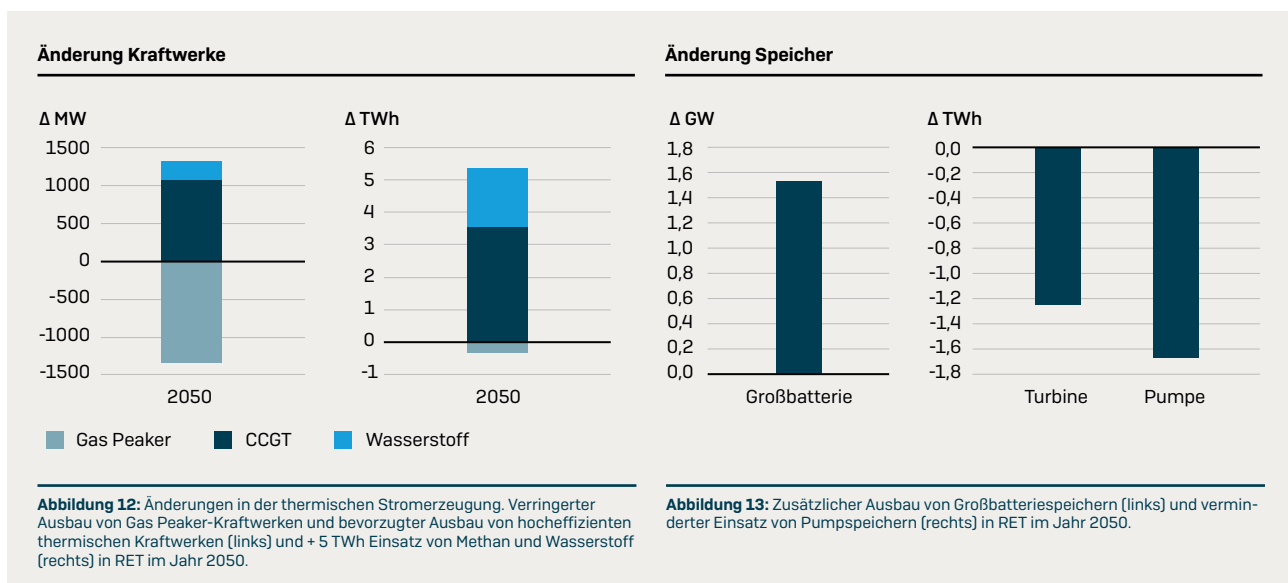
Gasförmige Energieträger

Die Summe an thermischer Kraftwerkskapazität bleibt im *RET*-Szenario gegenüber der Annahme aus *BASE* unverändert (4,3 GW_{el}). Allerdings wird in *RET* in teure, aber effizientere Gasturbinen (CCGT: +1,1 GW_{el}) und Wasserstoff-KWK (+ 250 MW_{el}) anstatt von Gas Peaker-Kraftwerken (OCGT: -1,3 GW_{el}) investiert. Es werden vermehrt Methan (+ 3,5 TWh) und Wasserstoff (+1,8 TWh) eingesetzt, wie in Abbil-

dung 12 ersichtlich ist. Dieses Verhalten ist dadurch begründbar, dass in RET mehr Residuallast durch flexible Kraftwerke zu decken ist. CCGT und KWK-Anlagen haben höhere Investitionskosten als Gas Peaker-Kraftwerke, verfügen allerdings über einen höheren Gesamtwirkungsgrad. Durch den vermehrten Einsatz von Methan und der gleichzeitig geltenden vollständigen Dekarbonisierung, müssen im RET-Szenario gegenüber BASE an anderen Stellen im System 1,3 Mt CO₂ mehr kompensiert werden.

Pumpspeicher brauchen starke Netze

Pumpspeicher (PHS) benötigen Netze als Zubringer von überschüssigem Strom, der in der Umgebung des Erzeugungsstandortes nicht direkt verbraucht werden kann. Außerdem können Pumpspeicher mit ihrer hohen Generatorleistung im Bedarfsfall großflächig Energie bereitstellen, wenn die dafür notwendige Netzinfrastruktur gegeben ist. Im RET-Szenario werden aufgrund der verringerten Netzkapazitäten 1,7 TWh weniger an elektrischer Energie in Pumpspeicher gespeichert. Wie in Abbildung 13 ersichtlich, wird dieser verringerte Pumpspeichereinsatz durch mehr Batterie-Großspeicher (+1,5 GW) bereitgestellt.



5.3.3

Heimspeichereinsatz und Überschusseinspeisung

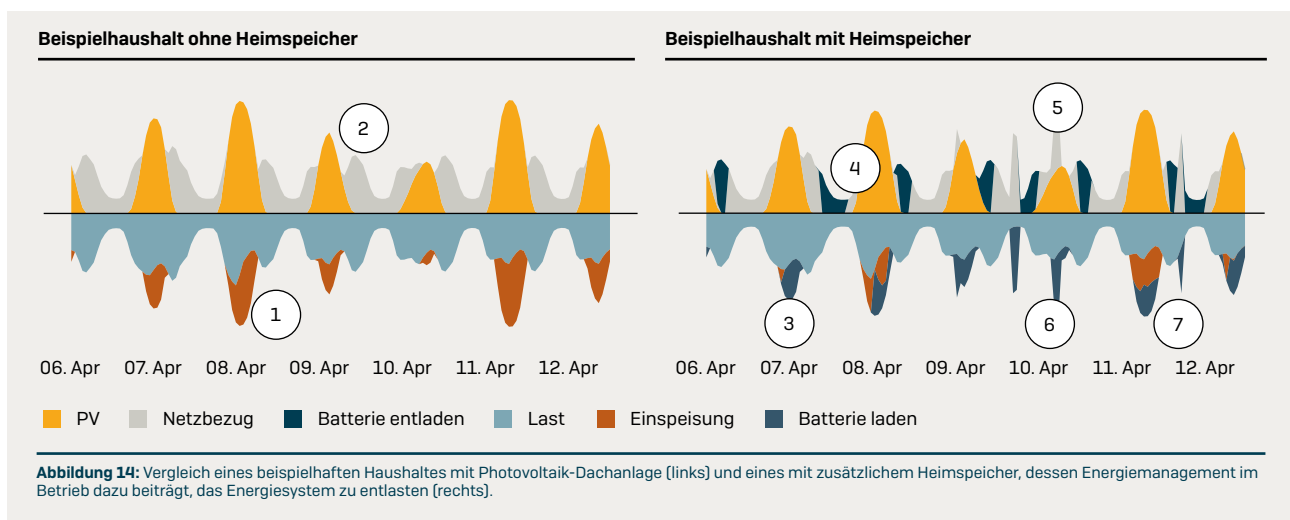
Ein wesentlicher Bestandteil einer gelungenen Energietransformation liegt darin, Endkonsumenten aktiv in die Prozesse der Energiewende einzubinden. Durch ihre Rolle als Prosumer, tragen Haushalte mit Photovoltaikanlage in Summe dazu bei, dass erhebliche Strommengen auf den niedrigen Netzebenen oftmals gleichzeitig in das Stromnetz eingespeist werden. In dieser Analyse werden Modellergebnisse präsentiert, die beschreiben, wie sich ein fiktiver Haushalt mit Photovoltaikanlage und Überschusseinspeisung und ein zweiter fiktiver Haushalt mit zusätzlichem Heimspeicher verhalten. Das Ladeverhalten des Heimspeichers folgt einer **Selbstoptimierung** unter der Annahme, dass der Kunde durch **dynamische Preise** eine systemweite Preiswahrheit erfährt, die **gleichzeitig systemdienliches Verhalten** beanregt. In Abbildung 14 ist eine beispielhafte Woche für beide Haushalte dargestellt, anhand derer folgende Verhaltensweisen mit entsprechender Markierung in der Abbildung festzustellen sind:

Der Beispielhaushalt mit PV-Anlage **ohne Heimspeicher**:

- 1 Speist mittags, zum Zeitpunkt maximaler Photovoltaik-Erzeugung, in das Stromnetz ein.
- 2 Bezieht abends, wenn die Stromerzeugung aus der eigenen Anlage abflacht und der Verbrauch ansteigt, vom Stromnetz.

Der Beispielhaushalt mit PV-Anlage und **mit Heimspeicher**:

- 3 Lädt zur Mittagsspitze den Heimspeicher und
- 4 Deckt den Abendverbrauch durch Entladen des Speichers.
- 5 Zusätzlich findet auch Netzbezug zu Zeitpunkten statt, in denen zwar der Eigenverbrauch durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden kann, aber
- 6 der günstige Strom aus dem Netz genutzt wird, um den Heimspeicher zu laden.
- 7 Das vorgelagerte Netz wird stark entlastet, wenn der Heimspeicher um die Mittagsspitze geladen wird und nicht ab dem Moment am frühen Vormittag, wo die PV-Erzeugung den Haushaltsverbrauch übersteigt.



Werden diese Verhaltensmuster auf eine große Anzahl an Prosumern extrapoliert, dann bedeutet das, dass die Summe der Haushalte ohne Heimspeicher in der Mittagszeit durch Einspeisespitzen und abends durch Nachfragespitzen das System stark beanspruchen. Andererseits tragen systemoptimal gesteuerte Heimspeicher dazu bei, die Belastung durch Einspeise- und Verbrauchsspitzen zu reduzieren, indem sie zu jenen Zeiten laden und entladen, die für das Energiesystem vorteilhaft sind.

-60 %
Überschusseinspeisung

-35 %
Einspeisespitze

-15 %
Energiebezug

Der Vergleich von PV-Haushalten mit Batterie und PV-Haushalten ohne Batterie zeigt außerdem:

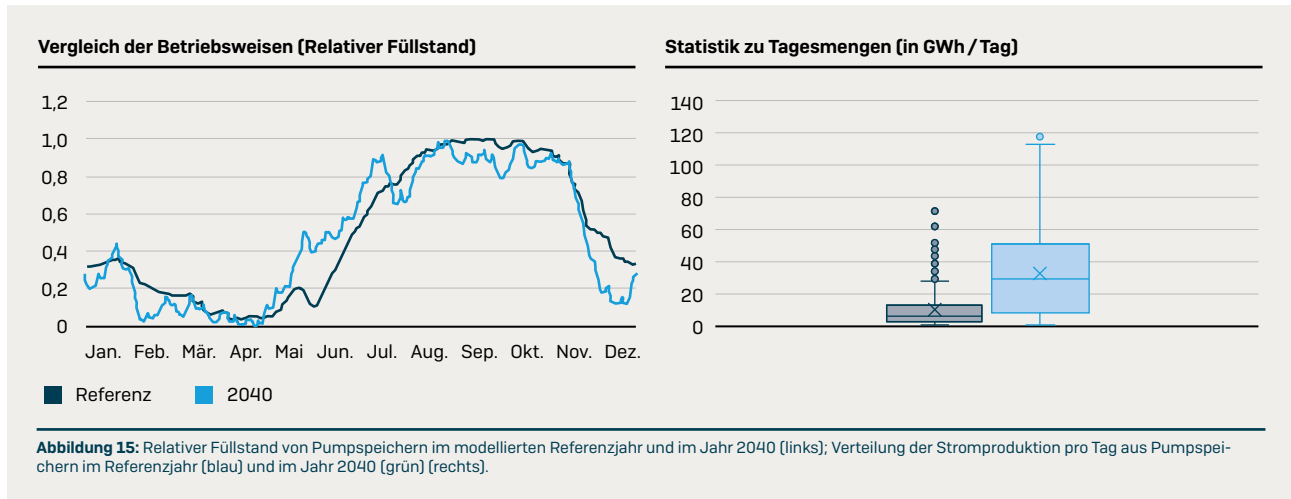
- In Haushalten mit Heimspeicher wird **60 % weniger** elektrische Energie in das Verteilnetz **ingespeist**.
- Die **Einspeisespitze** wird insgesamt um **35 % verringert**.
- Der **Netzbezug** ist in Haushalten mit PV-Anlage und Heimspeicher um **15 % geringer** als in jenen ohne Heimspeicher. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Haushalte ihr Energiemanagement nicht nach Autarkie, sondern nach Kosten optimieren. Sie profitieren von dynamischen Strompreisen und können den günstig bezogenen Strom zwischenspeichern.

Die wesentliche Voraussetzung für diese Analyse ist, dass Haushalte dynamisch auf Signale aus dem restlichen Energiesystem reagieren können und einen Anreiz dazu haben.

5.3.4

Technologieeinsatz

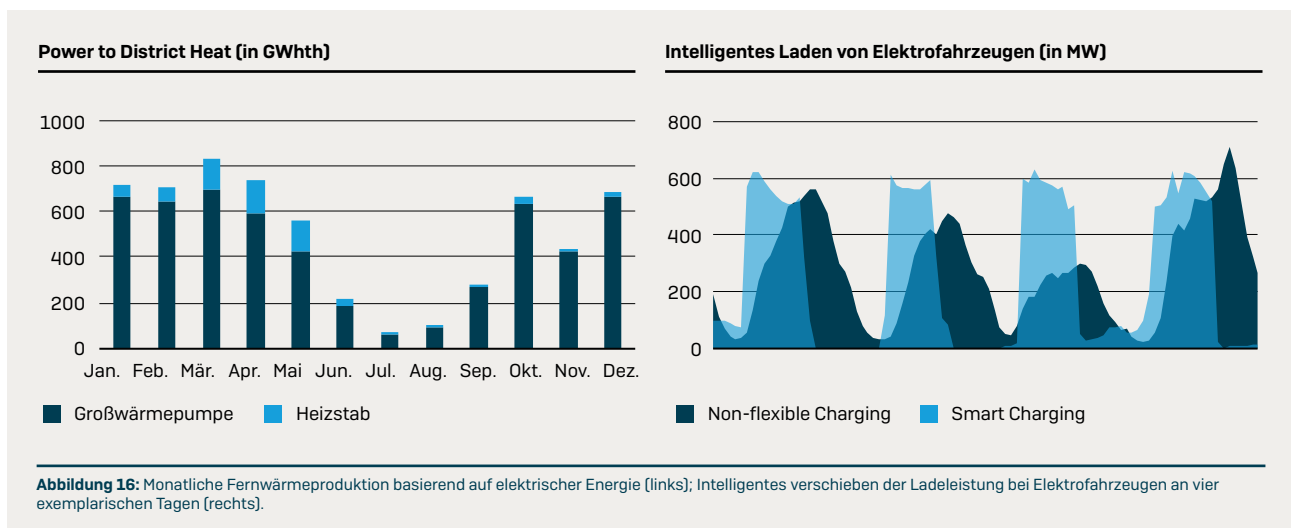
Pumpspeicher spielen eine zentrale Rolle beim Decken kurzfristiger Speicherbedarfe im dekarbonisierten Energiesystem



Pumpspeicher sind entscheidend für mittelfristige und langfristige Speicherung und werden diese Funktion auch in Zukunft erfüllen. Der steigende Anteil an kurzfristigen Schwankungen in Speicherbecken bis 2040, siehe Abbildung 15, links, deutet auf eine wachsende Wichtigkeit der Kurzfristspeicherung bei Pumpspeichern hin. Zusätzlich ist in Abbildung 15, rechts erkennbar, dass die tägliche Nutzung von Pumpspeichern in Zukunft einer großen Streuung unterliegt und eine steigende durchschnittliche Nutzung beobachtet wird.

Wärmepumpen erzeugen in Wintermonaten über 600 GWh Wärme

Im Winter decken Wärmepumpen einen Teil des Raumwärmebedarfs im Fernwärmenetz ab. Sie erzeugen in der kalten Jahreszeit über 600 GWh Wärme pro Monat. Im Sommer beschränkt sich Wärmebereitstellung nahezu ausschließlich auf die Warmwasseraufbereitung.



Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen kann die Nachfragespitze reduzieren

Durch intelligentes Laden können Nachfragespitzen, die durch gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen verursacht werden, erheblich gesenkt werden oder sie werden in Zeiten von hoher Stromproduktion verschoben. Der Effekt ist für vier beispielhafte Tage in Abbildung 16, rechts dargestellt. Es ist ersichtlich, wie sich die Ladezeiten des Elektroautoparks in die Mittagsstunden verlagern. Die dargestellten Ladeprofile umfassen nur jenen Anteil der BEV-Flotte, der intelligentes Laden nutzt (20 %). Der überwiegende Teil der Flotte folgt einem nicht-flexiblem Ladeverhalten.

Batterien weisen in ihrem Betriebsmodus eine hohe Korrelation zur Photovoltaik-Erzeugung auf

Batterien folgen dem Photovoltaik-Erzeugungsprofil und absolvieren etwa 300 Zyklen im Jahr. Im Szenario EWY, mit reduzierter Photovoltaikproduktion, liegt mit 288 Zyklen der niedrigste Wert, während im Szenario BASE bei vollständiger Dekarbonisierung Österreichs im Jahr 2040 die höchste Zykluszahl mit 342 Zyklen pro Jahr erreicht wird.

Elektrolyseure werden zu Zeiten hoher Residuallast verwendet

Der Einsatz von Elektrolyseanlagen folgt dem phasenweisen hohen Angebot an erneuerbarem Strom. Elektrolyseure werden im Jahr 2040 in Österreich mit 3.000 Volllaststunden betrieben und mit 3.300 Volllaststunden im Jahr 2050.

6.1

Großspeicher, Gewerbespeicher und Heimspeicher

Das in den vorangegangenen Kapiteln beschriebene Energiesystemmodell liefert vielfältige Ergebnisse zum Flexibilitätsbedarf. Im Folgenden werden die Ergebnisse für den Batteriespeicherbedarf in österreichischen Regionen (Bundesländer und Ost-Tirol) für 2030 und 2040 weiter analysiert. Dabei wird zwischen Großbatteriespeichern und dezentralen Kleinbatteriespeichern bei Haushalten und Gewerbe („behind-the-meter“) differenziert.

Kleinbatteriespeicher (in MW-Batterieleistung)

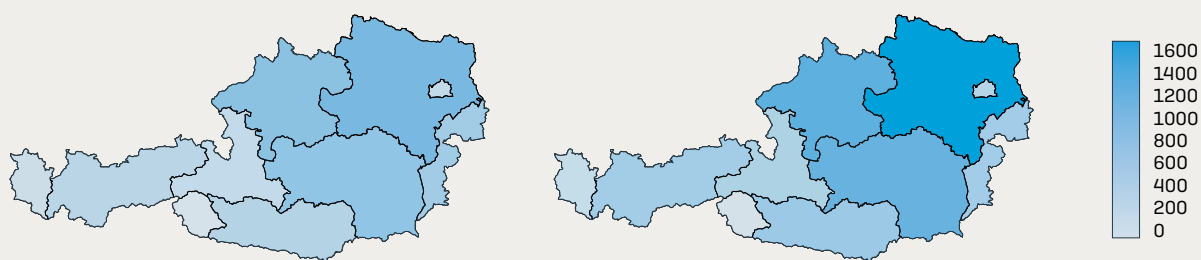


Abbildung 17: Dezentrale Kleinbatteriespeicher in MW-Batterieleistung für die Jahre 2030 (links) und 2040 (rechts).

Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse für die modellierten dezentralen Kleinbatteriespeicher für das Jahr 2030 und 2040 in den zehn modellierten Regionen in Österreich. Der Gesamtbedarf für Kleinbatteriespeicher steigt von 3.700 MW im Jahr 2030 auf rund 6.000 MW im Jahr 2040, was einer Erhöhung um 62 % entspricht. Dieser deutliche Anstieg weist darauf hin, dass der Bedarf an Speichern über das Jahrzehnt hinweg erheblich wächst, was insbesondere auf die zunehmende Elektrifizierung von Haushalten und Gewerbe sowie eine stärkere Integration erneuerbarer Energien (vor allem Photovoltaik-Anlagen) zurückzuführen ist. Einhergehend damit ist ein starkes Ost-West Gefälle, basierend auf dem höheren Erneuerbaren-Ausbau im Osten.

Großbatteriespeicher (in MW-Batterieleistung)

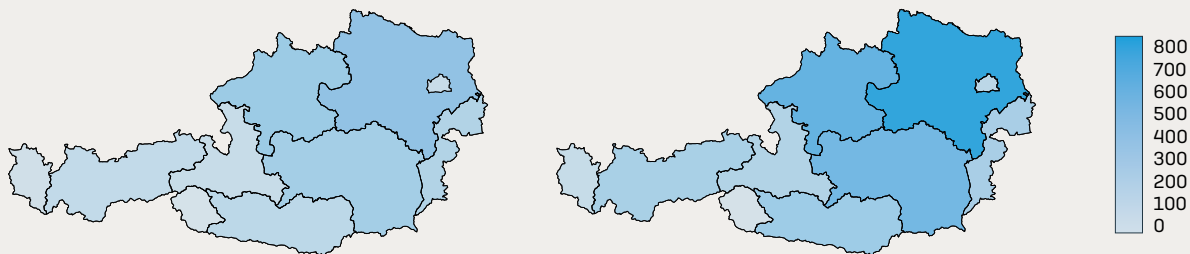


Abbildung 18: Großbatteriespeicher in MW-Batterieleistung für die Jahre 2030 (links) und 2040 (rechts).

Zusätzlich zu den Kleinbatteriespeichern zeigen auch die Großbatteriespeicher, dargestellt in Abbildung 18, einen signifikanten Anstieg. Der Gesamtbedarf wächst von 1.375 MW im Jahr 2030 auf 2.685 MW im Jahr 2040, was etwa einer Verdoppelung entspricht. Die Großspeicher verzeichnen damit eine noch stärkere relative Zunahme als die Kleinspeicher. Dies unterstreicht die wachsende Bedeutung großer Speicherlösungen zum Ausgleich des Energiesystems, insbesondere für das Zusammenspiel von Erzeugungs- und Lastspitzen und die Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung. Insgesamt verdeutlichen die Zahlen, dass ein koordinierter Infrastrukturausbau unter Berücksichtigung der Speicherinfrastruktur für das Gelingen der Energietransformation essenziell ist.

Aus Übersichtsgründen wird im Folgenden der „Großbatteriespeicher“ als „Großspeicher“ und der „dezentrale Kleinbatteriespeicher“ als „Kleinspeicher“ oder „dezentraler Kleinspeicher“ bezeichnet.

Zur Ableitung einer weitergehenden geografischen Verteilung der Kleinspeicher, sowie einer Unterteilung in Gewerbe- und Haushaltsspeicher wird eine analytische Berechnungsmethode, basierend auf Verbrauch, PV-Verteilung und Bruttoregionalprodukt, herangezogen. Eine Übersicht dieser Methode ist in Abbildung 19 dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise erfolgt im nachfolgenden Kapitel. Großspeichersysteme werden im Folgenden nicht weiter innerhalb Bundesländer regionalisiert, da ihre Platzierung stark von zukünftigen Netzan-schlussmöglichkeiten abhängen wird.



Abbildung 19: Methodik der technologischen und räumlichen Disaggregation.

Ziel der Aufschlüsselung ist es, eine greifbare und fundierte Referenz für den zukünftigen Kleinspeicherbedarf für Haushalte und Gewerbe auf Bezirksebene zu liefern. Zeitgleich ist jedoch zu betonen, dass die Ergebnisse dieser Analyse als Orientierungshilfe zu verstehen sind und keine präzisen Optimierungsergebnisse darstellen.

Technologische Disaggregation Kleinbatteriespeicher

Im ersten Schritt erfolgt eine Differenzierung der Kleinspeicher nach Speichern in privaten Haushalten und bei gewerblichen Betrieben. Als Basis dient der relative Anteil des Strombedarfs von privaten Haushalten und Gewerbebetrieben am Gesamtstrombedarf der beiden Sektoren je Bundesland in Österreich. Dies unterstellt eine lineare Korrelation zwischen der erforderlichen Speicherkapazität und dem jeweiligen Stromverbrauch. Die hierfür benötigten Daten entstammen der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria für das Jahr 2023 [11].

Tabelle 1: Haushalts-, Gewerbe- und Großspeicher für 2030 in MW-Batterieleistung

	Haushaltsspeicher	Gewerbespeicher	Großspeicher
Burgenland	332	109	162
Niederösterreich	683	303	363
Wien	96	81	65
Kärnten	198	101	112
Steiermark	390	192	218
Oberösterreich	443	227	251
Salzburg	136	58	72
Vorarlberg	65	22	33
Osttirol	11	6	7
Tirol	161	86	92

Basierend auf diesen Daten wird eine Aufteilung der dezentralen Kleinspeicher in Haushalts- und Gewerbespeicher in den 10 modellierten Regionen vorgenommen, welche untenstehend in Tabelle 1 für das Jahr 2030 und in Tabelle 2 für das Jahr 2040 abgebildet ist.

Tabelle 2: Haushalts-, Gewerbe- und Großspeicher für 2040 in MW-Batterieleistung

	Haushaltsspeicher	Gewerbespeicher	Großspeicher
Burgenland	342	112	201
Niederösterreich	1.158	514	740
Wien	151	127	123
Kärnten	349	179	237
Steiermark	669	329	449
Oberösterreich	737	378	501
Salzburg	246	106	158
Vorarlberg	120	41	72
Osttirol	20	11	14
Tirol	277	147	190

6.2.2

Methodik regionale Disaggregation Kleinbatteriespeicher

Für die regionale Disaggregation auf NUTS-3-Ebene¹¹ werden unterschiedliche Ansätze für die jeweiligen Kleinspeichertypen verfolgt: Für den Bedarf an gewerblichen Speichern wird eine positive Korrelation zum Bruttoregionalprodukt (BRP) einer Region angenommen. Das bedeutet, dass Regionen mit einem höheren BRP tendenziell auch einen höheren Strombedarf und in weiterer Folge erhöhten Bedarf an gewerblichen Speichern aufweisen. Dieser Ansatz stellt eine vereinfachte Annäherung dar, da er den Einfluss der spezifischen Wirtschaftsstruktur und der unterschiedlichen wirtschaftlichen Sektoren auf den Speicherbedarf unberücksichtigt lässt. Die benötigten Daten zum BRP auf NUTS-3-Ebene stammen aus den Veröffentlichungen der Statistik Austria für das Jahr 2023 [12]. Eine detaillierte Untersuchung der Korrelation zwischen den einzelnen Wirtschaftssektoren und dem Speicherbedarf ist aufgrund der derzeit begrenzten Datenlage nicht möglich.

Zusätzlich wird die installierte Batterieleistung in die Anzahl der installierten Batterien umgerechnet, um eine anschauliche Bezugsgröße zu schaffen. Für Gewerbespeicher dient eine Marktanalyse aus Deutschland [13] als Grundlage, aus der eine durchschnittliche Speicherkapazität von 50 kWh abgeleitet wird. Bei Haushaltsspeichern wird auf eine Markterhebung des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) aus dem Jahr 2024 zurückgegriffen, die eine durchschnittliche Speicherkapazität von 13,9 kWh ausweist [14].

Der Bedarf an Haushaltsspeichern wird als eng mit dem Ausbau von PV korreliert betrachtet, da diese Technologien in der Praxis häufig synergetisch genutzt werden [15]. Zur Überprüfung dieser Annahme wurden die Daten aus der Markterhebung des BMK [16] zum geförderten PV- und Haushaltsspeicherausbau analysiert. Eine Untersuchung der letzten 10 Jahre bestätigt eine deutliche Korrelation zwischen beiden Variablen (Spearman-Koeffizient: 0,95, p-Wert < 0,01). Die hierbei eingesetzte Speichertechnologie besteht dabei beinahe ausschließlich aus Lithium-Ionen-Batterien [16].

¹¹ NUTS-3-Regionen sind Verwaltungseinheiten der dritten Ebene des "Nomenclature of Territorial Units for Statistics" (NUTS), einem System zur einheitlichen Gliederung des EU-Territoriums für statistische Zwecke.

Die zugrunde liegenden Daten zur PV-Verteilung auf NUTS-3-Ebene stammen von Statistik Austria [17] und beziehen sich auf das Jahr 2023. Sie umfassen die Anzahl der vom Klima- und Energiefonds geförderten Anlagen, aufgeschlüsselt nach Regionen. Basierend auf diesen Daten wird der regionale Haushaltsspeicherbedarf abgeleitet und zugeordnet.

6.3

Ergebnisse regionale Disaggregation Kleinbatteriespeicher

Im Folgenden werden die Ergebnisse der regional verfeinerten Differenzierung der Kleinbatteriespeicher (im Szenario BASE) für die Jahre 2030 und 2040 vorgestellt und in Abbildung 20 und Abbildung 21 visualisiert.

Die Analyse des Gewerbespeicherbedarfs für 2030 zeigt einen signifikanten Anstieg in den Ballungsräumen, wobei der Schwerpunkt in der Region Linz-Wels, mit einer Leistung von 112 MW liegt. Es folgen die Regionen Graz mit 89 MW sowie Wien und Wiener Umland (Süd) mit 81 MW bzw. 84 MW.

Bei einer durchschnittlichen Batterieleistung von 50 kWh ergibt dies eine Anzahl von 4.480 Gewerbespeichern für die Region Linz-Wels sowie 3.540, 3.230 und 3.360 Gewerbespeicher für Graz, Wien und das südliche Wiener Umland. Der geringste Zubau wird in der Region Lungau verzeichnet, mit knapp über 1 MW, was etwa 50 Gewerbespeichern entspricht. Ein ähnlicher Trend zeichnet sich auch für das Jahr 2040 ab.

Für den Bedarf an Haushaltsspeichern zeigt sich ein deutliches Ost-West-Gefälle, das auf den verstärkten Ausbau von Erneuerbaren im Osten Österreichs sowie die damit einhergehende Variabilität in der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Im Jahr 2030 wird der größte Zubau im Nordburgenland mit 180 MW verzeichnet, gefolgt von 177 MW im nördlichen Wiener Umland und 127 MW im Innviertel. Dies entspricht der Installation von etwa 25.900 Haushaltsspeichern im Nordburgenland sowie circa 25.400 und 18.200 Anlagen im Wiener Umland (Nord) und im Innviertel. Bis zum Jahr 2040 wird der Ausbau von Haushaltsspeichern weiter forciert.

Im nördlichen Wiener Umland erreicht der Zubau mit 299 MW bzw. 43.000 Heimbatteriespeichern seinen Höchstwert.

Anzahl und Leistungen von Batteriespeichern (in MW-Batterieleistung)

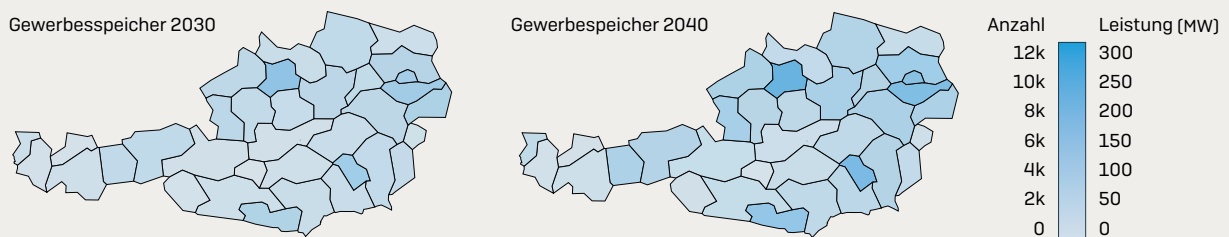


Abbildung 20: Anzahl und Leistung der Gewerbespeicher für das Jahr 2030 (links) und 2040 (rechts).

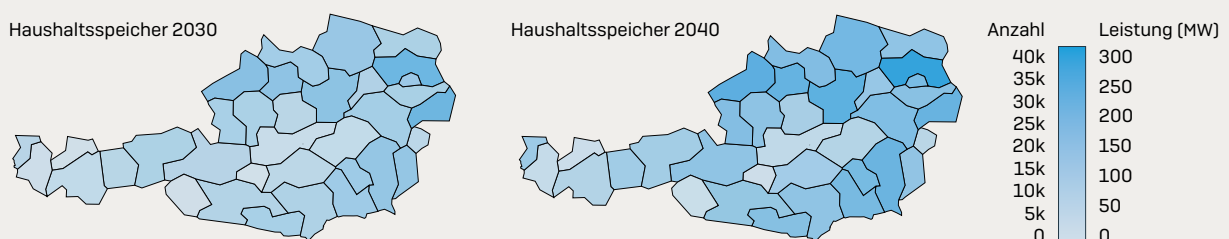


Abbildung 21: Anzahl und Leistung der Haushaltsspeicher für das Jahr 2030 (links) und 2040 (rechts).

Die Studienergebnisse zeigen, dass eine vollständig erneuerbare Energieversorgung nicht nur realisierbar ist, sondern auch unter Extremwetterbedingungen – wie Dunkelflauten und Trockenperioden – zuverlässig gesichert werden kann. Entscheidend dafür ist ein koordinierter Ausbau und Einsatz von Speichern, Netzen und Umwandlungstechnologien, welche Flexibilitäten in zeitlicher, räumlicher und sektoraler Hinsicht bieten.

Der tägliche Verlagerungsbedarf im Stromsystem steigt bis 2040 auf das Sechsfache an. Kurzfristig verfügbare Flexibilitätsoptionen wie Batterie- und Pumpspeicher sind daher zentrale Bausteine für das Gelingen der Energiewende. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der intelligente Einsatz von Stromspeichern Lastspitzen im Netz signifikant abfedern kann. Durch systemdienliches Ladeverhalten tragen Speicher dazu bei, sowohl Einspeisespitzen zur Mittagszeit als auch hohe Lasten in den Abendstunden zu reduzieren.

Darüber hinaus stellt das Übertragungsnetz eine wichtige Flexibilitätsoption dar. Ein ambitionierter Netzausbau ist nicht nur eine technische Voraussetzung für die Energietransformation, sondern auch eine Chance, durch eine stärkere Integration in das europäische Verbundnetz langfristig Energiekosten zu stabilisieren und CO₂-Emissionen zu senken.

Für den kosteneffizientesten Weg zur Klimaneutralität ist eine ganzheitliche Koordination der Energietransformation über alle Sektorengrenzen hinweg unerlässlich. Eine sektorenübergreifende Kooperation ist ebenso entscheidend, um Extremereignisse erfolgreich zu bewältigen. Zudem spielt die umfassende Digitalisierung eine zentrale Rolle für das Management des zukünftigen Energiesystems.

Das Beispiel des Heimspeichereinsatzes in dieser Studie zeigt, dass systemdienliches Verhalten durch transparente, zeitlich differenzierte Preis- und Kostenstrukturen gezielt angereizt werden kann. Entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen sollten daher eine Annäherung an die tatsächliche und zeitlich variable Kostenstruktur ermöglichen.

Ein integraler Bestandteil der Studie ist der Ansatz, ein sektorengekoppeltes, gesamteuropäisches und regional differenziertes Tooling einzusetzen. Dieser Ansatz ermöglicht es, die komplexen Interaktionen und Synergien innerhalb des Energiesystems frühzeitig zu erkennen und detailliert zu analysieren. Die effektive Einbindung solcher Tools in Planungsprozesse ist entscheidend, um Innovation als Hebel für die Umsetzung der Energietransformation zu nutzen.

Der vorliegende Bericht basiert auf der breitgefächerten Expertise der involvierten Projektpartner. Durch das divers zusammengestellte Team konnte eine Vielzahl an Perspektiven unter wissenschaftlicher Begleitung eingebracht werden. Dies hat wesentlich zur Tiefe und Robustheit der untersuchten Szenarien und Ergebnisse beigetragen.

In weiterführenden Analysen kann noch gezielter der Fokus auf die systemischen Implikationen der Energietransformation in der Verteilnetzebene gelegt werden. Besonders relevant ist dabei die Betrachtung der Rückkopplungseffekte und Synergien zwischen Erzeugung, Speicherung und Mobilität, sowie den Rahmenbedingungen für Verbraucher, einschließlich Preisgestaltung und Tarifstrukturen. Koordiniertes systemdienliches Verhalten bei Produzenten und Verbrauchern kann die Energietransformation maßgeblich unterstützen.

- [1] T. Brown, M. Victoria, E. Zeyen, F. Hofmann und F. Neumann, PyPSA-Eur: An open sector-coupled optimisation model of the European energy system, <https://github.com/pypsa/pypsa-eur>.
- [2] NEFI - New Energy for Industry, „Pathway to Industrial Decarbonisation,“ Wien, 2022.
- [3] Umweltbundesamt GmbH, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023,“ Wien, 2023.
- [4] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan,“ BMK, Wien, 2024.
- [5] Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid (APG),“ Wien, 2023.
- [6] C. C. C. Service, „Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections,“ 2024. [Online]. Available: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd?tab=overview>. [Zugriff am 10 April 2025].
- [7] J. Hörsch und T. Brown, „The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios,“ arXiv.org, 2017.
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), „ENTSO-E Transparency Platform,“ [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Zugriff am 13 Februar 2025].
- [9] Energie-Control Austria, „Betriebs- und Bestandsstatistik, Datenstand 2024,“ 2024. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-2023_KW2EPLTyp.xlsx. [Zugriff am 10 April 2025].
- [10] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Kraftwerksliste - Daten aus dem Marktstammdatenregister,“ 21 November 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste.xlsx. [Zugriff am 28 April 2025].
- [11] Statistik Austria, „Nutzenergieanalyse,“ [Online]. Available: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse>. [Zugriff am 15 Januar 2025].
- [12] Statistik Austria, „Regionale Gesamtrechnungen,“ [Online]. Available: <https://www.statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/volkswirtschaftliche-gesamtrechnungen/regionale-gesamtrechnungen>. [Zugriff am 15 Januar 2025].
- [13] J. Figgenger, „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023),“ arXiv, 2023.
- [14] P. Biermayr, „Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2023, Markterhebung,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, Österreich, 2024.

- [15] D. Sodano, „The symbiotic relationship of solar power and energy storage in providing capacity value,“ *Renewable Energy*, Bd. 177, pp. 823-32, 2021.
- [16] P. Biermayr, „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2023,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Wien, 2024.
- [17] Statistik Austria, „STATatlas,“ [Online]. Available: https://www.statistik.at/atlas/?mapid=them_energie_klimafonds. [Zugriff am 15 Januar 2025].
- [18] F. Helm, „Austrian Gas Infrastructure Day 2024 - Austrian Gas Grid Management AG,“ November 2024. [Online]. Available: https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Veranstaltungen/AGID_2024/Impulsreferat_Franz_Helm.pdf. [Zugriff am 10 April 2025].
- [19] Energie-Control Austria, „Quartalsbericht Erhebung Netzanschluss Q3/2024,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Erhebung-Netzanschluss-Bericht-Q3-2024.pdf>. [Zugriff am 2025 April 10].

Leistung in MW und Anzahl von Gewerbespeichern für 2030 und 2040 nach NUTS-3				
	2030		2040	
	Leistung	Anzahl	Leistung	Anzahl
Burgenland	109	4.340	112	4.490
AT111	12	490	13	500
AT112	65	2.590	67	2.670
AT113	32	1.280	33	1.320
Niederösterreich	303	12.130	514	20.560
AT121	42	1.680	71	2.840
AT122	41	1.630	69	2.760
AT123	34	1.370	58	2.330
AT124	35	1.400	59	2.370
AT125	16	650	28	1.100
AT126	51	2.050	87	3.480
AT127	84	3.360	142	5.690
Wien	81	3.230	127	5.100
AT130	81	3.230	127	5.100
Kärnten	101	4.050	179	7.140
AT211	62	2.460	108	4.340
AT212	17	660	29	1.170
AT213	23	930	41	1.640
Steiermark	192	7.670	329	13.150
AT221	89	3.540	152	6.080
AT222	11	440	19	760
AT223	23	920	39	1.580

AT224	33	1.330	57	2.270
AT225	24	940	40	1.620
AT226	12	490	21	840
Oberösterreich	227	9.080	378	15.110
AT311	39	1.570	65	2.600
AT312	112	4.490	187	7.470
AT313	21	850	35	1.410
AT314	23	920	38	1.530
AT315	32	1.260	53	2.100
Salzburg	58	2.330	106	4.230
AT321	1	50	2	100
AT322	13	530	24	970
AT323	44	1.740	79	3.170
Vorarlberg	22	900	41	1.650
AT341	5	190	9	350
AT342	18	710	33	1.300
Osttirol	6	250	11	430
AT333	6	250	11	430
Tirol	86	3.430	147	5.900
AT331	4	160	7	270
AT332	39	1.560	67	2.680
AT334	10	400	17	690
AT335	33	1.310	56	2.250

Leistung und Anzahl von Haushaltsspeichern für 2030 und 2040 nach NUTS-3

	2030		2040	
	Leistung	Anzahl	Leistung	Anzahl
Burgenland	332	47.720	342	49.280
AT111	43	6.240	45	6.450
AT112	180	25.900	186	26.740
AT113	108	15.590	112	16.090
Niederösterreich	683	98.320	1.158	166.630
AT121	121	17.380	205	29.450
AT122	83	11.990	141	20.320
AT123	61	8.720	103	14.780
AT124	99	14.280	168	24.200
AT125	68	9.790	115	16.590
AT126	177	25.410	299	43.060
AT127	75	10.760	127	18.230
Wien	96	13.760	151	21.740
AT130	96	13.760	151	21.740
Kärnten	198	28.540	349	50.250
AT211	75	10.770	132	18.960
AT212	60	8.580	105	15.110
AT213	64	9.190	112	16.180
Steiermark	390	56.090	669	96.200
AT221	91	13.090	156	22.450
AT222	23	3.320	40	5.700
AT223	33	4.690	56	8.040
AT224	106	15.260	182	26.180
AT225	90	12.920	154	22.160

AT226	47	6.810	81	11.680
Oberösterreich	443	63.710	737	106.030
AT311	127	18.220	211	30.320
AT312	116	16.700	193	27.790
AT313	83	11.940	138	19.870
AT314	46	6.670	77	11.100
AT315	71	10.180	118	16.950
Salzburg	136	19.510	246	35.440
AT321	9	1.270	16	2.300
AT322	51	7.380	93	13.410
AT323	76	10.870	137	19.740
Vorarlberg	65	9.420	120	17.290
AT341	15	2.220	28	4.090
AT342	50	7.190	92	13.210
Osttirol	11	1.650	20	2.870
AT333	11	1.650	20	2.870
Tirol	161	23.150	277	39.830
AT331	10	1.510	18	2.600
AT332	49	7.060	84	12.150
AT334	34	4.950	59	8.510
AT335	67	9.640	115	16.580



Autoren

Austrian Power Grid

Valentin Wiedner
Teamleitung

Stefanie Schreiner-Fuß
Projektleiterin zusammen2040

Bundesverband Photovoltaic Austria

Vera Immitzer
Geschäftsführung PV Austria

Tahrin Alam
Technik Photovoltaik & Speicher

Fabian Janisch
Technik Photovoltaik & Speicher,
Energiewirtschaft, Stromnetz

Technische Universität Graz

Dr. Robert Gaugl
Institut für Elektrizitätswirtschaft und
Energieinnovation

Kelvin Walenta
Institut für Elektrizitätswirtschaft und
Energieinnovation

d-fine

Max Labmayr
Manager, Wien
max.labmayr@d-fine.at

Florian Wiedemair
Senior Consultant, Wien
florian.wiedemair@d-fine.at



PHOTOVOLTAIC
AUSTRIA



d-fine