

Modellierung der Stromstrategie 2040

Endbericht

2. August 2024

Vorbereitet für:  oesterreichs
energie.

Disclaimer

Diese Unterlage wurde von FTI France S.A.S., Handelsname Compass Lexecon („Compass Lexecon“), für Österreichs Energie gemäß den Bedingungen des Vertrags zwischen Österreichs Energie und Compass Lexecon („Vertrag“) erstellt. Diese Unterlage wurde ausschließlich für die Österreichs Energie erstellt und keine andere Partei ist berechtigt, sich zu irgendeinem Zweck darauf zu verlassen. Compass Lexecon übernimmt keine Haftung oder Sorgfaltspflicht gegenüber Personen (außer gegenüber Österreichs Energie gemäß den entsprechenden Vertragsbedingungen) für den Inhalt dieser Unterlage. Dementsprechend lehnt Compass Lexecon jede Verantwortung für die Folgen für eine Person (außer der Österreichs Energie auf der oben genannten Grundlage) ab, die im Vertrauen auf diese Unterlage handelt oder Handlungen unterlässt, oder für Entscheidungen, die auf Grundlage der Studie getroffen oder nicht getroffen werden. Die Unterlage enthält Informationen, die aus einer Vielzahl von Quellen gewonnen oder abgeleitet wurden. Compass Lexecon übernimmt keine Verantwortung für die Überprüfung oder Feststellung der Zuverlässigkeit dieser Quellen oder die Überprüfung der so bereitgestellten Informationen. Compass Lexecon gibt gegenüber keiner Person (außer gegenüber der Österreichs Energie gemäß den relevanten Vertragsbedingungen) Zusicherungen oder Gewährleistungen jeglicher Art (ob ausdrücklich oder stillschweigend) hinsichtlich der Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Unterlage. Die Unterlage basiert auf Informationen, die Compass Lexecon zum Zeitpunkt der Erstellung zur Verfügung standen, und berücksichtigt keine neuen Informationen, die uns nach dem Datum der Publikation bekannt werden. Wir übernehmen keine Verantwortung dafür, diese Unterlage zu aktualisieren oder einen Empfänger der Unterlage über solche neuen Informationen zu informieren. Jeder Empfänger dieser Unterlage (außer der Österreichs Energie) erwirbt keine Rechte in Bezug auf diese Unterlage. Die in dieser Unterlage dargelegten Ansichten sind die der genannten Verfasser und nicht unbedingt die Ansichten von Compass Lexecon, dessen Management oder Muttergesellschaft oder anderer Fachleute von Compass Lexecon. Alle Urheber- und sonstigen Eigentumsrechte an dieser Unterlage bleiben Eigentum von Compass Lexecon und alle Rechte bleiben vorbehalten.

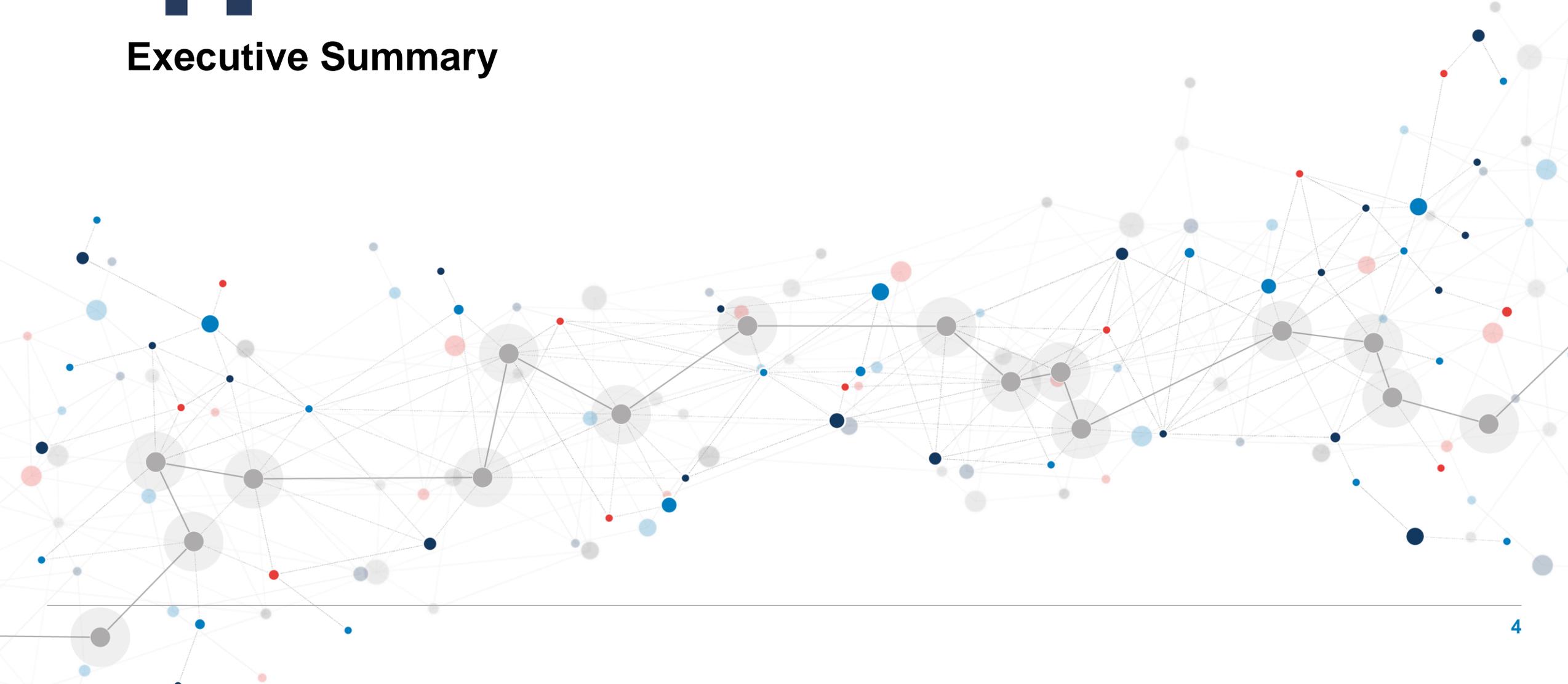
© 2023 FTI France S.A.S. Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	<u>4</u>
2. Szenario, Daten und Vorgehensweise	<u>15</u>
3. Ergebnisse Basisszenario	<u>24</u>
4. Ergebnisse Sensitivitäten	<u>43</u>

1.

Executive Summary



Überblick: Kernerkenntnisse der Studie

Das Szenario „Stromstrategie 2040“ zeigt, dass ein klimaneutrales und robustes Stromsystem für 2040 möglich ist – die für den Ausbau benötigten Rahmenbedingungen müssen jedoch rasch hergestellt werden.

Eckdaten



- Der Stromverbrauch 2040 in Österreich wird mit 145,2 TWh angenommen – dies ist in etwa eine Verdopplung im Vergleich zu 2020.
- Die Stromerzeugung liegt im Jahr 2040 in Summe bei 146,5 TWh, bei einer installierten Kraftwerkskapazität von 71,1 GW.
- Die Masse an Strom wird dabei durch Wind- und PV-Kapazitäten mit bereitgestellt (45 GW installierte Leistung und 72,5 TWh Erzeugung).
- Wasserkraft in Form von Lauf- und Speicherkraftwerken, sowie Pumpspeichern erzeugt einen großen Teil des Stromverbrauchs und liefert einen signifikanten Teil der wöchentlichen und untertägigen Flexibilität (58,1 GW installierte Leistung und 51,1 TWh Erzeugung).
- Der Bedarf an saisonaler (25,7 TWh), wöchentlicher (20 TWh) und untertäglicher (36,4 TWh) Flexibilität bzw. Lastverschiebung ist erheblich, kann jedoch von den installierten Kapazitäten und dem Austausch mit dem Ausland aufgebracht werden.

Klima-neutralität



- Die vorliegende Studie demonstriert im Rahmen der unten angeführten Limitationen, dass unter den Annahmen der Stromstrategie 2040 (09/2022)^[1] ein klimaneutrales und robustes Stromsystem für Österreich realisiert werden kann. Dabei werden im Stromsektor keine fossilen Energieträger mehr verwendet und der Wasserstoffbedarf für den Stromsektor (netto) lokal produziert. Es werden auch keine Netto-Stromimporte realisiert und sogar eine netto-negative CO₂-Importbilanz erzielt. Dies trotz einer massiven Steigerung der Stromnachfrage und einer umfangreichen heimischen Wasserstoffproduktion auch für andere Sektoren.

Rahmenbedingungen



- Um die hier getroffenen Annahmen zu erreichen, braucht es eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren, einen starken Ausbau der Pumpspeicher und Batteriespeicher sowie flexibler thermischer Erzeugungskapazitäten wie KWK (klimaneutral betrieben mit z.B. Wasserstoff, Biomasse, Biomethan etc.) - insgesamt rd. 50 GW neue Stromerzeugungskapazitäten. Unbedingt erforderlich ist auch der massive Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten (und offensichtlich der Übertragungs- und Verteilnetze) sowie einer Flexibilisierung der Nachfrage. Generell braucht es Investitionssicherheit und stabile Rahmenbedingungen für Geschäftsmodelle, damit die Transformation des Stromsystems gelingen kann. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen kann ein derartiger Ausbau weder erwartet noch erreicht werden. Der notwendige massive Ausbau zusätzlicher Flexibilitäten erfordert für eine kosteneffiziente Umsetzung einen koordinierten Ansatz.

Technologiemix



- Der im Vergleich zu anderen Studien stärkere Fokus auf Windkraft statt PV, verringert den Bedarf an täglicher und saisonaler Flexibilität erheblich und trägt damit wesentlich zu einem energie- und kosteneffizienten Erzeugungspark bei. Die Flexibilitätsbedarfe vervielfachen sich dennoch im Vergleich zu heute (sowohl in TWh als auch in GW), um die Schwankungen der Residualnachfrage auszugleichen. Zur Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs (täglich, wöchentlich und saisonal), wurde ebenfalls ein ausgewogener Technologiemix der diversen Flexibilitätsoptionen und Speichertechnologien modelliert, der gegenüber den untersuchten Abweichungen und einem kritischen Klimajahr (Sensitivitäten) robust ist und geeignet ist, um den Flexibilitätsbedarf zu decken.

Limitationen und Annahmen der Studie

Diese Studie zeichnet ein positives bzw. optimistisches Zielbild des österreichischen Stromsektors in 2040. Weitere Arbeiten sollten die Rahmenbedingungen sowie weitere technische Fragen präzisieren.

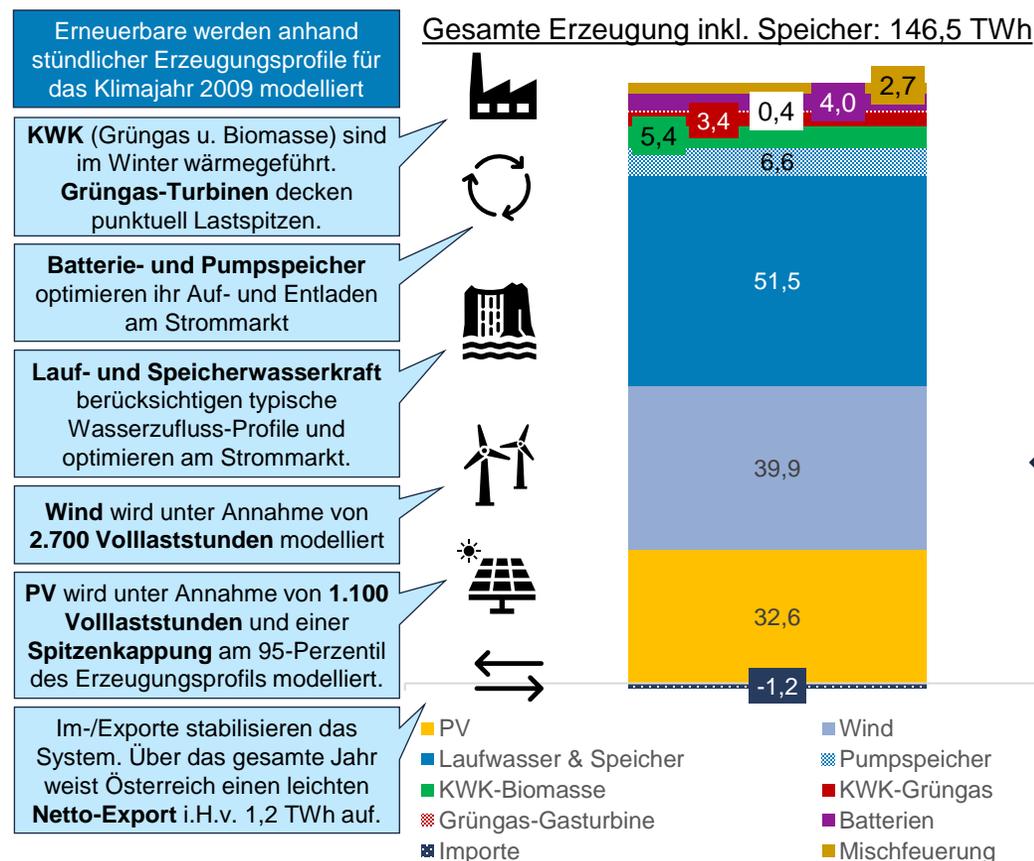
Szenario 	<ul style="list-style-type: none">▪ Es handelt sich beim skizzierten Szenario um keine Prognose oder Erwartung, was mit aktuellen Rahmenbedingungen eintreffen könnte, sondern um die Prüfung eines Vorschlags für ein mögliches Zielsystem für 2040 (der OE-Stromstrategie 2040). Die vorliegende Lösung ist daher weder die einzige mögliche Alternative noch eine zwingend kostenoptimale Lösung. Vielmehr wurde darauf geachtet, ein robustes und effizientes klimaneutrales System zu spezifizieren. Die bestehenden Rahmenbedingungen und das Strommarktdesign müssen für die Umsetzung eines solchen Szenarios jedoch erst entsprechend weiterentwickelt werden.
Invest-anreize 	<ul style="list-style-type: none">▪ Es wird in der weiteren Betrachtung davon ausgegangen, dass ausreichend Investitionsanreize für die Investitionen in das Leitungsnetz (Übertragungs- und Verteilnetze in AT und im angrenzenden Ausland), die unterschiedlichen Klassen von Stromspeichern (Wasserstoffspeicher, Methanisierungsanlagen, Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher) und die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (H2-ready-Kraftwerke, Wasserkraftwerke, PV, Wind, Biomasse) geschaffen werden.▪ Eine gezielte Untersuchung und Weiterentwicklung der hierfür benötigten Rahmenbedingungen wird empfohlen.
Netz-ausbau 	<ul style="list-style-type: none">▪ Netzrestriktionen wurden als Kapazitäten der Grenzkuppelstellen modelliert, somit wurden Netzengpässe im Übertragungs- und Verteilnetz innerhalb der Nachbarländer nicht berücksichtigt. Diese Restriktionen könnten die Einspeisung von erneuerbarem Strom reduzieren (Abregelung) und/oder bewirken, dass weitere Backup-Kapazitäten für Redispatch-Maßnahmen vorgehalten werden müssen. Der Netzausbau auf allen Ebenen ist daher zu forcieren und massiv zu beschleunigen.
Globale An-nahmen 	<ul style="list-style-type: none">▪ Europäisches Stromsystem: Entscheidend ist die Integration ins Europäische Stromsystem, bzw. die Weiterentwicklung und Beibehaltung der Marktintegration mit den benachbarten Strommärkten. Die Import- und Exportmöglichkeiten erlauben einen Ausgleich in Bezug auf die Erneuerbare Erzeugung mit dem Ausland, was in Bezug auf die vorzuhaltenden Flexibilitäten im In- und Ausland signifikante Effizienzen hebt.▪ Klimatische Verhältnisse: Es wurden für 2040 die Wetterverhältnisse des Jahres 2009 (Klimajahr 2009) unterstellt. 2009 gilt als ein repräsentatives Klimajahr. Die Einsatzplanung der verschiedenen Speichertechnologien erfolgt unter der Annahme perfekter Voraussicht (perfect foresight).

Strombilanz 2040: Annahmen zur Erzeugung und Nachfrage

Die Stromnachfrage steigt von 68 TWh in 2020 auf 145 TWh in 2040. Die Stromerzeugung ist von PV, Wind- und Wasserkraft dominiert, ergänzt durch Pump- und Batteriespeicher, Biomasse und Grüngase.

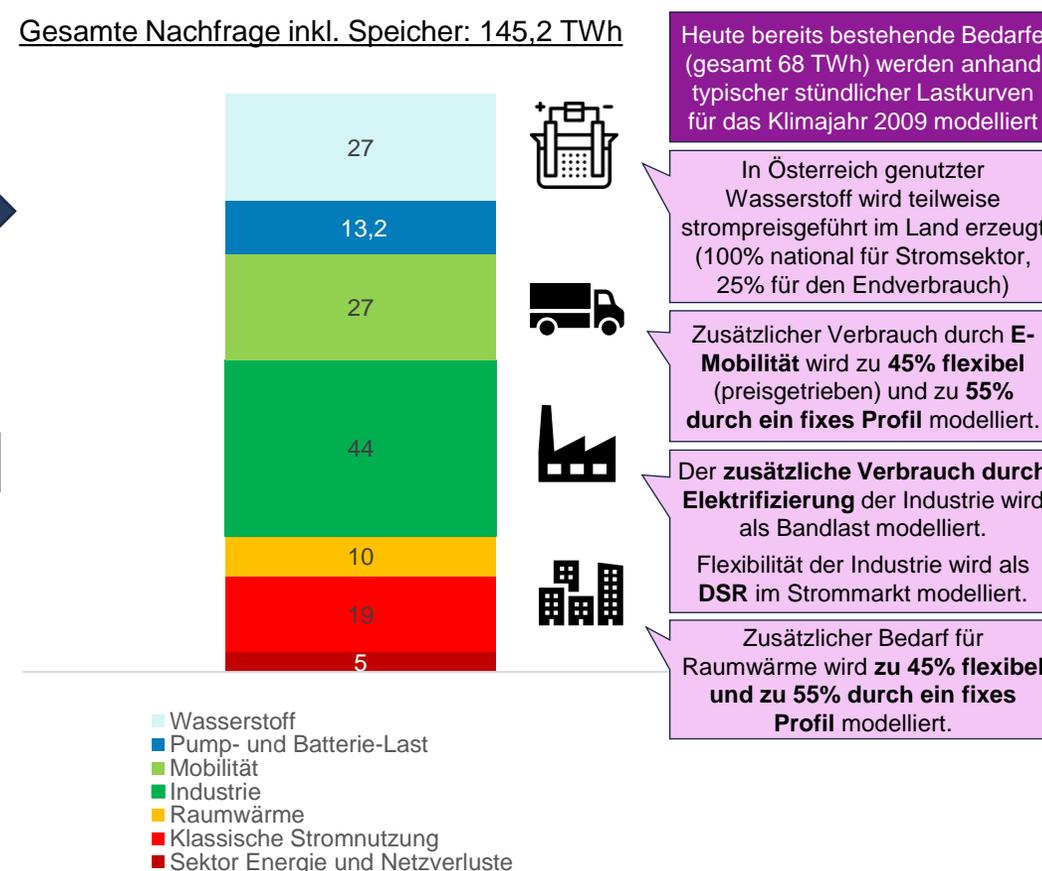
Erzeugung 2040 [TWh]

Gesamte Erzeugung inkl. Speicher: 146,5 TWh



Nachfrage 2040 [TWh]

Gesamte Nachfrage inkl. Speicher: 145,2 TWh



Heute bereits bestehende Bedarfe (gesamt 68 TWh) werden anhand typischer stündlicher Lastkurven für das Klimajahr 2009 modelliert

In Österreich genutzter Wasserstoff wird teilweise strompreisgeführt im Land erzeugt (100% national für Stromsektor, 25% für den Endverbrauch)

Zusätzlicher Verbrauch durch **E-Mobilität** wird zu **45% flexibel** (preisgetrieben) und zu **55% durch ein fixes Profil** modelliert.

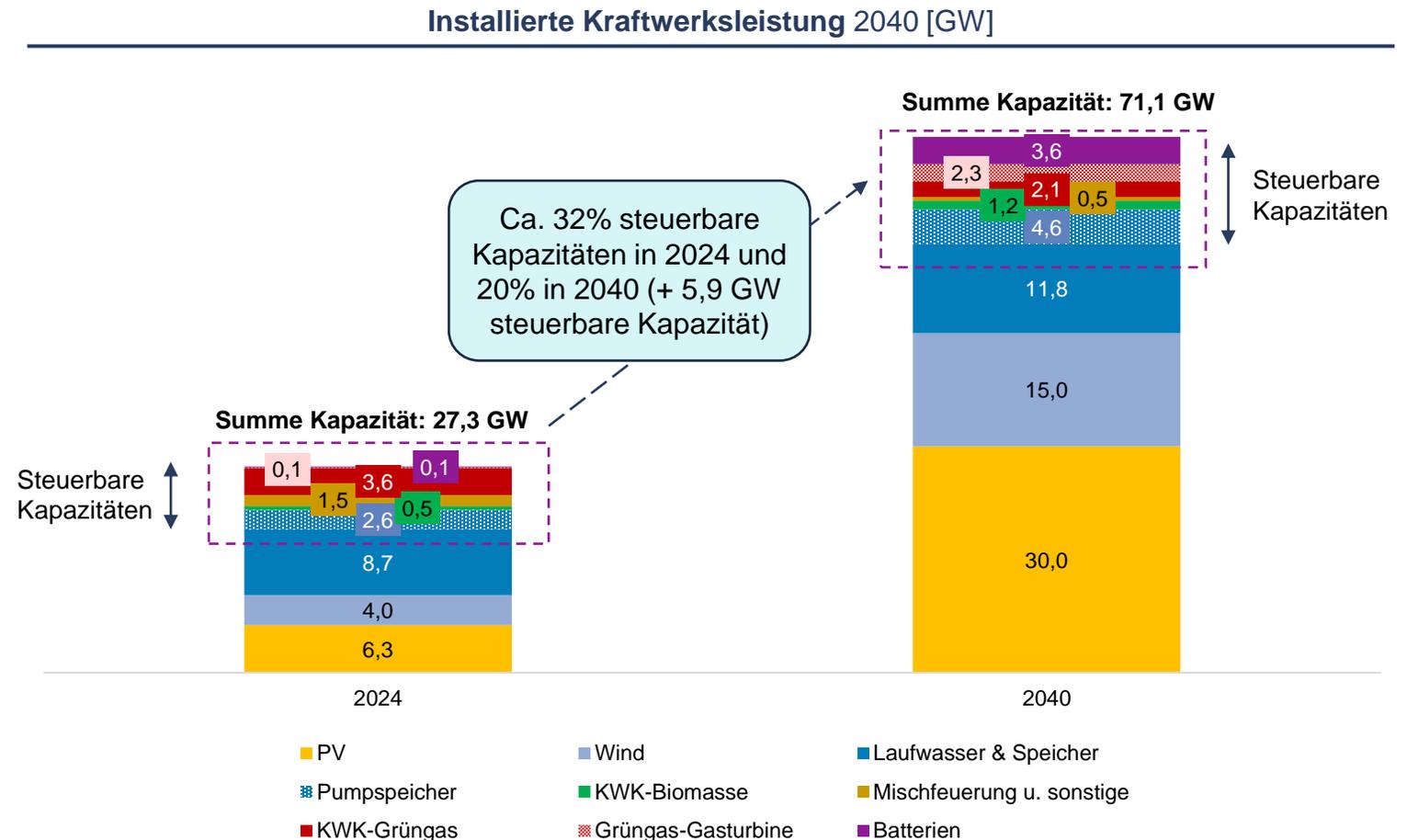
Der **zusätzliche Verbrauch durch Elektrifizierung** der Industrie wird als Bandlast modelliert. Flexibilität der Industrie wird als **DSR** im Strommarkt modelliert.

Zusätzlicher Bedarf für Raumwärme wird zu **45% flexibel** und zu **55% durch ein fixes Profil** modelliert.

Installierte Kapazitäten

Gemäß OE-Stromstrategie 2040 kommt es zu einem massiven Ausbau der installierten Leistung, wobei trotz Wachstum der steuerbaren Kapazitäten, die Volatilität im Stromsystem insgesamt trotzdem zunimmt.

- Die in 2040 installierten Kapazitäten werden aufgrund der OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) bestimmt.
- Mit Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität werden EE-Kapazitäten bis 2040 massiv ausgebaut. Die installierten Kapazitäten für PV und Wind sind jeweils 30 GW und 15 GW.
- Wasserkraft (Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher) stellt eine Gesamtkapazität von 16,4 GW bereit, was rund 23% der gesamten installierten Erzeugungsleistung von knapp 71,1 GW entspricht.
- Zur Deckung des Wärmebedarfs in den Wintermonaten sowie der Kapazitätsmarge zur Spitzenlast, stehen 2040 **4,4 GW mit grünen Gasen** (Biomethan u. H₂) **betriebsfähige Kraftwerke** zur Verfügung.
- Zur kurzfristigen Flexibilität sind 2040 zudem 3,6 GW Batterien installiert.

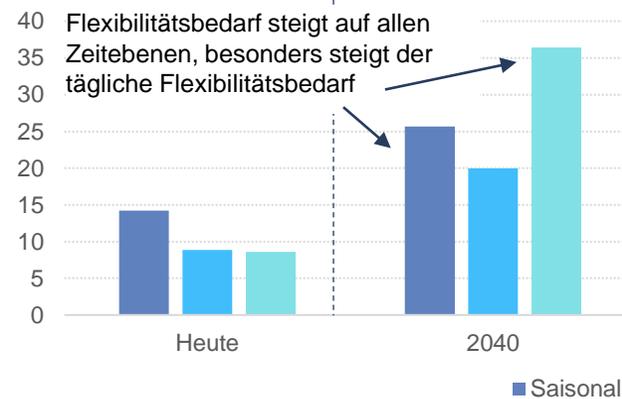


Flexibilitätsbedarfe

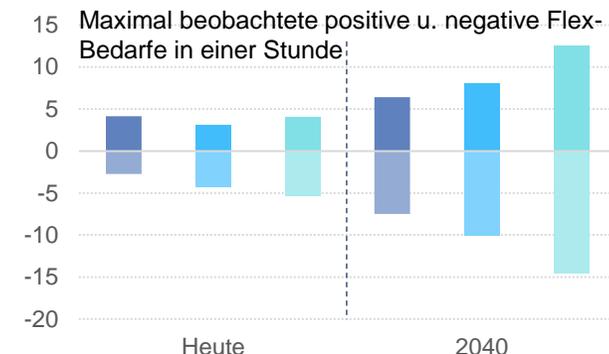
Das österreichische Stromsystem hat 2040 erhebliche Bedarfe nach Flexibilitäten über alle Zeitskalen.

- Ein Großteil der österreichischen Stromerzeugung stammt im Jahr 2040 aus erneuerbaren Quellen. Die **intermittierende Natur einiger dieser Technologien bedingt Schwankungen in der Erzeugung** auf täglicher, wöchentlicher und saisonaler Ebene.
- Die **traditionelle Stromnachfrage berücksichtigt diese Schwankungen nicht**, bzw. verstärkt diese ggf. – so ist in Österreich im Winter die Wasserkraft- und PV-Erzeugung eher gering, dafür die Nachfrage hoch.
- Mit dem EE-Ausbau ergibt sich eine **Vervielfachung der Flex-Bedarfe im Vergleich zu heute** (in TWh und in GW), um die variable Residualnachfrage auszugleichen, hin zu Jahressummen i.H.v. 25,7 TWh (saisonal), 20 TWh (wöchentlich) und 36,4 TWh (täglich) in 2040.
- Insb. stark steigen die Flex-Bedarfe auf Tagesebene aufgrund von PV-Spitzen, die es in Abend- u. Nachtstunden zu verschieben gilt.

1. Jahressumme Flexibilitätsbedarfe¹ (TWh)

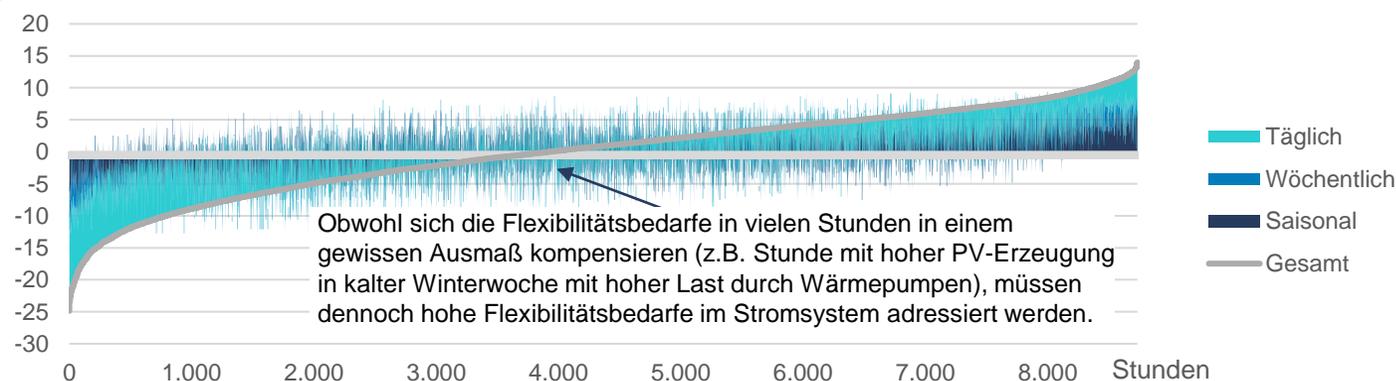


2. Spannweite der Flexibilitätsbedarfe² (GW)



3.

Dauerkurve der Flexibilitätsbedarfe 2040 (GW)



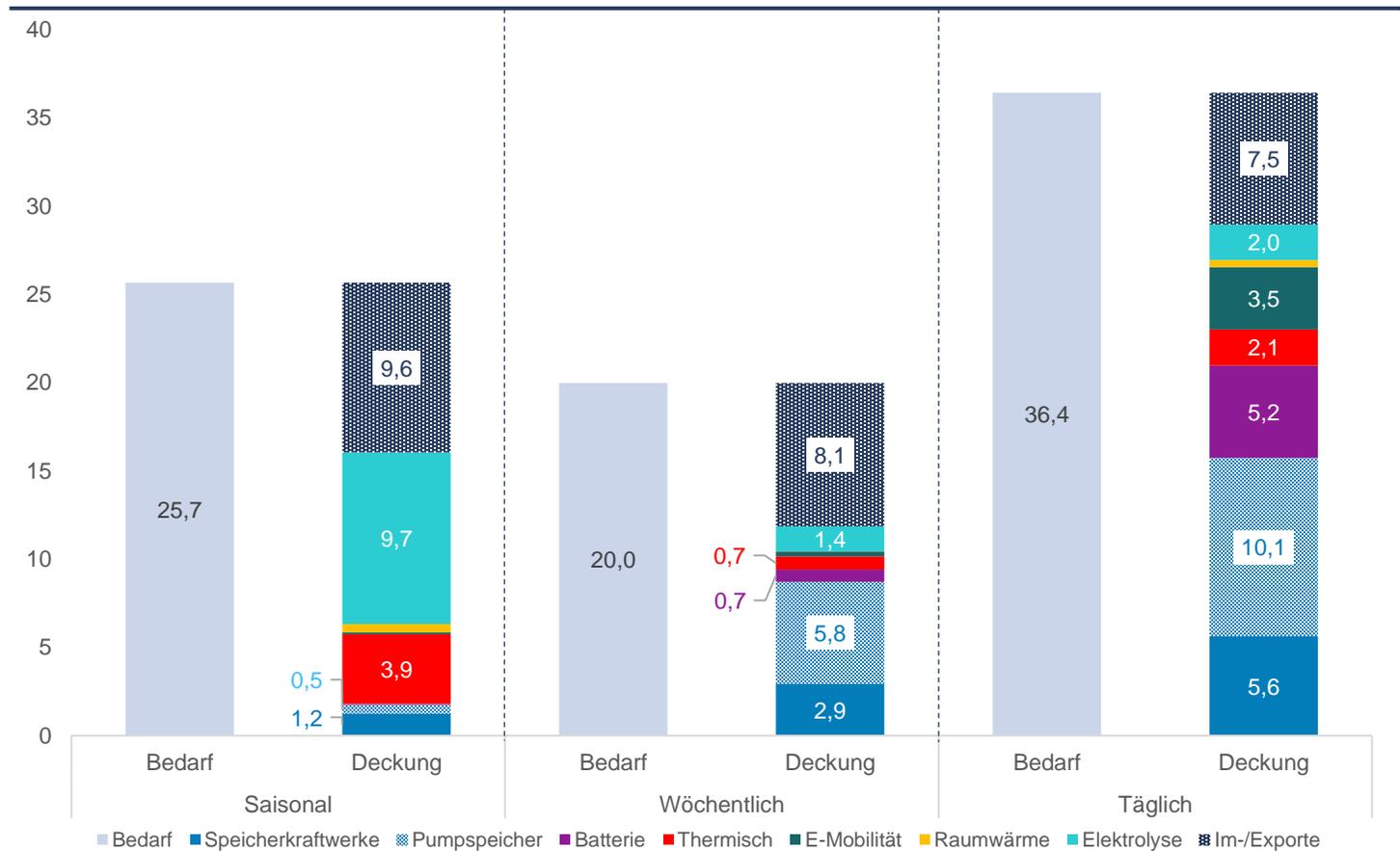
Einsatz flexibler Kapazitäten (I)

Die erheblichen saisonalen, wöchentlichen und untertägigen Flexibilitätsbedarfe des Stromsystems 2040 werden durch das strommarktgetriebene Zusammenspiel verschiedener Technologien gedeckt.

Unter den Rahmenbedingungen der Studie, insb. der Klimaneutralität sowie der Verfügbarkeit von 5 TWh an subventioniertem H₂, wird ein **breiter Mix an Flexibilitätsoptionen** zum Ausgleich des Stromsystems verwendet, wobei der zeitliche Schwerpunkt je Technologie variiert:

- **Speicherkraftwerke & Pumpspeicher:** Tragen insb. zu untertäglicher und mehrtägiger Lastverschiebung bei.
- **Batterien:** Zentral für die untertägliche Lastverschiebung.
- **Thermische KW:** Stellen insb. saisonale, aber auch untertägliche Flexibilität bereit.
- **E-Mobilität und Raumwärme:** Tragen durch effiziente Wahl der Heiz- und Ladezeiten zu untertäglicher Lastverschiebung bei.
- **Elektrolyseure:** Tragen im Sommer den Überschuss an EE-Erzeugung ab und „verschieben“ einen Teil davon in den Winter.
- **Im-/Exporte:** Wichtige Flex-Option auf allen Zeitebenen, da annahmengenmäßig im Ausland Flexibilitäten aller Arten verfügbar sind.

Deckung der Flexibilitätsbedarfe (TWh)

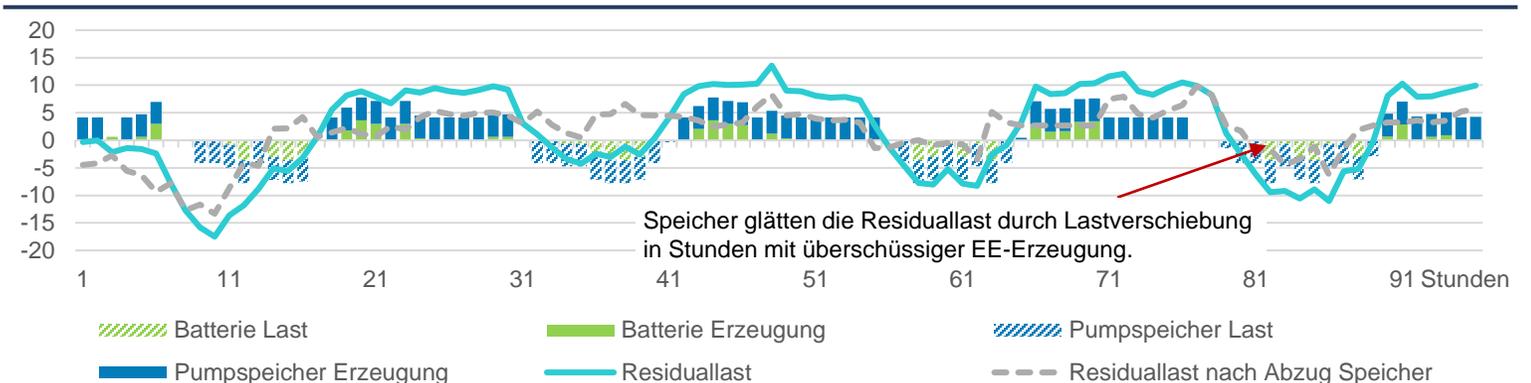


Einsatz flexibler Kapazitäten (II)

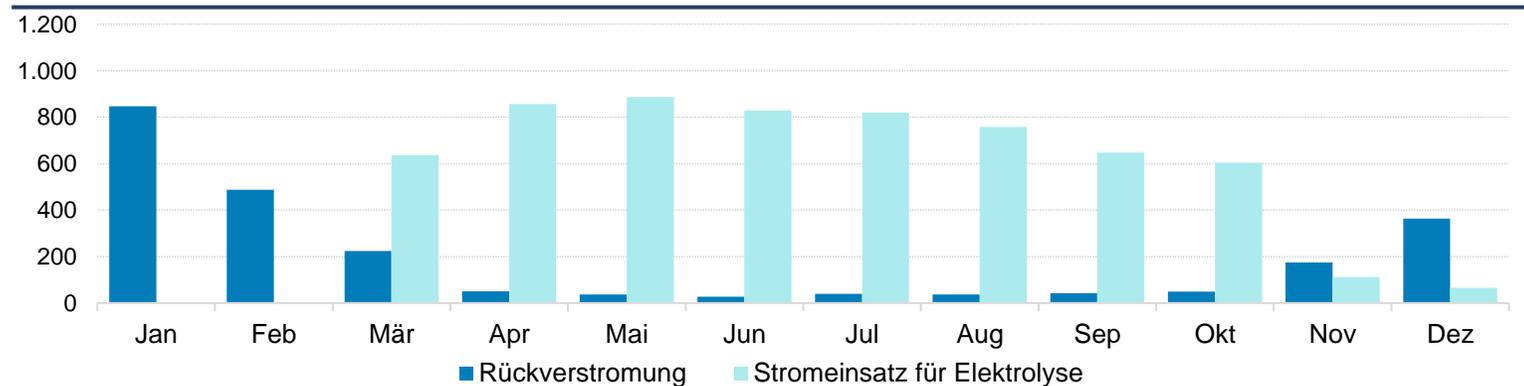
Pumpspeicher tragen zur Deckung der (mehr-)täglichen u. Batterien wesentlich zur innertäglichen Flex-Bedarfe bei. Wasserstoff, Biomethan und Biomasse tragen zur Deckung der saisonalen Flex-Bedarfe bei.

- Das Stromsystem wird 2040 von der Dynamik volatiler Erneuerbarer getrieben.
- Unter den diversen Flexibilitätstechnologien, die zur Ausbalancierung der Schwankungen eines solchen Systems zur Verfügung stehen, haben insb. verschiedenen Speichertechnologien eine bedeutende Rolle.
- Tägliche und mehrtägige Speicherung:** Schwankungen der Residuallast in der kürzeren Frist werden von Batterien (Tag zu Nacht) und Pumpspeichern (oft auch mehrtägig, z.B. zur Ausbalancierung von oft mehrtägigen Winderzeugungszyklen) abgetragen.
- Saisonale Speicherung:** Gemäß der angenommenen Wasserstoffförderung werden in den Monaten von März bis Oktober knapp **5 TWh H₂** für den Einsatz im Stromsektor erzeugt und **vorrangig im Winter zur Verstromung in hocheffizienten KWK** eingesetzt. Der Einsatz von Biomasse und Biomethan folgt einem ähnlichen saisonalen Muster.

Tägliche und mehrtägige Speicherung: Glättung der Residuallast durch Batterie Einspeicherung
[GWh] – Beispiel 4 Sommertage 2040

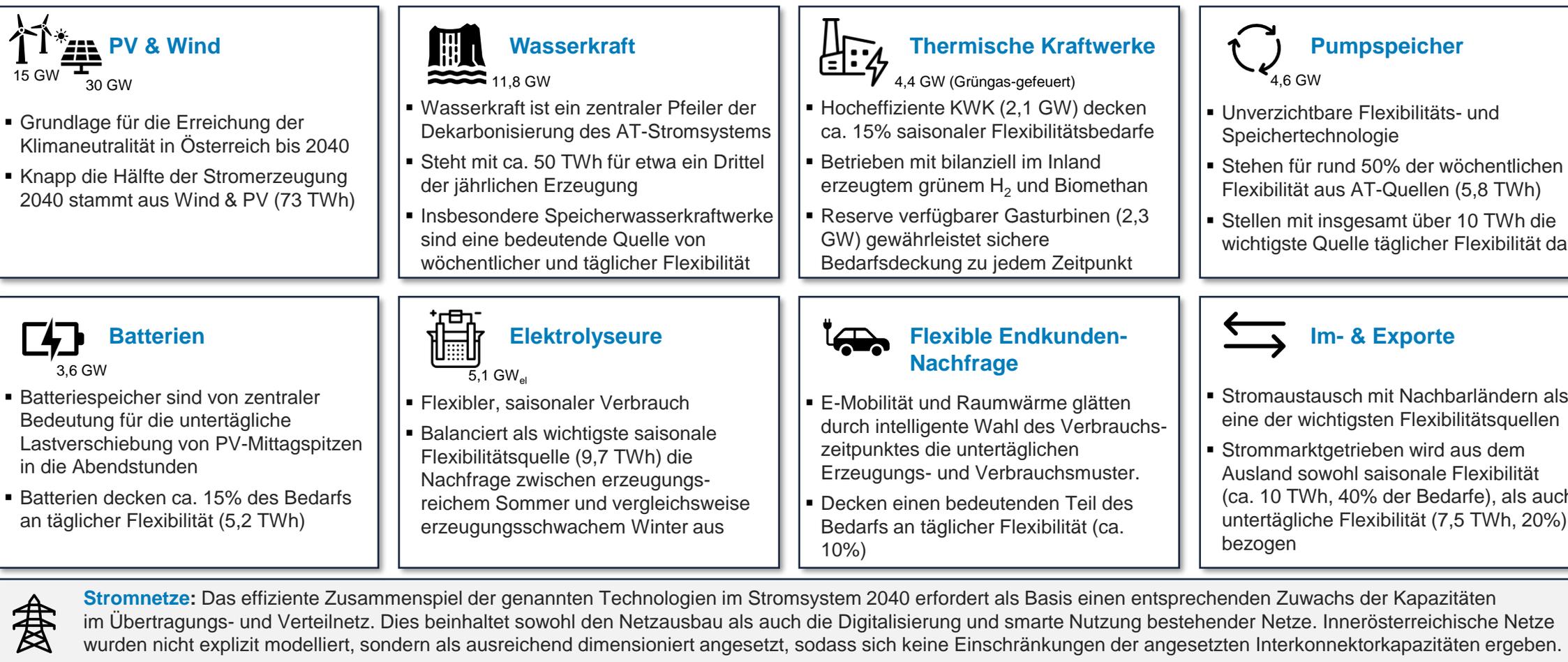


Saisonale Speicherung: Wasserstoffherzeugung und Rückverstromung 2040^[1] [GWh Strom]



Beschreibung des Beitrags der Technologien zum Stromsystem 2040

Ein breiter Mix an Technologien trägt im marktgetriebenen Zusammenspiel mit unterschiedlichen Rollen zur sicheren Bedarfsdeckung im Stromsystem 2040 bei.



Erreichbarkeit vollständiger Dekarbonisierung

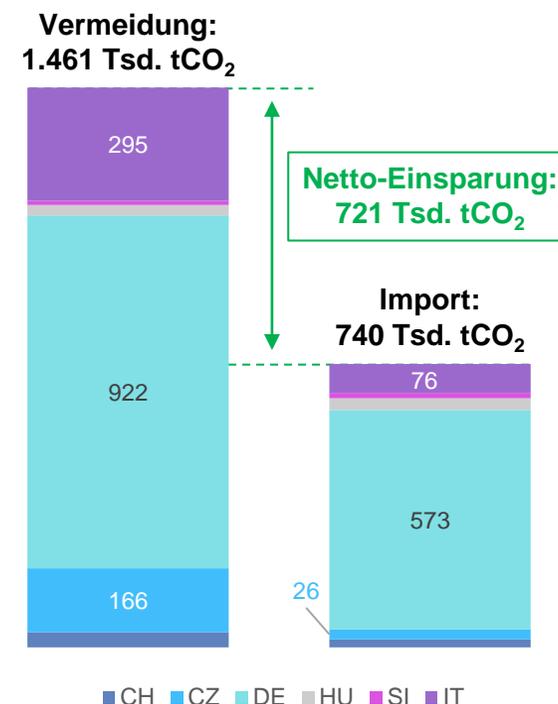
Die Kapazitäten gem. Stromstrategie 2040^[1] ermöglichen – bei entsprechenden Einsatzvorgaben und Förderung – ein Erreichen der vollständigen Dekarbonisierung des österreichischen Stromsektors

- Die **gesamte inländische Stromerzeugung** erfolgt im Rahmen der Modellierung aus CO₂-neutralen Quellen.
- Um der Klimaneutralität Rechnung zu tragen, muss jedoch auch die int. **Stromhandelsbilanz** **zumindest bilanziell emissionsneutral** sein.
- Dies wird hier anhand einer approximativen Methodik überprüft^[2], welche auf stündlicher Ebene die folgenden Werte verrechnet:
 - die Emissionseinsparung in Nachbarländern durch emissionsfreie Importe aus AT
 - den in Stromimporten nach Österreich enthaltenen Emissionen.
- Unter den Rahmenbedingungen der Klimaneutralität im nationalen Stromsektor und einer positiven Handelsbilanz ergibt sich somit auch eine zusätzliche **Netto-Emissionsvermeidung im Ausland**.

Berechnungsmethodik



CO₂-Import-Bilanz 2040 [Tsd. tCO₂]



Österreichische Stromexporte vermeiden 2040 mehr CO₂-Emissionen im Ausland als Emissionen vom Ausland nach AT importiert werden.

Ergänzung des Basisszenarios durch Sensitivitäten

Die Modellierung und Analyse des Basisszenarios wird in einer Reihe von Sensitivitäten getestet, um die Robustheit gegen Abweichungen abschätzen zu können.

Basisszenario für 2040
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kapazitätsentwicklung: gem. OE-Stromstrategie 2040 (09/22, inkl. leichten Anpassungen) ▪ Ausgewogenes Klimajahr: 2009 ▪ Nachfrageflexibilität: E-Mobilität und Raumwärme zu 45% flexibel und zu 55% fix (gem. Profil des Klimajahres) ▪ Grenzkopplungskapazitäten: Ausbau gem. ENTSO-E Studien



No	Szenarien	Beschreibung
1	Kritisches Klimajahr („Sensi1 – Dürre“ ^[1])	Klimajahr 2012 und lokale Dürre (in AT, DE und Norditalien)
2	ÖNIP („Sensi2 – ÖNIP“)	Kapazitäten gemäß ÖNIP: PV=41 GW (+11 GW), Wind=12 GW (-3 GW)
3	Reduzierte Flexibilität im Verbrauch („Sensi3 – RedFlex“)	Reduzierte Flexibilität: Mobilität und Raumwärme nur zu 25% flexibel
4	Weniger Pumpspeicher-Kapazität („Sensi4 – RedPS“)	Reduzierter PSP Ausbau: kein Ausbau nach 2030, somit -1GW
5	Verringerter Ausbau der Interkonnektorenkapazität („Sensi5 – RedIC“)	Reduzierter IC Ausbau: kein weiterer Ausbau nach 2029

Testen der Robustheit des Basisszenarios in Bezug auf:

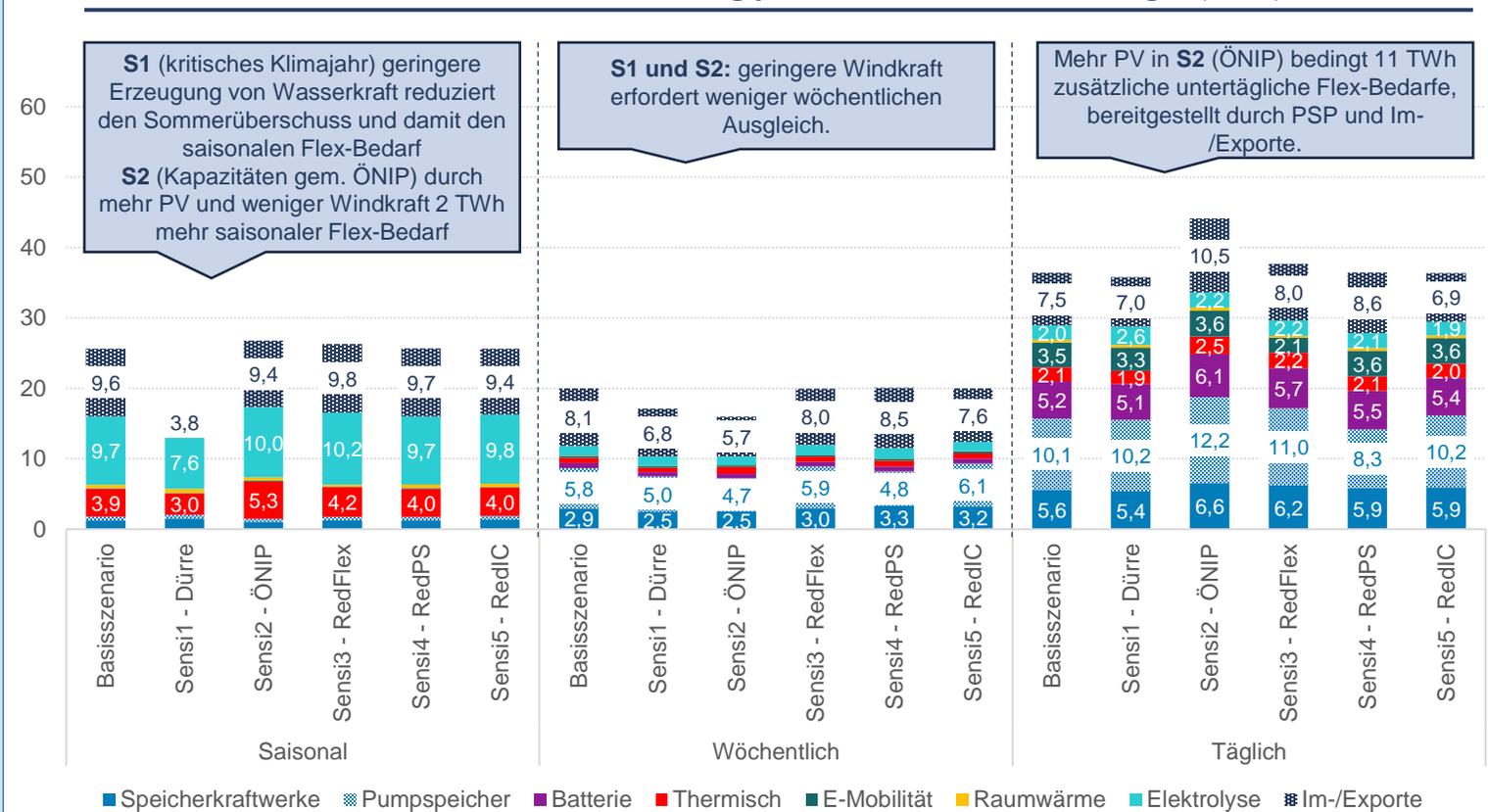
- Abweichungen vom Ausbaupfad (ÖNIP: mehr PV, weniger PSP, weniger Interkonnektoren)
- kritische Wettersituationen
- weniger flexibles Verbraucherverhalten

Systemresilienz

Die sichere Bedarfsdeckung gelingt in allen untersuchten Sensitivitäten zum Basisszenario, wobei dies durch die verschiedenen und umfangreich verfügbaren Flexibilitätsoptionen ermöglicht wird.

- Die betrachteten Sensitivitäten führen zu **Abweichungen** vom Basisszenario, bezüglich der absoluten **Höhe der Flex-Bedarfe**, und deren **Deckung je Technologie**.
- Starke Abweichungen sind insb. in zwei Sensitivitäten** zu beobachten:
 - S1 (kritisches Klimajahr): Das System ist aufgrund geringerer EE-Erzeugung angespannt. Die klimatischen Bedingungen erfordern zusätzliche angebotsseitige Grundlast, welche durch thermische Kraftwerke bereitgestellt wird, nicht durch Flexibilität. Die Klimaneutralitätsbedingung kann nicht eingehalten werden. ^[1]
 - S2 (ÖNIP): Mehr PV und geringere Windkapazitäten erfordern zusätzliche Lastverschiebung insb. zwischen Tag und Nacht, aber auch saisonal von Sommer zu Winter.
- Ein **breiter Mix an Flex-Optionen sichert die Resilienz des österreichischen Systems**, sodass die veränderten Gegebenheiten in allen untersuchten Eventualitäten bewältigt werden.

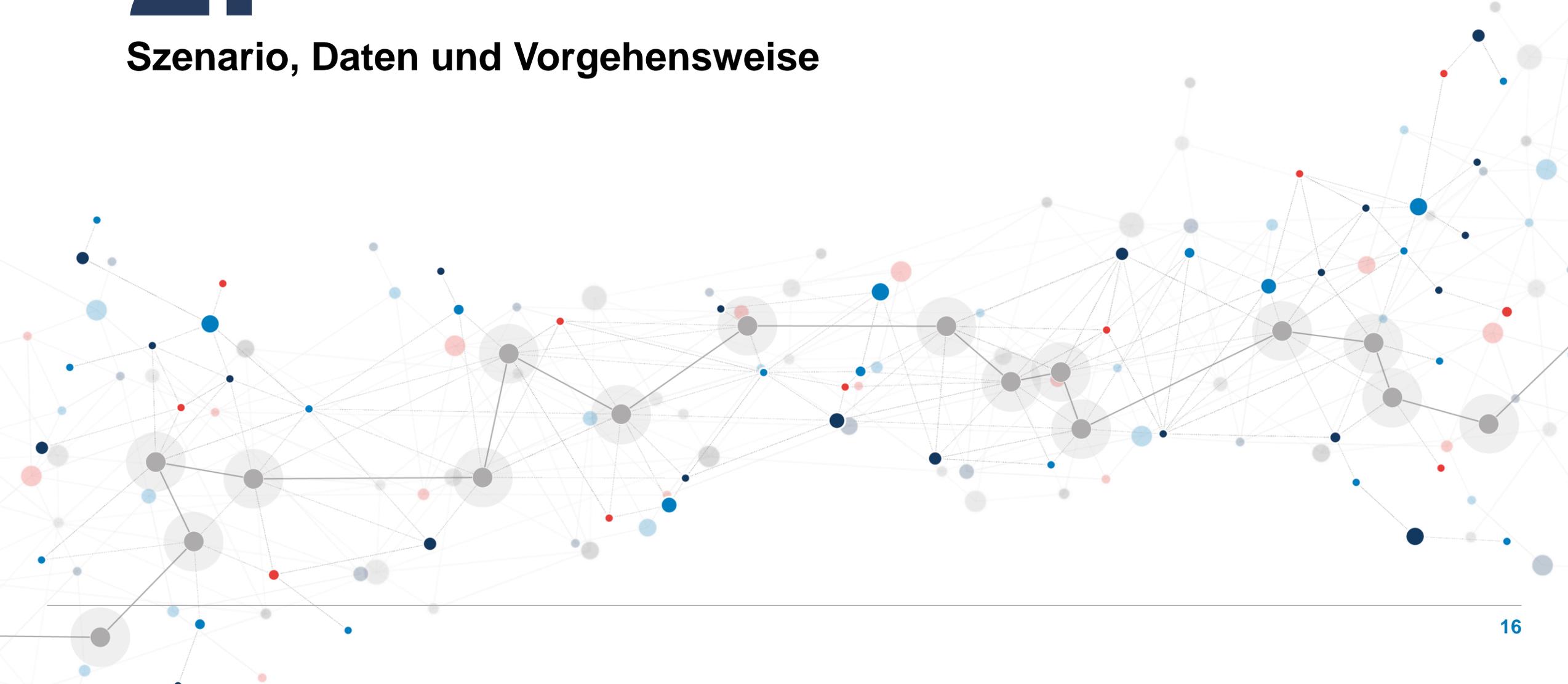
Flexibilitätsbedarfe und –deckung je Zeitdauer und Technologie (TWh) ^[2]



Diese Flexibilitätsbedarfe können in der Praxis aufgrund von in dieser Studie nicht untersuchten Netzrestriktionen, Redispatch und Engpassmanagement höher ausfallen und müssten durch weitere flexible Ressourcen abgesichert werden.

2.

Szenario, Daten und Vorgehensweise



Kontext und Zielsetzungen der Studie

Die Modellierung eines kohärenten Szenarios für 2040, basierend auf der OE-Stromstrategie 2040 (09/2022), soll zeigen, dass ein dekarbonisiertes Stromsystem den stark steigenden Strombedarf sicher decken kann.

Kontext

- In Anbetracht des geplanten massiven Ausbaus der Erneuerbaren bis 2040 ist eine **steigende Dynamik** auf dem Strommarkt zu erwarten. Im- und Exporte, sowie Pump-, Batterie und Wasserstoffspeicher (PtGtP), als auch KWK- und Spitzenkraftwerke werden auf den **Märkten interagieren**, um die **Volatilität der EE-Erzeugung** auszugleichen.
- **Zusätzliche Lasten** durch Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure und die Elektrifizierung der Industrie sind zwar ggf. **teilweise flexibel**, erhöhen jedoch auch den Stromverbrauch um ca. 90% bis 2040.
- Auch der anderweitig in Österreich verwendete **Wasserstoff** soll teilweise **im Inland produziert** werden (100% national für Stromsektor, 25% für andere Sektoren).

OE-Stromstrategie 2040 (09/2022)

- Die OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) enthält erste **Abschätzungen** für den Bedarf an Flexibilität, Speicherung und gesicherter Leistung. Jedoch sind **keine präzisen Aussagen** zu Volumina oder zur Rolle einzelner Technologien (z.B. Windkraft vs. PV, Wasserkraft im Winter, etc.) möglich.
- **Ziel der Modellierung** ist ein belastbares quantitatives Fundament, um die tatsächlichen Bedarfe nach Flexibilität besser zu verstehen und ein Bewusstsein für die Infrastrukturbedarfe und die Bedeutung eines kohärenten Energieszenarios für 2040 zu schaffen.

Modellierung Österreichs Energie – Stromstrategie 2040

Zu beantwortende Kernfragen durch die Modellierung auf Basis eines kohärenten europaweiten Szenarios für 2040:

1. Lässt sich das **politische Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung des österr. Strommarkts bis 2040 (inkl. Netto-Null CO₂-Importe) mit dem Kapazitätspark gemäß Stromstrategie 2040 erreichen?** Wie wirkt sich die Entwicklung in AT auf Emissionen im Strommarkt der Nachbarländer aus?
2. Welche **Flexibilitäten** sind im Österreichischen Stromsystem erforderlich, um auch 2040 sichere Bedarfsdeckung herzustellen?
3. Wie sieht der Bedarf und Einsatz flexibler Kapazitäten zur Deckung täglicher, wöchentlicher und saisonaler Flexibilitätsbedarfe aus?
4. Welche Rolle spielen Interkonnektoren und der Stromimport und -export bei der Bereitstellung der Flexibilität und braucht es dennoch auch heimische (wasserstoffbasierte) steuerbare Erzeugungsanlagen?
5. Welche **Auswirkungen** ergeben sich aus der Entwicklung im Strommarkt auf den **Grüngas- und Wasserstoffsektor?**

Studienrahmen

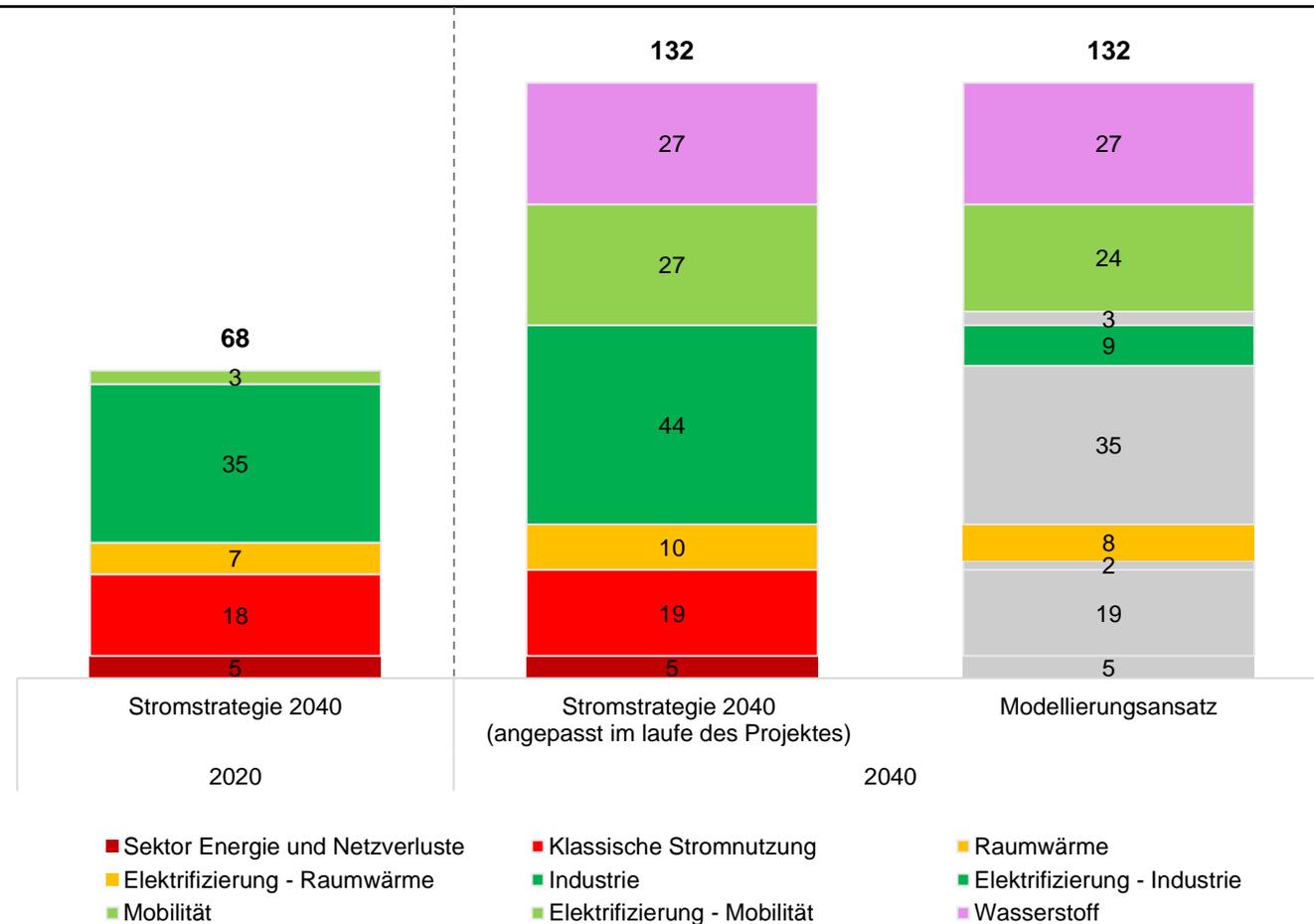
Die Studie betrachtet ein dekarbonisiertes Stromsystem unter vorgegebenen Nebenbedingungen.

Vorgaben und Annahmen	<u>Erreichung Klimaziele</u>	<ul style="list-style-type: none"> Österreichs Stromsektor soll bis 2040 klimaneutral sein – es wird also kein Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt und die CO₂-Bilanz des importierten und exportierten Stroms darf nicht positiv sein (Nachbarländer Österreichs sind 2040 annahmestgemäß noch nicht klimaneutral).
	<u>Resilienz</u>	<ul style="list-style-type: none"> Die österreichische Stromversorgung soll nicht strukturell von Importen abhängig sein, d.h. nicht-negative Stromhandelsbilanz auf jährlicher Ebene. Trotzdem werden die Möglichkeiten des Stromhandels (Import von Windstrom bei entsprechendem Dargebot, Export von PV-Strom in Spitzenzeiten) voll genutzt.
	<u>Verfügbarkeit an CO₂-neutraler Energie</u>	<ul style="list-style-type: none"> >120 TWh aus Wasserkraft, Windkraft und PV Verfügbarkeit biogener Brennstoffe: 16 TWh feste Biomasse für Biomasse-KWK und 3 TWh Biomethan für Gasturbinen und KWK-Anlagen Mischfeuerung: 2,7 TWh Stromerzeugung aus z.B. Müllverbrennung
	<u>Wasserstoff</u>	<ul style="list-style-type: none"> In der österreichischen E-Wirtschaft verwendeter Wasserstoff soll bilanziell zu 100% in Österreich erzeugt werden (kein indirekter Stromimport). Der sonstige Wasserstoffbedarf von 66 TWh soll zu 25% (16.5 TWh) in Österreich erzeugt werden. Insgesamt steht 5,1 GW_{el} an Elektrolyseuren in 2040 zur Verfügung. Rückverstromung: 5 TWh Wasserstoff werden per Annahme subventioniert, um Klimaneutralität im österreichischen Stromsektor zu gewährleisten.
	<u>Gasspeicher</u>	<ul style="list-style-type: none"> Ausreichende Speicher und Transportinfrastruktur für Biomethan und Wasserstoff für eine saisonale Speicherung werden angenommen
	<u>Kapazitäten und Nachfrage</u>	<ul style="list-style-type: none"> Basierend auf der Stromstrategie 2040 (09/2022)
	<u>KWK</u>	<ul style="list-style-type: none"> Ein Wärmebedarf bzw. Wärmemarkt wird nicht explizit modelliert. Es wird jedoch angenommen, dass eine entsprechende Wärmenachfrage für 2,1 GW an gasgefeuerten KWK und 1,2 GW and Biomasse-KWK existiert.
	<u>Stromnetz</u>	<ul style="list-style-type: none"> Österreich-interne Restriktionen im Übertragungs- und Verteilnetz sowie Netzengpässe in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer wurden nicht berücksichtigt. Daher können keine Aussagen zu Redispatch und Engpassmanagement getroffen werden und Flexibilitätsbedarfe werden ggf. unterschätzt.
Methodologische Ansätze zu zentralen Modellierungsfragen	<u>Klimajahr 2009</u>	<ul style="list-style-type: none"> Die Modellierung erfolgt auf Basis von Erzeugungs- und Lastprofilen des Klimajahres 2009.
	<u>Klimaneutralität</u>	<ul style="list-style-type: none"> Sicherstellen der Klimaneutralität des AT-Stromsektors bzgl. "importierte CO₂-Emissionen" durch Stromimport und -Export
	<u>Flexibilität der Nachfrage</u>	<ul style="list-style-type: none"> Annahmen zu gewissen Potenzialen der Lastverschiebung für Elektrolyse, E-Mobilität und Wärmepumpen
	<u>Importierte Flexibilität</u>	<ul style="list-style-type: none"> Marktgetriebener effizienter Austausch mit Nachbarmärkten, aber ohne strukturelle Abhängigkeit
	<u>Sicherheitsmarge</u>	<ul style="list-style-type: none"> Vorhaltung einer Sicherheitsmarge von 2,3 GW an Grüngas-Gasturbinen (gem. OE-Stromstrategie 2040 (09/2022))
	<u>Wasserkraft</u>	<ul style="list-style-type: none"> Modellierung der an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossenen österreichischen Kraftwerke im Netz Deutschlands

Annahmen und Modellierungsansatz der Stromnachfrage

Die Strombedarfe werden gemäß der Stromstrategie 2040 (09/22) von Oesterreichs Energie festgelegt^[1].

Entwicklung der Strombedarfe nach Sektoren^[2] [TWh]



Modellierungsansatz



Wasserstoffherzeugung:

- **Preisgetriebener Einsatz** angenommen, bei dem in den X%-günstigsten Stunden des Jahres produziert wird.



Mobilität

- Der Verbrauch durch **E-Mobilität bei PKWs** wird zu **45 % flexibel** und zu **55% durch ein fixes Profil** modelliert.



Industrie

- Die schon in 2020 bestehende Stromnachfrage wird als Residualnachfrage modelliert.
- Für den **zusätzlichen Verbrauch durch Elektrifizierung** der Industrie wird ein **flaches Profil** unterstellt.
- Die Flexibilität der Stromnachfrage der Industrie wird durch Demand-Side-Response modelliert.



Raumwärme

- Der Verbrauch durch Wärmepumpen wird zu **45% flexibel** und zu **55% durch ein fixes Profil** modelliert.



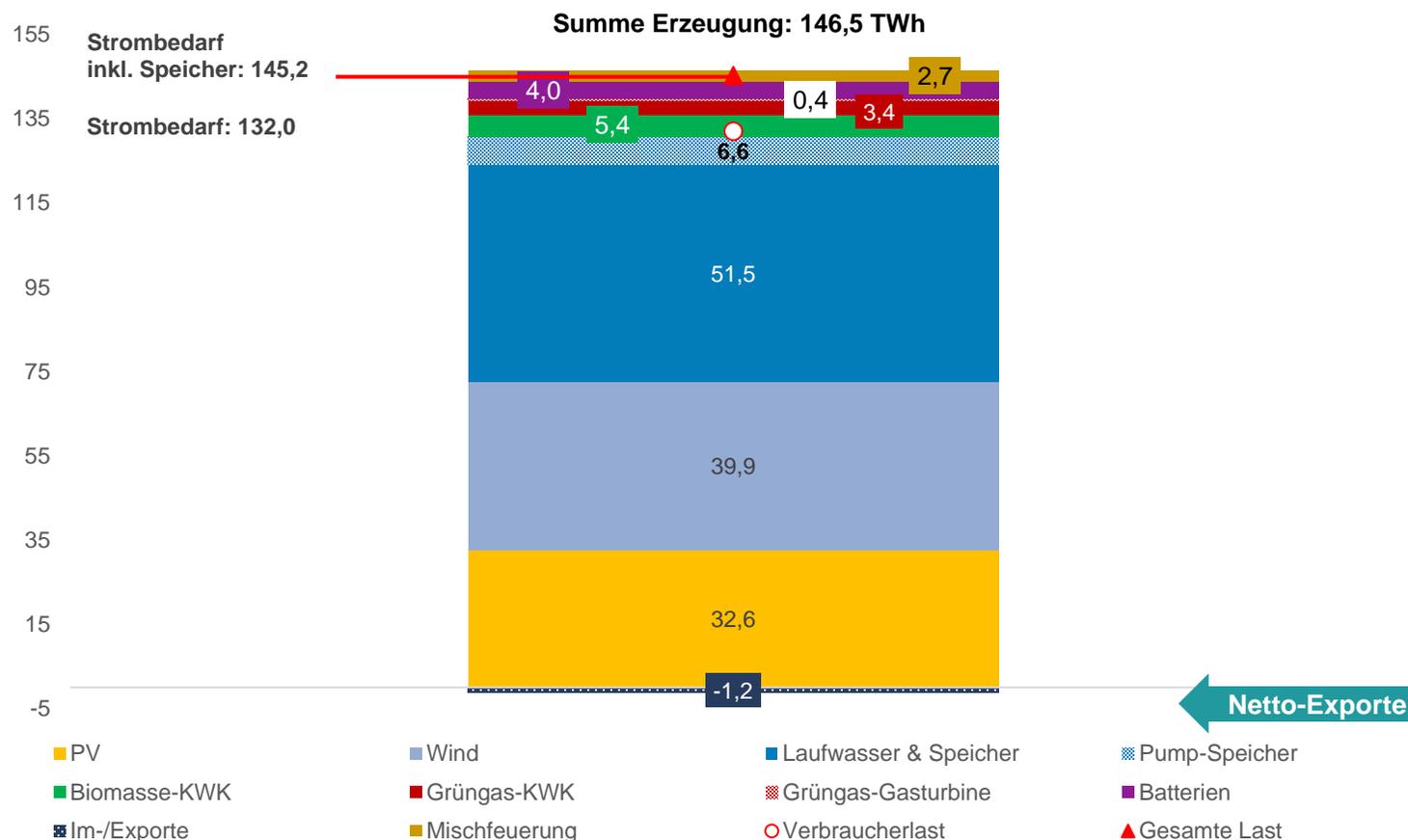
Bestehende Nutzungen

- Auf Basis typisierter stündliche **Lastkurven für ein Klimajahr** modelliert.
- Mobilität: zusätzlicher Verbrauch durch Güterverkehr, Zug u. öffentliche Busse werden dieser Kategorie zugeteilt^[1].

Annahmen und Modellierungsansatz der Stromerzeugung

Die jährliche Erzeugung wird von Wasserkraft, Windkraft und PV dominiert – Speichertechnologien und thermische Kraftwerke stabilisieren das System.

Stromerzeugung je Technologie 2040 [TWh]

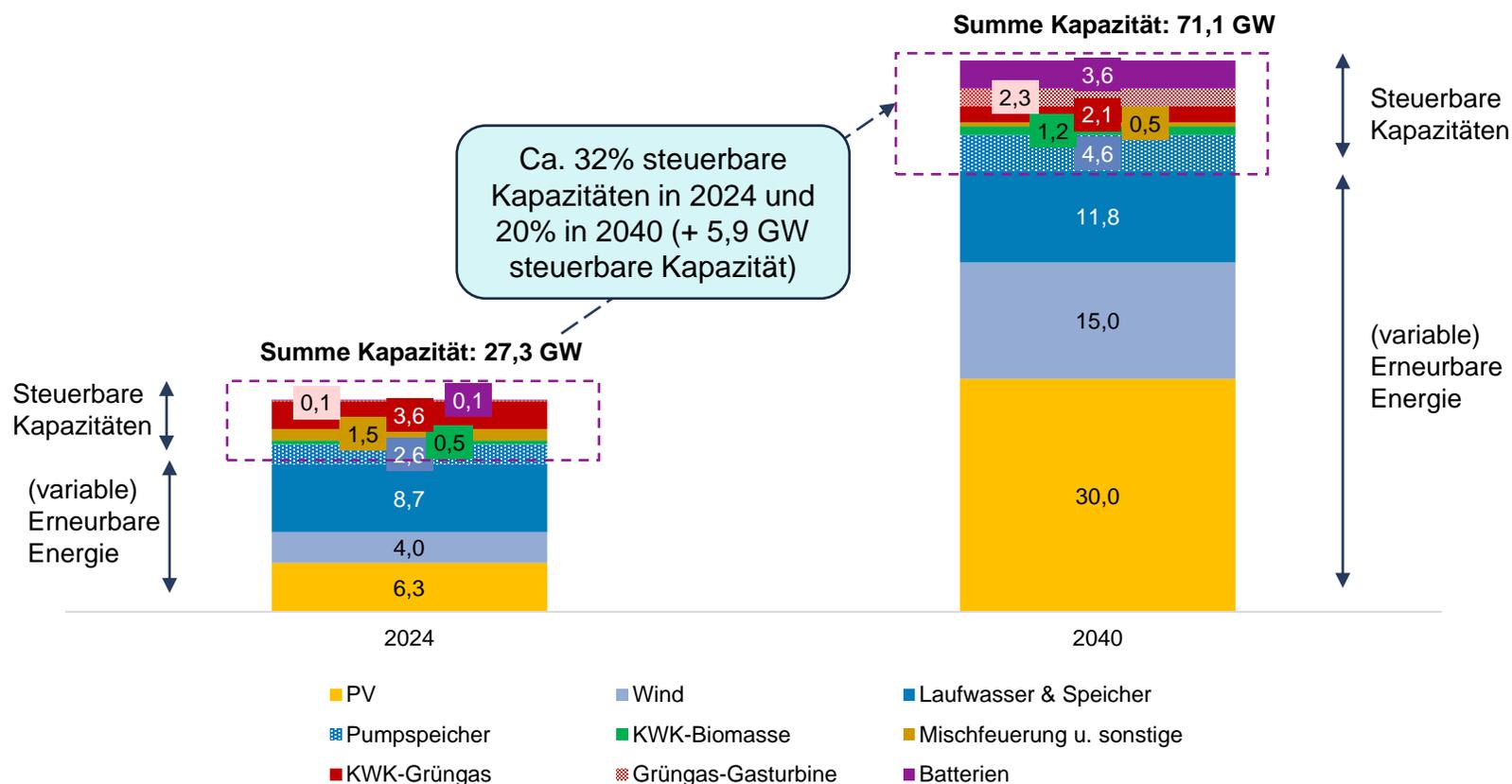


- Die **gesamte Stromnachfrage** in Österreich im Jahr 2040 beträgt **145,2 TWh** (132 TWh ohne die Einspeicherung von Pumpspeichern und Batterien).
- Die gesamtjährliche Erzeugung wird **dominiert von Laufwasser- und Speicherkraftwerken, Windkraft und PV**, mit einer Stromerzeugung i.H.v. 124 TWh.
- Pumpspeicher** mit 6,6 TWh und **Batterien** mit 4 TWh an Erzeugung leisten mit ihrer Flexibilität bei Erzeugung und Einspeisung wesentliche Beiträge zur sicheren Bedarfsdeckung.
- Weitere 5,4 TWh werden durch **Biomasse-KWK** aufgebracht. Hierfür werden 16 TWh feste Biomasse eingesetzt.
- Dekarbonisierte Gase** (Biomethan und Wasserstoff) werden in KWK und Gasturbinen eingesetzt. Aufgrund der Wärmenachfrage der KWKs sowie der Annahme einer Wasserstoff-Förderung wird der verfügbare Brennstoffvorkommen ausgeschöpft. Die Stromerzeugung von mit Gas befeuerten Kraftwerken beträgt 3,8 TWh.
- 2,7 TWh werden durch **Mischfeuerung** erzeugt
- Mit **Nettoexporten** i.H.v. 1,2 TWh wird die Bedingung erfüllt, dass Österreich keine Netto-Importe aufweist.

Installierte Kapazitäten

Der Anteil steuerbarer Kapazitäten sinkt bis 2040, dadurch ist der Zubau von insgesamt 5,9 GW an flexiblen Kraftwerken und Speichern wichtig, um 2040 eine sichere Bedarfsdeckung zu gewährleisten

Installierte Kraftwerksleistung 2040 [GW]

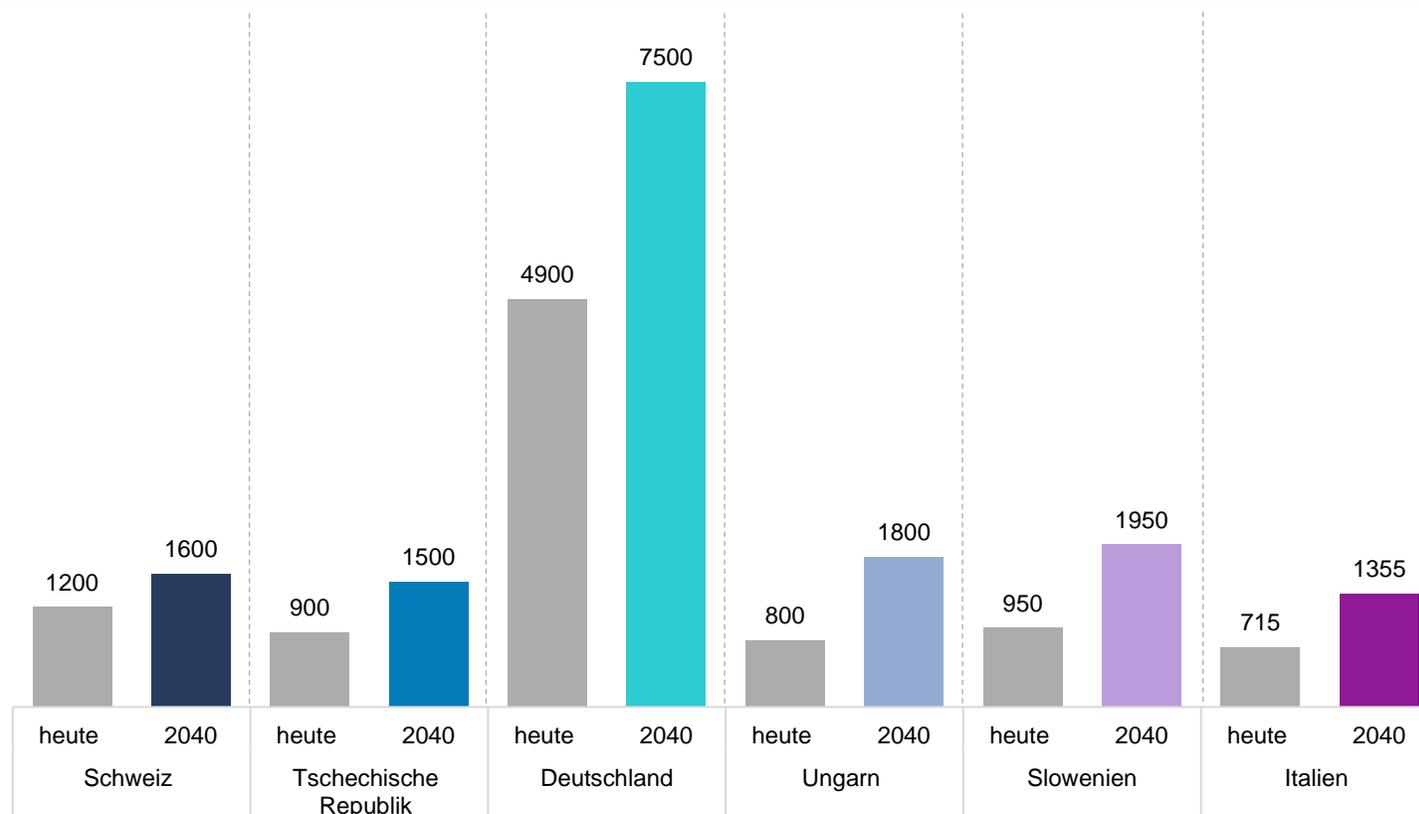


- Die in 2040 installierten Kapazitäten werden aufgrund der OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) bestimmt.
- Im Zuge des Ziels der Klimaneutralität werden erneuerbare Kapazitäten bis 2040 massiv ausgebaut. Die installierten Kapazitäten für PV und Windkraft sind jeweils 30 GW und 15 GW.
- Laufwasser- und Speicherwasserkraft sowie Pumpspeicher stellen Kapazitäten von insgesamt 16,4 GW bereit.
- Zur Deckung des Wärmebedarfs in den Wintermonaten sowie der Bedarfsdeckung bei Knappheiten, stehen 2040 **4,4 GW Grüngas-Kraftwerke** flexibel einsetzbar zur Verfügung.
- Zur Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität sind 2040 zudem 3,6 GW Batterien installiert.
- Demnach beträgt die installierte Leistung des Kraftwerksparks in Österreich 2040 insgesamt 71,1 GW.

Strom-Kopplungskapazitäten Österreichs zu Nachbarländern

Kopplungskapazitäten werden gem. der aktuellsten ENTSO-E Publikationen modelliert.

Angenommene Strom-Export-Kapazitäten^[1] in 2040 [MW]

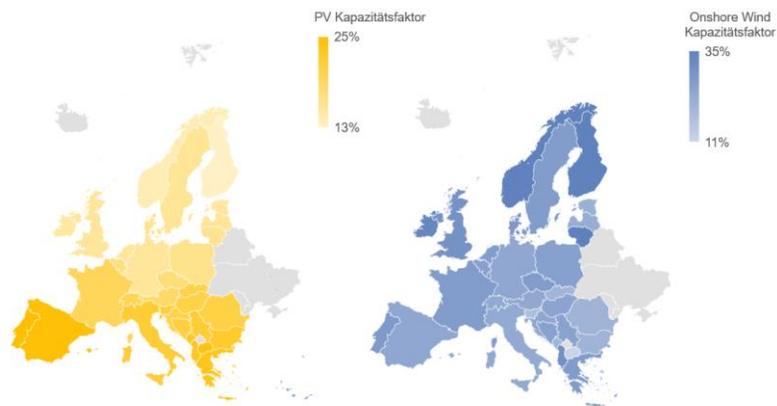
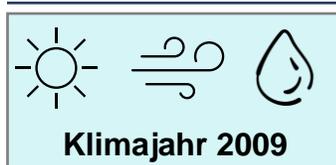


- Österreich besitzt die größten Import- und Exportmöglichkeiten mit Deutschland (Steigerung von heute ca. 4,9 GW auf ca. 7,5 GW bis 2031).
- Bei den folgenden Ländern weichen die Annahmen zu Stromimportkapazitäten von den Exportkapazitäten in 2040 ab:
 - Schweiz: 1.700 MW Stromimportkapazitäten
 - Tschechische Republik: 1.000 MW Stromimportkapazitäten
 - Italien: 1.150 MW Stromimportkapazitäten
- Im Rahmen dieser Studie werden jeweilige nationale Netze nicht explizit modelliert, sondern als gegeben und jeweils so ausreichend dimensioniert angesetzt, dass sich keine Einschränkungen und Rückwirkungen auf die angesetzten Kopplungskapazitäten ergeben.

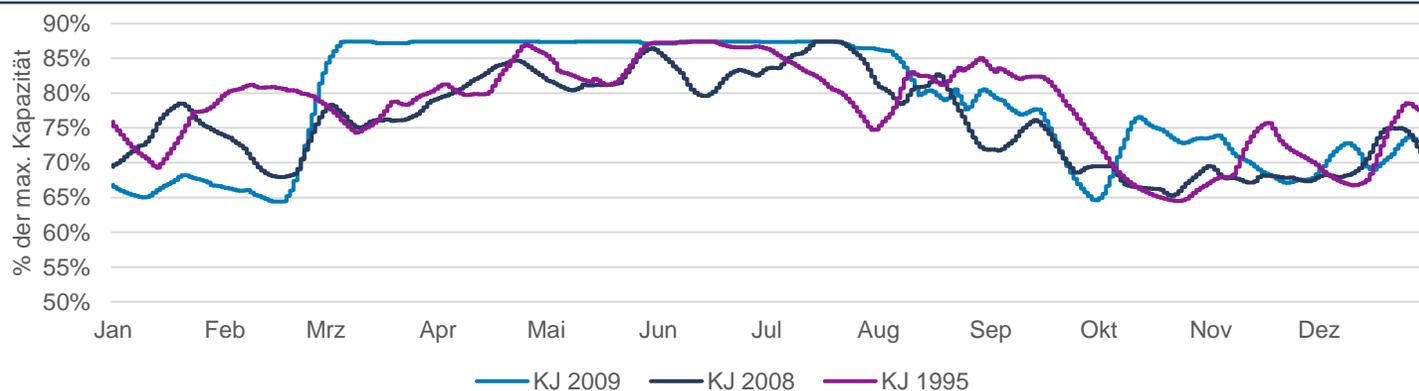
Klimatische Annahmen bei der Modellierung

Bei der Modellierung wird ein Klimajahr (das Jahr 2009) für alle Länder eingesetzt. Somit sind die Wetterbedingungen über alle Länder hinweg miteinander konsistent.

Annahme des Klimajahres 2009 für alle Länder Europas



Erzeugungspotenzial in Wasserkraftwerken nach Klimajahr – 10-Tage Moving-Average [%]



Annahmen zu Klimaverhältnissen in der Modellierung

- Für die Modellierung des **Europäischen Strommarktes** wird über alle Länder hinweg **dasselbe Klimajahr** angewendet.
- Hierfür wird die von ENTSO-E publizierte Pan-European Climate Database (PECD3) eingesetzt.
- Die Modellierung erfolgt für ganz Europa für das **Klimajahr 2009**.
- Somit sind die Profile und Kapazitätsfaktoren der Erneuerbaren Energien (PV, Wind, Wasserkraft) über alle einzelnen Länder hinweg miteinander konsistent.

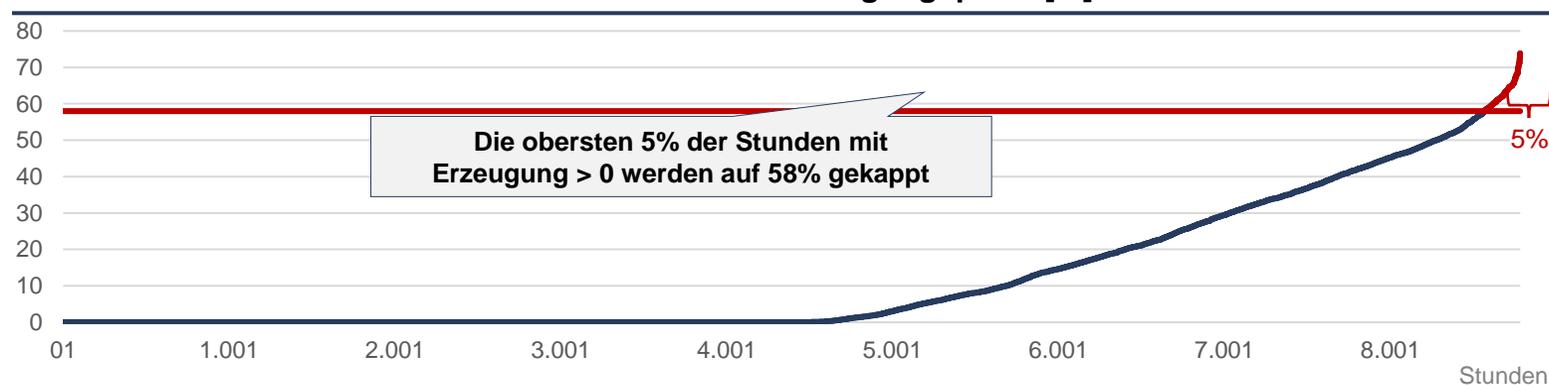
Auswahl des Klimajahrs

- Die Wahl eines geeigneten Klimajahrs ist von zentraler Bedeutung für die aussagekräftige Modellierung von Stromsystemen.
- Neben den Erzeugungsmustern von EE-Portfolios beeinflussen diese auch die Lastprofile, insb. im Hinblick auf Strombedarfe für Raumwärme (aber auch in anderen Verbrauchssegmenten).
- Die Wahl des Jahres 2009 erfolgte auf Basis einer Analyse der ENTSO-E im Rahmen des TYNDP 2022, welche das Jahr 2009 als das „**repräsentativste**“ **Klimajahr** für das europäische Verbundsystem identifizierte.^[1]

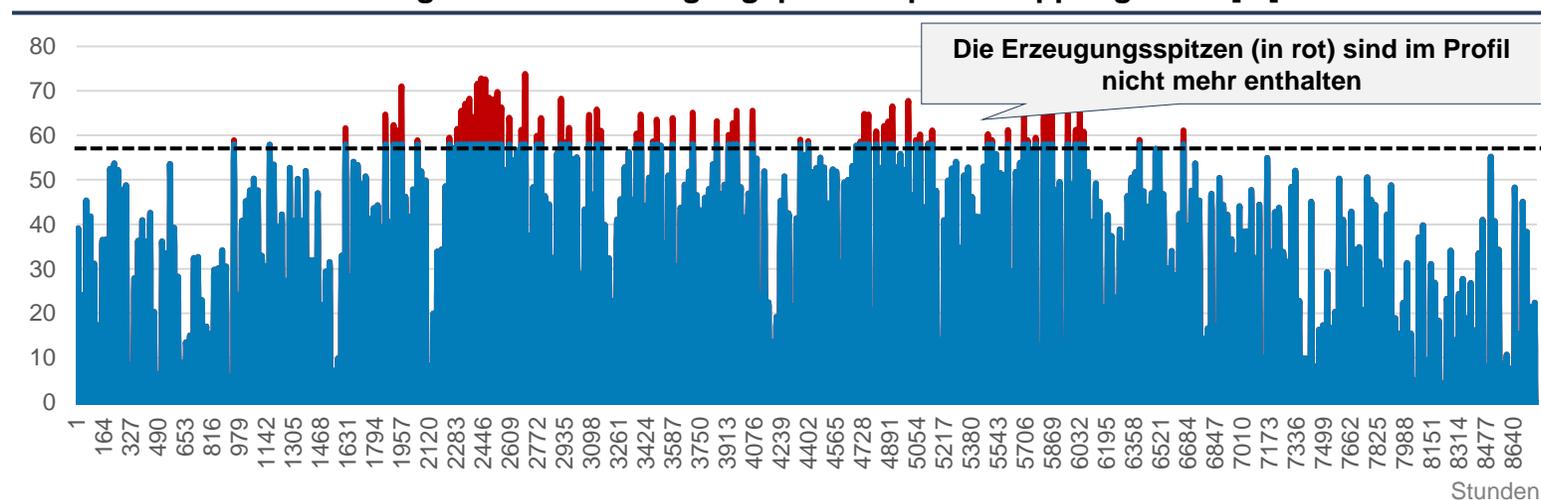
Annahme einer Spitzenkappung des PV Profils

Um die zukünftige Einspeisung von PV zu modellieren, musste eine Annahme zu einer heute noch unbekanntem im Jahr 2040 angewandten Spitzenkappung getroffen werden.

Zeitdauerkurve PV-Erzeugungsprofil [%]



Chronologisches PV Erzeugungsprofil - Spitzenkappung in rot [%]



Das PV-Profil wurde auf 1.100 Vollaststunden limitiert und eine Spitzenkappung auf Basis des 95-Perzentils der erzeugungsstärksten Stunden implementiert.

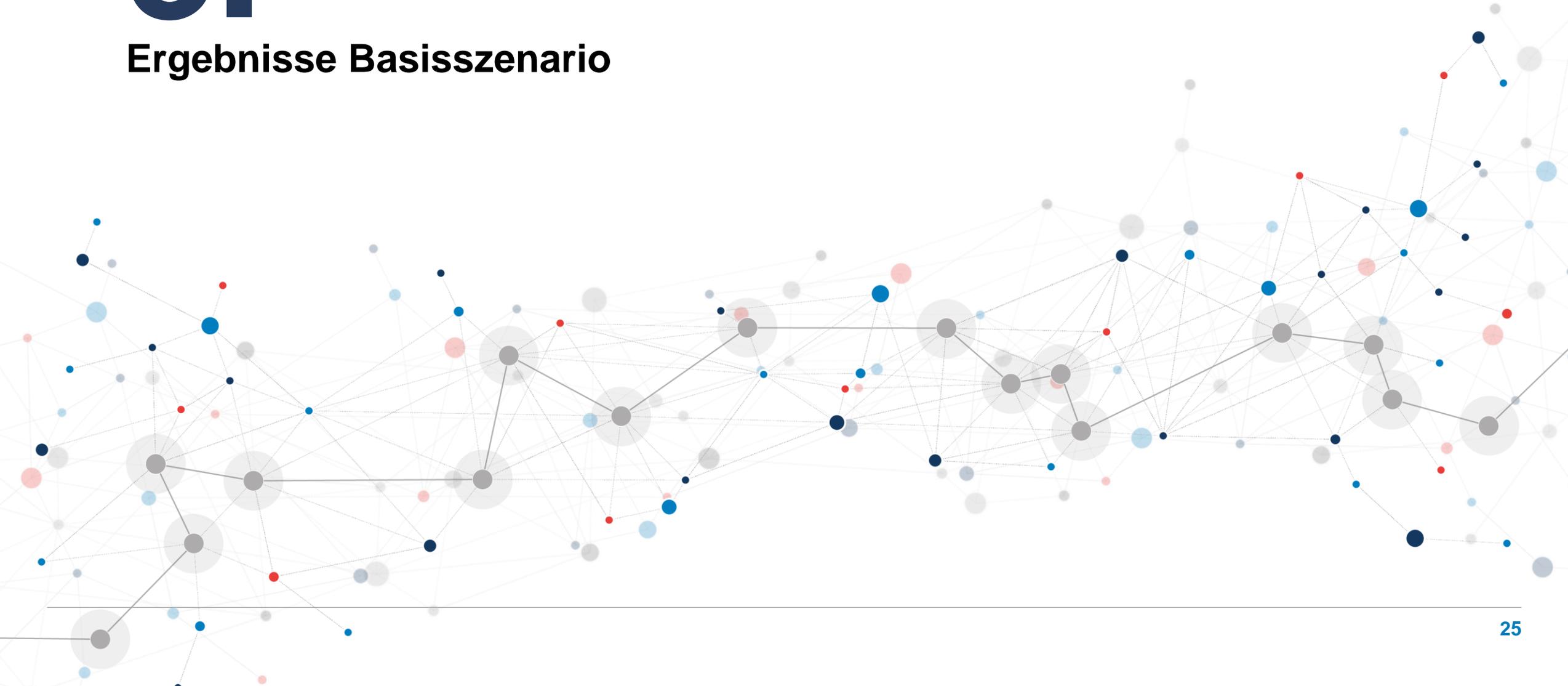
- Im ersten Schritt wurde das PV-Erzeugungsprofil auf 1.100 Vollaststunden skaliert, was eher einer Zunahme im Vergleich zu jetzt – z.B. aufgrund höherer Effizienzen – entspricht.
- Als nächstes wird die Erzeugung auf das 95-Perzentil jener Stunden mit PV-Erzeugung gekappt.
- Das korrigierte PV-Erzeugungsprofil ist nun der blaue Bereich in der unten abgebildeten Grafik, die rot gefärbten Spitzen werden abgeschnitten.
- Dadurch soll der Abregelung bei Netzengpässen vereinfachte Rechnung getragen werden. ^[1]

Erzeugung von PV in 2040:

- 30 GW produzieren mit Spitzenkappung 32,6 TWh.
- Die Spitzenkappung des Portfolios bewirkt, dass in 216 Stunden die Einspeisung begrenzt wird.
- Portfolioeffekte und Spitzenkappung limitieren die netzwirksame Spitzenleistung der 30 GW PV auf 58%, womit die Leistungsspitze auf ein Maximum von 17,4 GW begrenzt werden kann. Dies erleichtert die Aufnahme der Leistungsspitze durch Pumpspeicher, Batterien, Elektrolyseure, Nachfrage und Export.

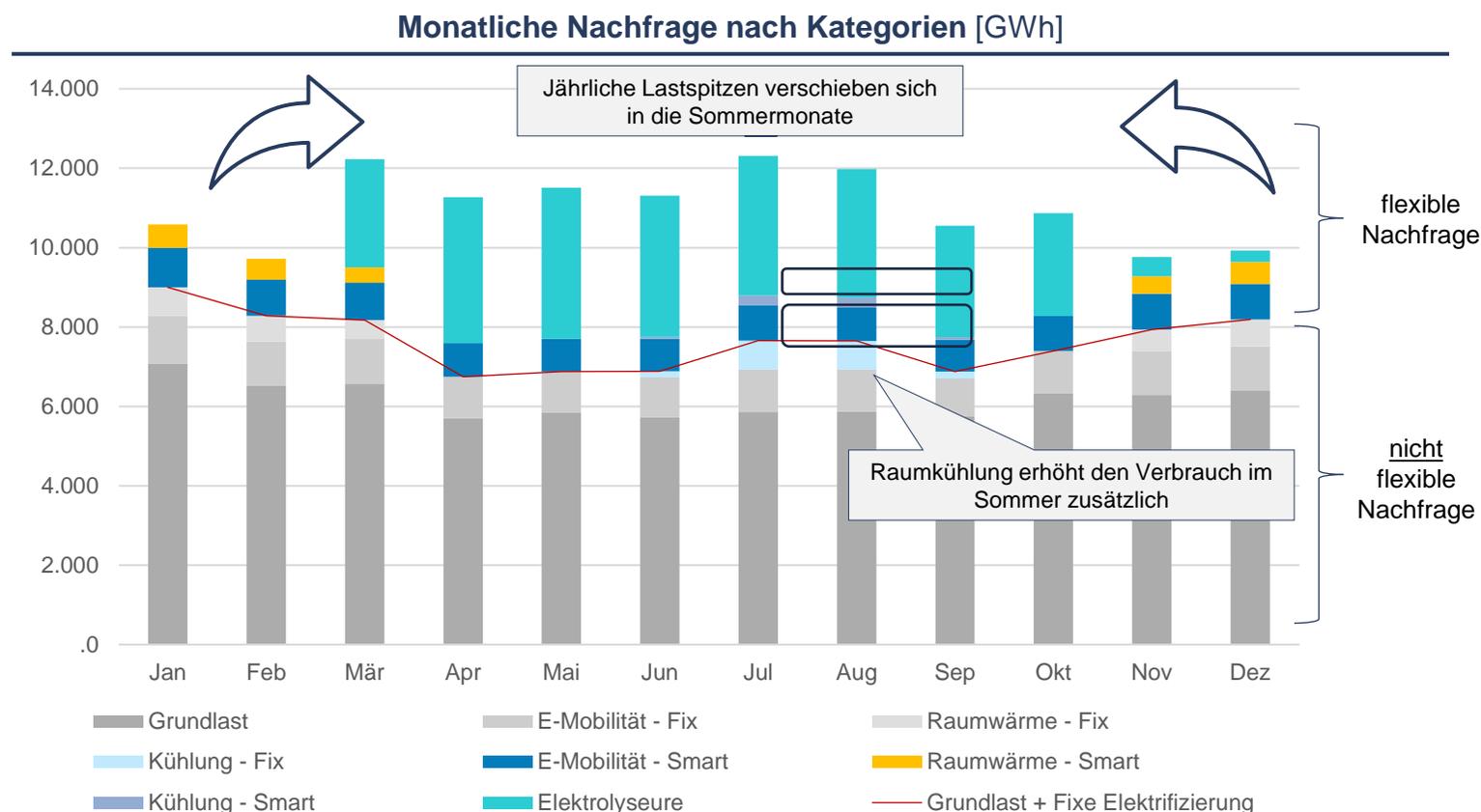
3.

Ergebnisse Basisszenario



Monatliche Nachfrage in 2040

Durch Raumwärme wird die Saisonalität eher noch stärker "winterlastig", was durch die Zunahme der Kühlbedarfe etwas ausgeglichen wird. Elektrolyseure bewirken jedoch einen Spitzennachfrage im Sommer.



- Aufgrund von höherer EE-Erzeugung im Sommer werden flexible Verbraucher wie Elektrolyseure ihre Last saisonal auf die Sommermonate mit tiefen Strompreisen verschieben. Dies führt zu **einer Verschiebung der aufaddierten saisonalen Lastspitzen vom Winter in den Sommer.**

- Die **absolute stündliche Spitzennachfrage** der Verbraucherlast findet in einer Stunde im **Juli (23,2 GW)** statt, wobei **ohne Betrachtung der Elektrolyse** die stündliche Höchstlast im **Januar (19,7 GW)** eintritt.

- Eine höhere Nachfrage von Wärmepumpen führt gleichzeitig zu einer zusätzlichen Last in den Wintermonaten.

- Während durch Raumwärme die Saisonalität eher noch starker Richtung Winter geht, führt letztlich die flexible Nachfrage der Elektrolyseure zu einem "Summer Peaking Market".

- Zudem ist im Hochsommer eine Zunahme von Kühlung zu vermerken, welche auch Einfluss auf die Grundlast hat und die Lastspitze im Sommer verstärkt.

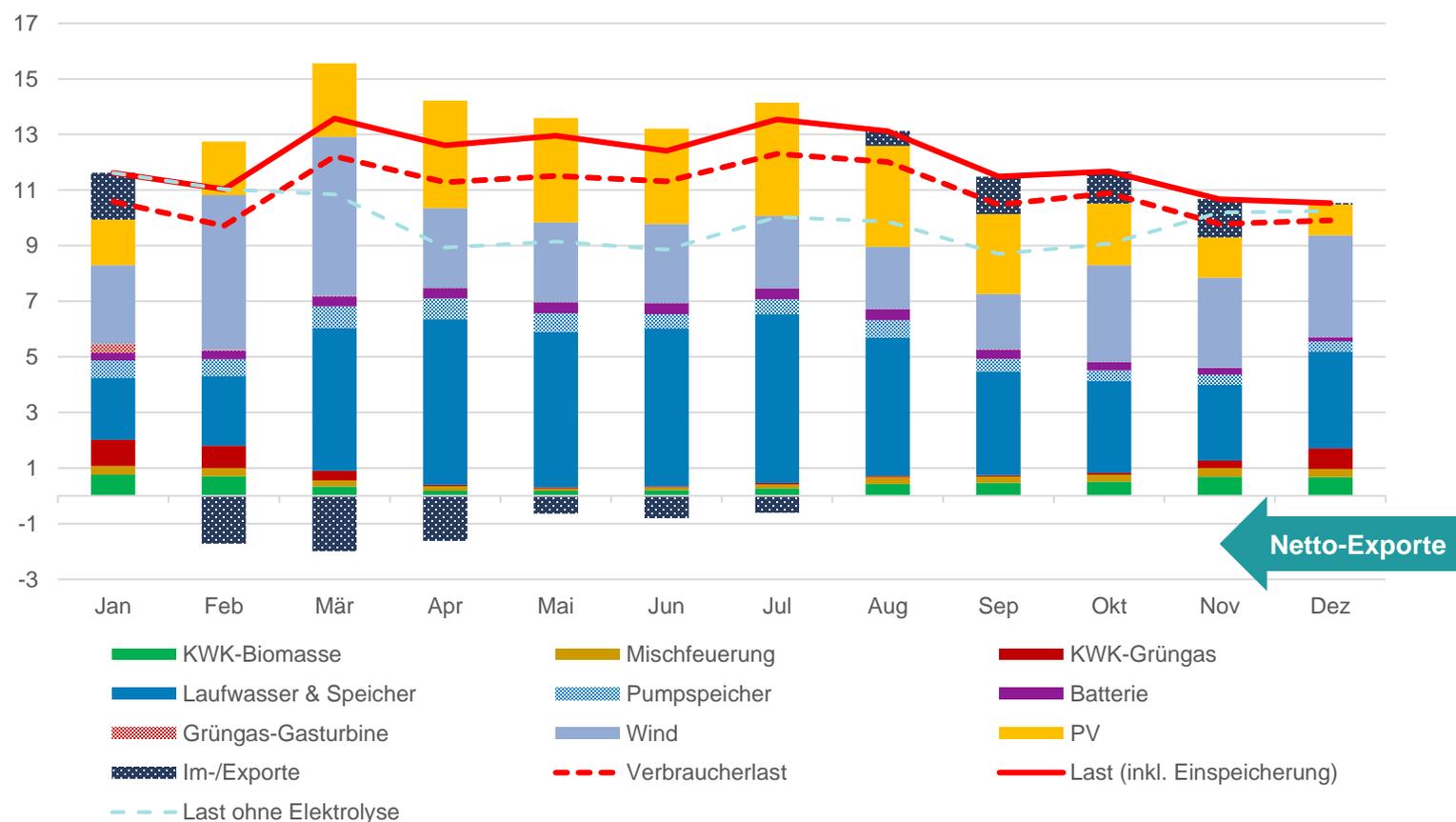
- Im Hinblick auf die E-Mobilität sind kaum saisonale Effekte zu erkennen, da ganzjährig der Mobilitätsbedarf gedeckt werden muss.

- Im Sommerhalbjahr (April bis September) weisen beinahe 40% der Nachfrage eine gewisse Flexibilität auf, während in den Wintermonaten kaum 20% der Nachfrage flexibel ist.

Monatliche Erzeugung in 2040

Wasserkraft-, Windkraft- und PV-Erzeugung versorgen Österreich in der ersten Jahreshälfte bilanziell fast vollständig mit Strom, während im Herbst und Winter KWK und Netto-Importe den Mix komplementieren.

Monatliche Stromerzeugung je Technologie 2040 [TWh]



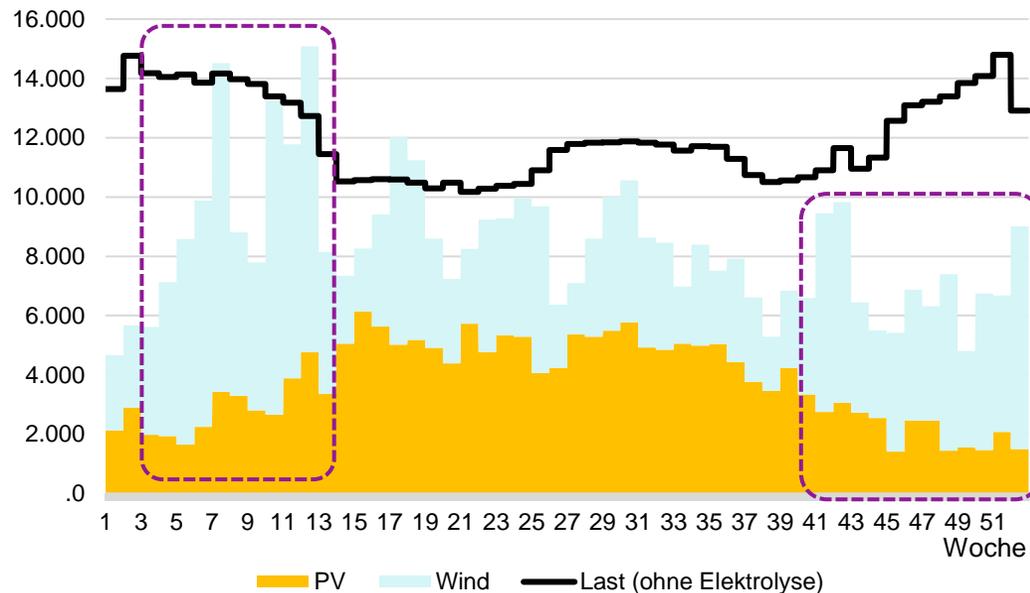
- In der ersten Jahreshälfte, **zwischen Februar und Juli**, decken **Wind-, PV- und Wasserkraft** auf monatlicher Ebene bilanziell beinahe die gesamte **österreichische Stromnachfrage**. Dies sind die Monate, in denen saisonal gesehen noch mehr Wind geht, bzw. bereits viel PV und Wasserkraft zur Verfügung stehen.
- In diesen Monaten ist Österreich (monatlich bilanziell) durchwegs **Netto-Stromexportland**.
- Aufgrund nachlassender Erzeugung aus Wasserkraft und PV komplementieren in den **Herbst- und Wintermonaten zunehmend Importe** die heimische Stromerzeugung. Österreich kann in diesen Monaten oft vom Import von Windstrom aus dem Norden profitieren.
- Auch Grüngas- und Biomasse-KWK leisten in diesem Zeitraum einen größeren Beitrag zur Stromversorgung und stellen flexible Erzeugung bereit.
- Ohne die umfangreiche und flexibel eingesetzte Kapazität an Elektrolyseuren, käme es in Frühling und Sommer zu massiven Exportüberschüssen oder ggf. umfangreichen Abregelungen.
- Zudem könnte ohne den starken Ausbau Erneuerbarer Energien (insb. Wind- und Wasserkraft) im Winter größere Lücken entstehen, welche die sichere Lastdeckung gefährden könnten.
- Speicher und flexible Lasten helfen die Ungleichgewichte auszugleichen und erfüllen damit eine wesentliche Rolle im zukünftigen Stromsystem.



Spotlight Erzeugung: PV und Windkraft

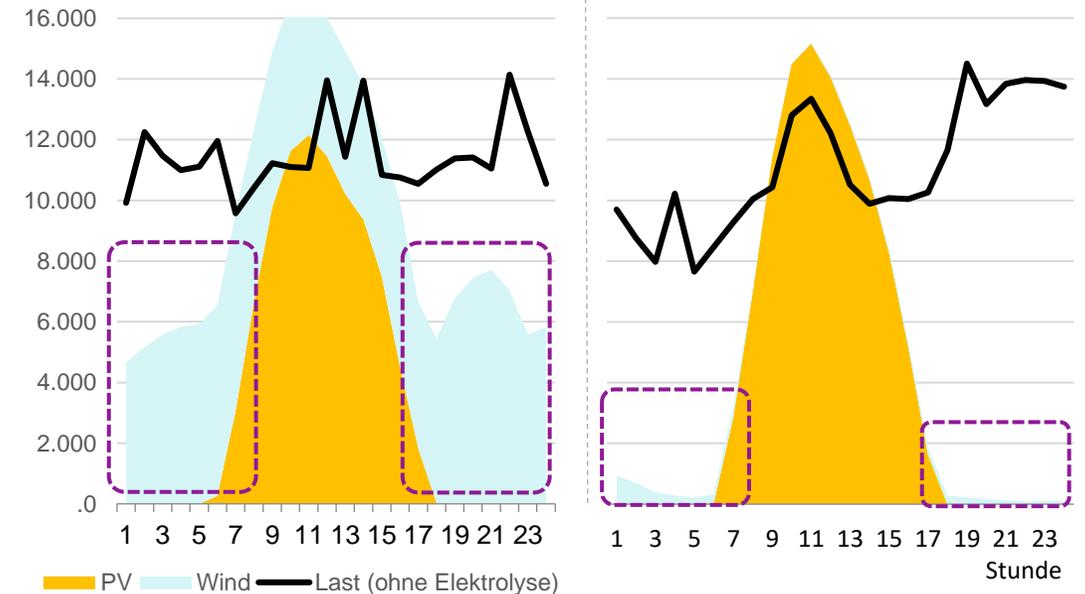
PV und Windkraft haben unterschiedliche, sich jedoch auf täglicher sowie saisonaler Ebene in der Regel ergänzende, Erzeugungsprofile und sollten daher ausgewogen ausgebaut werden.

Durchschnittliche stündliche Erzeugung je Woche 2040 [MWh]



- Dank – statistisch betrachtet - gegengleicher saisonaler Erzeugungsmuster, reduziert ein ausgewogenes Profil aus Windkraft und PV den Investitionsbedarf in saisonale Speicherung und gewährleistet ein ausgewogenes und robustes Stromsystem.
- Die höhere Wintererzeugung korreliert mit der (ohne Elektrolyse betrachtet) höheren Stromnachfrage im Winter und verringert die saisonalen Flexibilitätsbedarfe.

Erzeugung je Tagesstunde für 2 Tage im September 2040 [MWh]^[1]



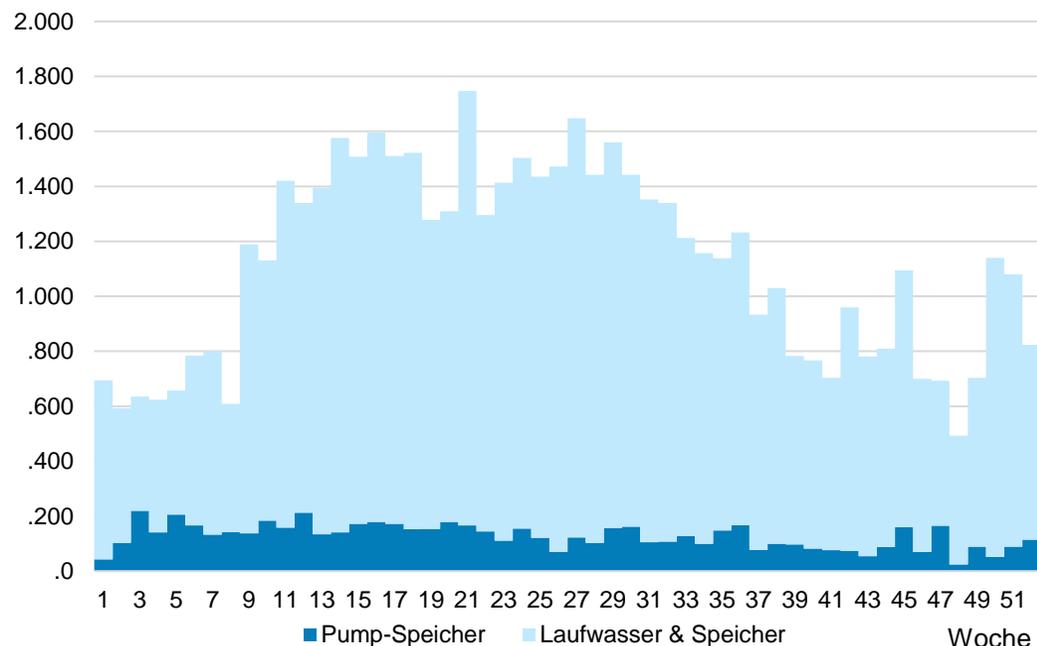
- Windkraft ist im Durchschnitt stärker nachts, während PV (offensichtlich) tagsüber am stärksten ist, diese oft gegengleiche untertägliche Erzeugung verringert den Bedarf für kurzfristige Speicher und lastseitige Flexibilität.
- Durch die volatile Natur dieser Technologien können jedoch auch Tage mit sehr schlechter Ergänzung vorkommen, was ein hohes Maß an Speicherkapazitäten und flexiblen Erzeugungsanlagen erforderlich macht.



Spotlight Erzeugung: Wasserkraft (inkl. Pumpspeicher)

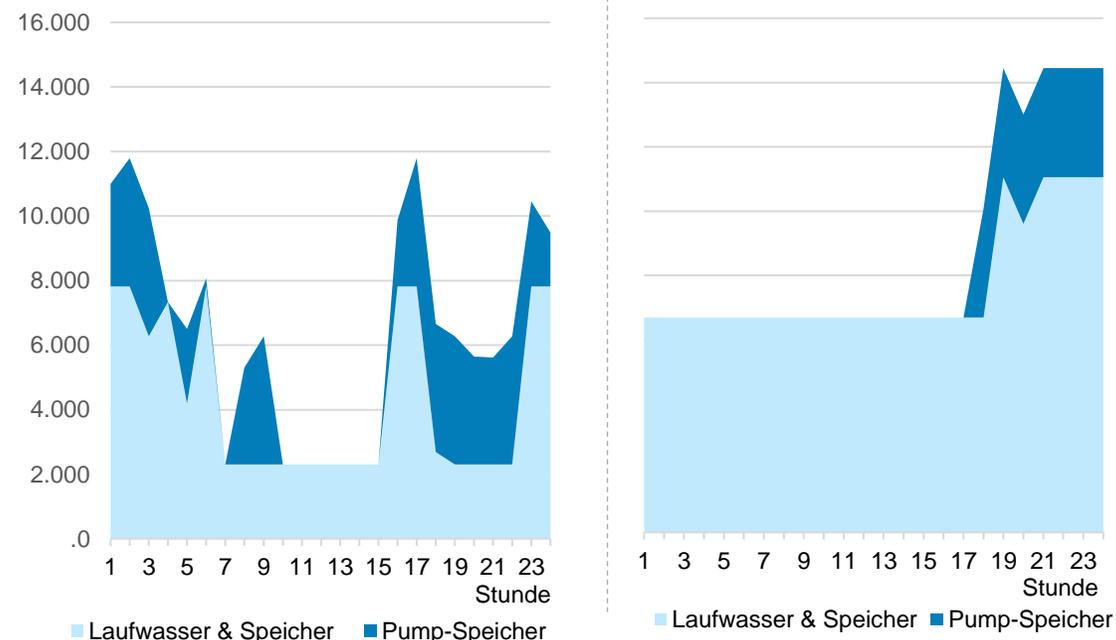
Die Wasserkraft ist auch im Jahr 2040 die in Österreich wichtigste Erzeugungstechnologie und stellt sowohl einen Großteil der Erzeugung in TWh, als auch einen Großteil der Flexibilität bereit.

Wöchentliche Erzeugung der Wasserkraft^[1] 2040 [GWh]

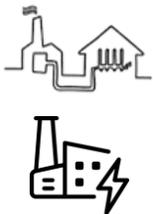


- Die Erzeugung von Laufwasser und Speicher weist eine gewisse Saisonalität auf. Getrieben durch die höheren natürlichen Zuflüsse im Frühling ist die Erzeugung von März bis August am höchsten.
- Die Speichertechnologien tragen zur Glättung der Residuallast bei.

Erzeugung je Tagesstunde für einen Tag im Feb. und April^[2] in 2040 [MWh]



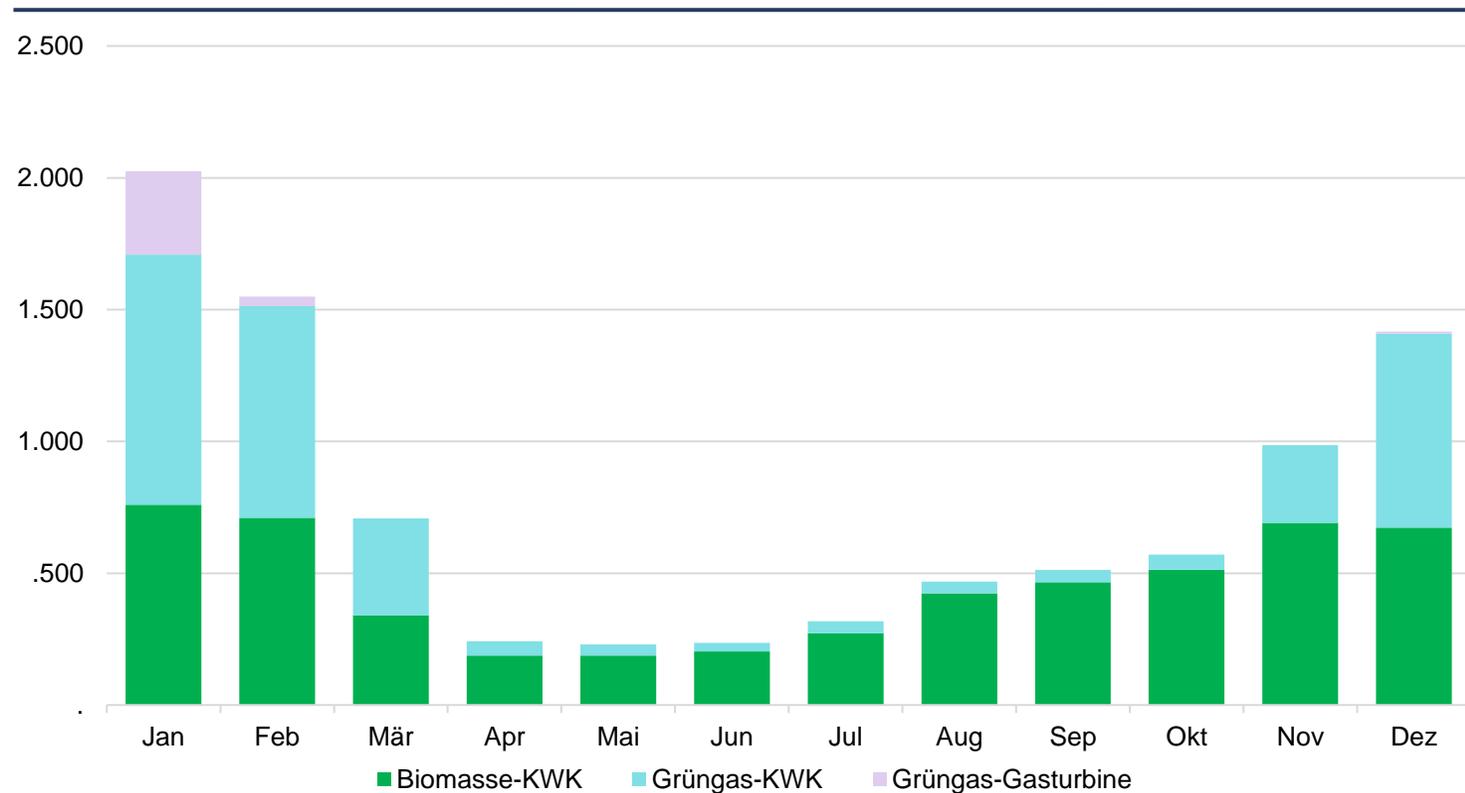
- Die (Pump-)Speicherkraftwerke sind eine der wichtigsten Flexibilitätsquellen und Speichertechnologien für das System und tragen hauptsächlich auf täglicher und wöchentlicher Ebene zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs bei.
- Durch die Fähigkeit eine planbare und zuverlässige Grundlast bereitzustellen, bleibt die Wasserkraft auch 2040 das Fundament der österreichischen Stromerzeugung.



Spotlight Erzeugung: Thermische Kraftwerke

KWK-Anlagen decken primär saisonale Flexibilitätsbedarfe und stellen dank Wärmespeichern auch untertägliche Flexibilität bereit. Grüngas-Gasturbinen sind ein Backup für die knappsten Stunden im Jahr.

Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke 2040 [GWh]

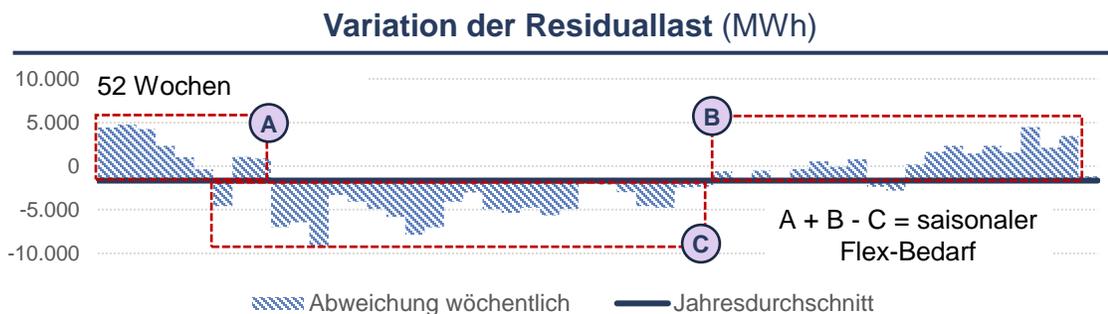


- Aufgrund ihrer hohen Gesamteffizienz (Strom- u. Wärme-erzeugung) eignen sich Grüngas-KWK für einen kosteneffizienten Einsatz der knappen klimaneutralen Energieträger Wasserstoff und Biomethan.
- Zur **Deckung des Wärmebedarfs im Winter** (Jan, Feb, Dez) werden KWK-Anlagen in der Modellierung einer Mindestlaufzeit unterworfen, wonach sie über den Tag verteilt in diesen Monaten **zumindest 50% ihrer Kapazität** auslasten müssen – es werden also Wärmespeicher unterstellt.
- Auf diese Weise wird dem Wärmebedarf Rechnung getragen, zugleich jedoch Flexibilität zur Optimierung auf dem Strommarkt gelassen.
- Biomasse-KWK reduzieren ihre Erzeugung über den Sommer weniger stark, aufgrund limitierter Möglichkeiten zur langfristigen Aufbewahrung der Biomasse sowie häufig fehlenden alternativen Quellen zur Wärmebereitstellung.
- Im Winter werden auch Grüngas-Gasturbinen eingesetzt, um Versorgungslücken zu schließen. Diese Rolle als Backup wird im Basisszenario nur selten benötigt, ist jedoch als Absicherung im Falle von extremen Wetterereignissen, Umweltkatastrophen, bzw. umfangreicher Ausfälle anderer Kraftwerke vorgesehen.

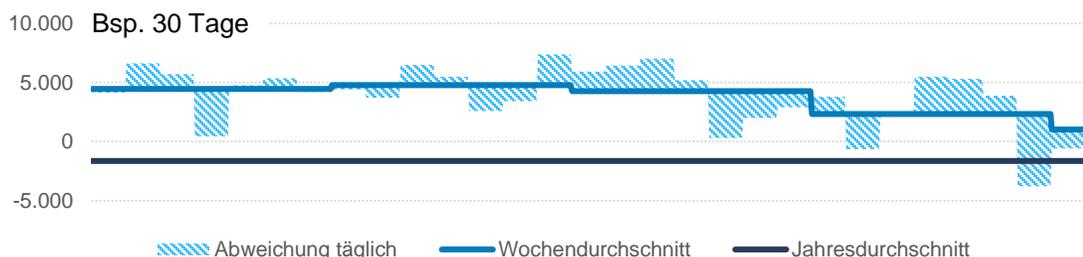
Methodik Flexibilitätsbedarfe

Flexibilitätsbedarfe werden auf Basis der Variation der Residuallast auf verschiedenen Zeitdauern berechnet.

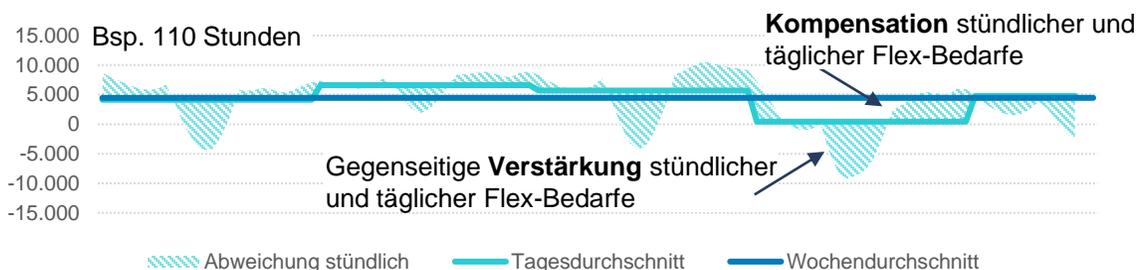
Saisonal



Wöchentlich



Täglich



Flexibilität im Stromsystem 2040

- Das Stromsystem des Jahres 2040 folgt weitgehend der Dynamik, die durch ungleichmäßige Erzeugung der Erneuerbaren vorgegeben wird.
- Um die Systemanforderungen^[1], die aus dieser Dynamik, entstehen zu verstehen, werden auf den folgenden Seiten die resultierende **Flexibilitätsbedarfe und ihre Deckung** durch diverse Technologien dargestellt.

Definitionen

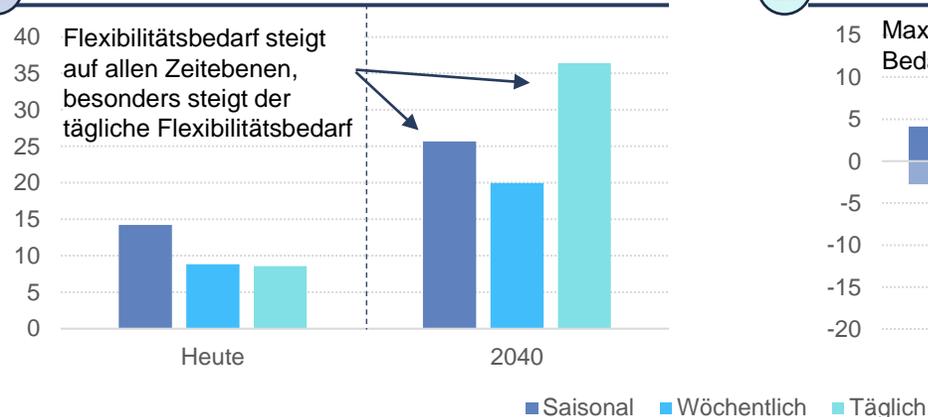
- Flexibilitätsbedarfe berechnen sich hierbei als die **absolute jährliche Summe der Variation der Residuallast** auf verschiedenen Zeitdauern.
 - **Saisonal:** Wochen- vs. Jahresdurchschnitt
 - **Wöchentlich:** Tages- vs. Wochendurchschnitt
 - **Täglich:** Stündliche Residuallast vs. Tagesdurchschnitt
- Dieselbe Methode kommt zur Berechnung des **Beitrags der einzelnen Technologien zur Flex-Bereitstellung** zum Einsatz (Variation um durchschnittliche Erzeugung/Last).^[2]
- Die Energiemengen sind dabei nicht als Erzeugung/Last dieser Technologien zu interpretieren. Vielmehr geben sie an, wie viel Energie im Vergleich zu einer hypothetischen komplett unflexiblen Quelle mit derselben Durchschnittserzeugung an nützlichere Zeitpunkte verlagert wird.

Anmerkung: [1] Von einer Analyse der Anforderungen an die (innerösterreichischen) Netze wird hierbei abgesehen. Der notwendige Ausbau wird vielmehr als gegeben angenommen. [2] Da die Flex-Technologien zuweilen nicht nur die Residuallast decken, sondern sich gegenseitig kompensieren (z.B. EV-Laden bei gleichzeitiger PSP-Erzeugung), liegen die bereitgestellte Flexibilität etwas oberhalb des berechneten Flex-Bedarfs auf Basis der Residuallast. Da es sich bei dieser zusätzlichen Flexibilität nicht unmittelbar um einen "echten" Bedarf handelt, wird diese Menge proportional zur jeweiligen Bereitstellung abgezogen und nur die zur Deckung der Residuallast notwendige Mengen als Flex-Bereitstellung ausgewiesen. Abkürzungen: PSP...Pumpspeicherwerk. Quelle: Compass Lexecon Analyse angelehnt an [ACER](#) (2023).

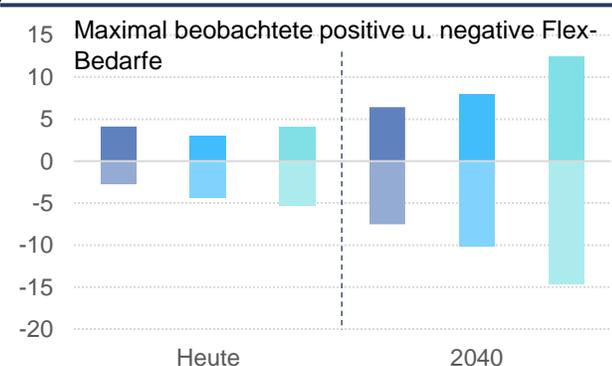
Flexibilitätsbedarfe in 2040

Das zukünftige Stromsystem muss durch ein umfangreiches Portfolio an Flexibilitäts- und Speichertechnologien unterstützt werden, um die sichere Bedarfsdeckung zu gewährleisten

1. Jahressumme Flexibilitätsbedarfe¹ (TWh)



2. Spannweite der Flexibilitätsbedarfe² (GW)



Die **intermittierende Natur wichtiger Teile der zukünftigen Stromerzeugung bedingt Schwankungen in ihrer Erzeugung** auf diversen Zeitebenen:

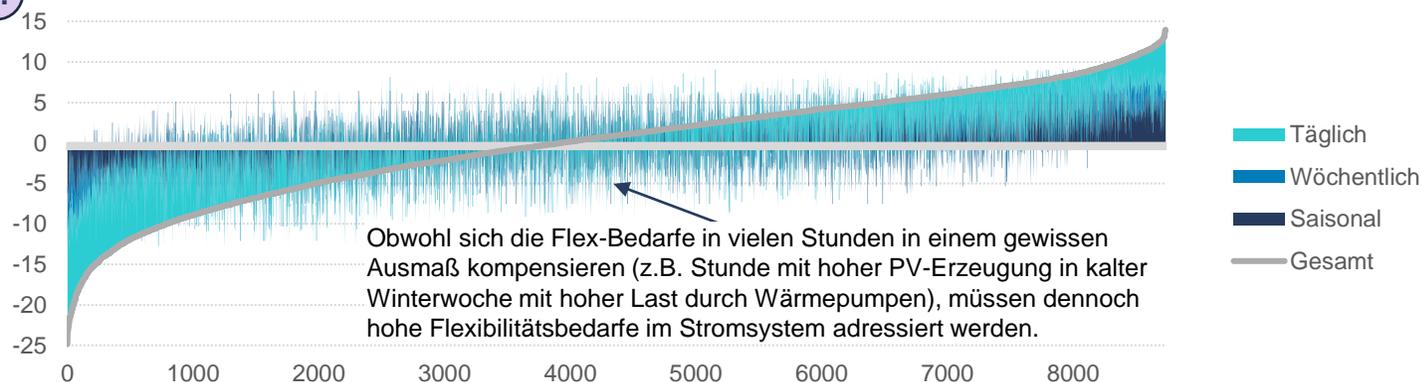
- **Täglich:** Insb. PV-Erzeugung schwankt untertäglich stark.
- **Wöchentlich:** Eine Reihe bewölkter oder windschwacher Tage erzeugt Schwankungen auf wöchentlicher Ebene.
- **Saisonal:** Geringe PV-/Laufwasser-Erzeugung im Herbst/Winter

Unflexible **Stromnachfrage berücksichtigt diese Schwankungen nicht, und verstärkt ihre Wirkung ggf. sogar** (z.B. Laden von E-Fahrzeugen in einer windstillen Nacht, Einsatz von Wärmepumpen im PV-schwachen Winter).

Die Modellierung zeigt die folgenden Entwicklungen auf:

1. Die gesamtjährliche Summe der absoluten Flex-Bedarfe (positiv und negativ) wächst auf sämtlichen Zeitebenen erheblich. Insb. stark steigt der untertägliche Bedarf (+ 28 TWh) durch den PV-Ausbau und wird wichtiger als die saisonale Lastverschiebung.
2. Auch die zu einer Stunde des Jahres maximal benötigte flexible Kapazität steigt, sowohl was saisonale (z.B. durch Wärmepumpen im Winter, überschüssige PV-Erzeugung im Sommer) als auch untertägliche Bedarfe (Verschiebung Tag/Nacht) betrifft.
3. Die Bedarfe unterschiedlicher Zeitebenen kumulieren sich zu einigen Zeitpunkten, kompensieren sich an anderen jedoch gegenseitig, sodass der maximale Gesamtbedarf in beide Richtungen geringer ausfällt als die Summe der jeweiligen maximalen Bedarfe aus Abb. 2.

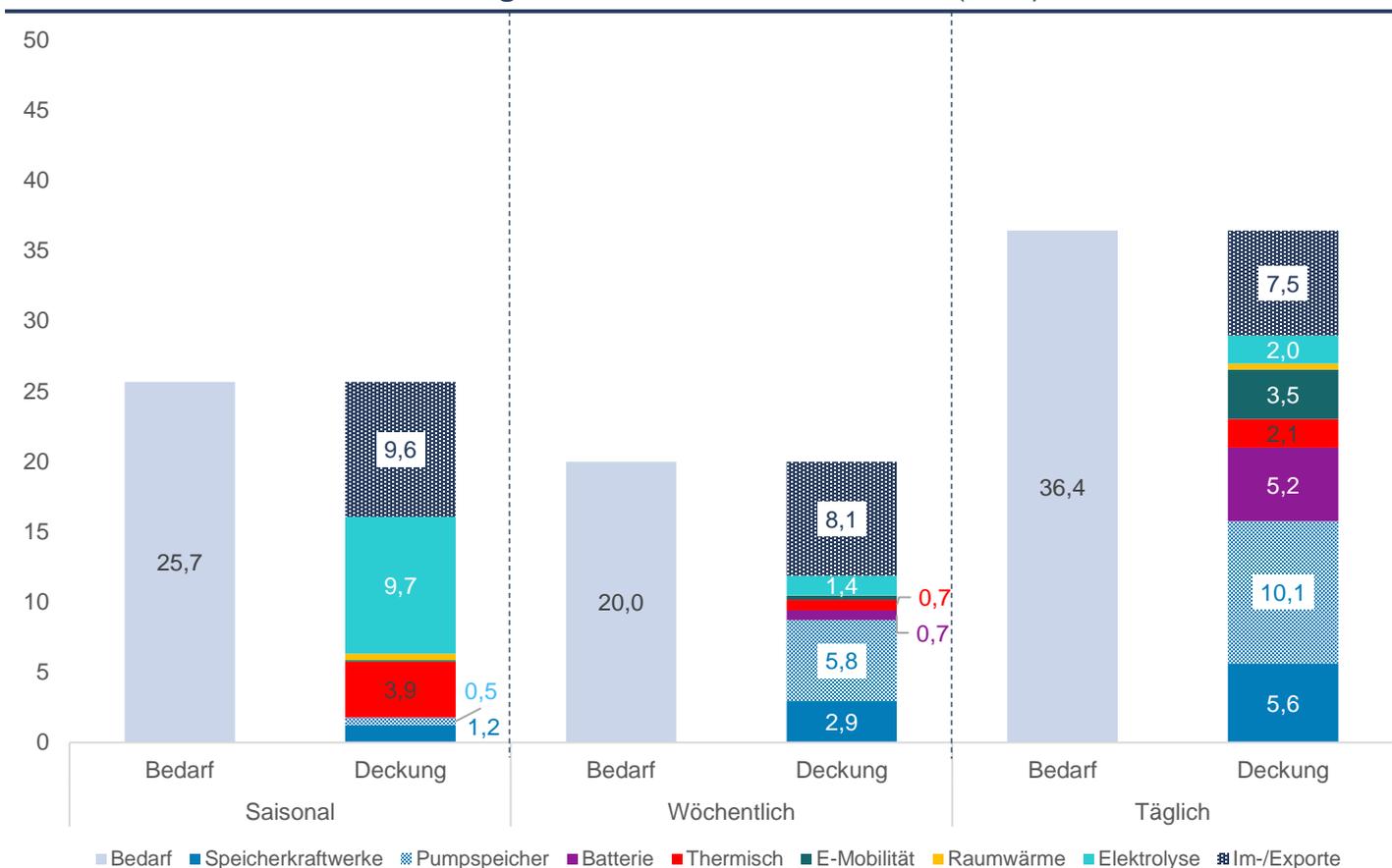
3. Dauerkurve der Flexibilitätsbedarfe 2040 (GW)



Flexibilitätsbilanz in 2040

Ein breiter Mix an Flexibilitätsoptionen mit unterschiedlichem Zeithorizont gewährleistet den sicheren Betrieb des Stromsystems bei hoher Durchdringung intermittierender EE-Erzeugung.

Deckung der Flexibilitätsbedarfe 2040 (TWh)



Im Hinblick auf die gesamten Flexibilitätsbedarfe stellt im Jahr 2040 insb. die **tägliche Lastverschiebung von der PV-Mittagsspitze zur Nachfragespitze in den Abendstunden** eine wichtige Funktion für das System dar.

Mit zunehmender Elektrifizierung der Raumwärme im Winter bei EE-Erzeugungsüberschuss im Sommer ergeben sich zudem **Bedarfe nach saisonaler Flexibilität** i.H.v. knapp 26 TWh.

Diverse angebots-, und lastseitige Technologien tragen zur Deckung der Flex-Bedarfe bei.

Unter den Rahmenbedingungen der Studie, insb. der Klimaneutralität sowie der Verfügbarkeit von 5 TWh an subventioniertem H₂, wird ein **breiter Mix an Flexibilitätsoptionen** zum Ausgleich des Stromsystems verwendet, wobei der zeitliche Schwerpunkt je Technologie variiert:

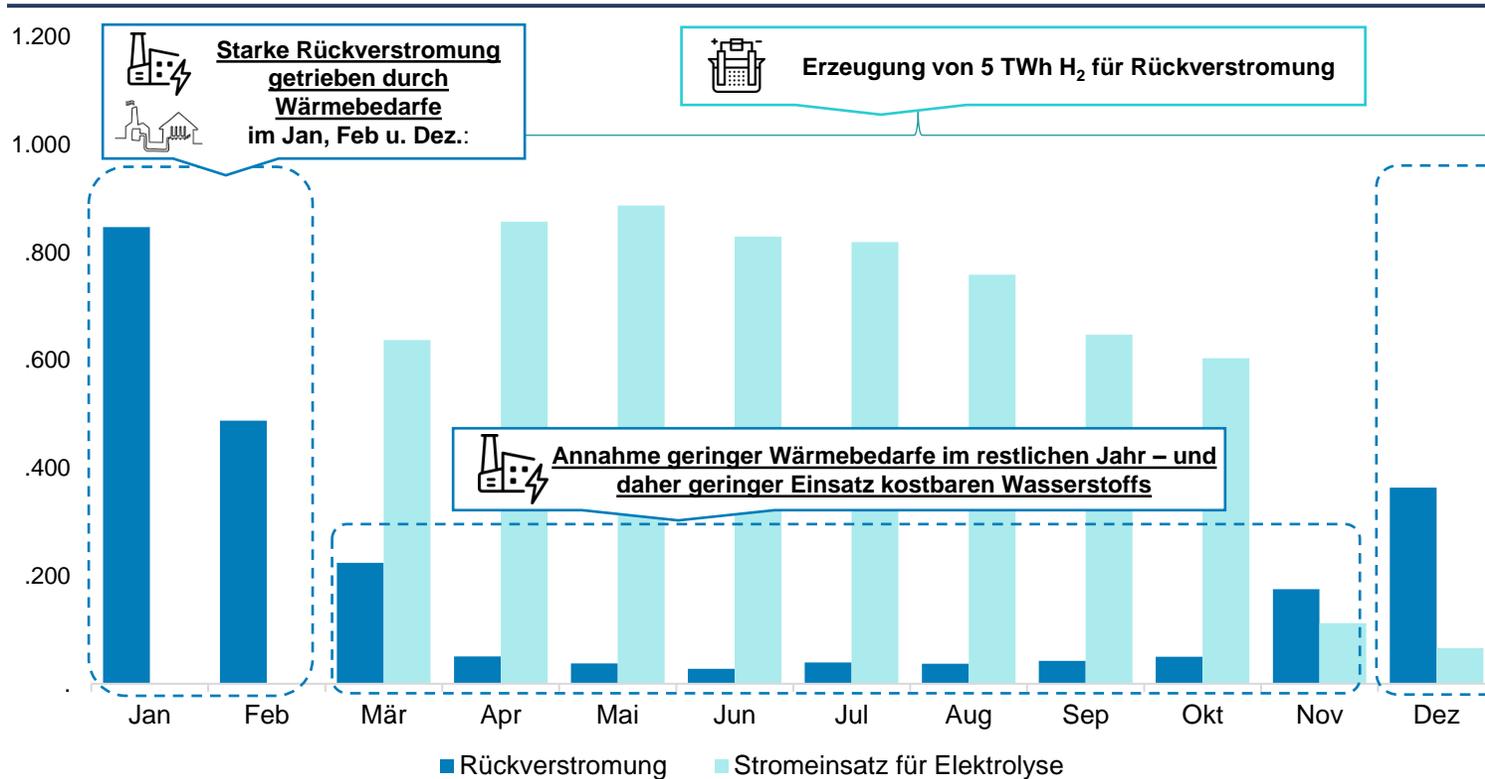
- **Speicherkraftwerke & Pumpspeicher:** Tragen insb. zu untertäglicher und mehrtägiger Lastverschiebung bei. ^[1]
- **Batterien:** Zentral für die untertägliche Lastverschiebung.
- **Thermische KW:** Stellen insb. saisonale, aber auch untertägliche Flexibilität bereit.
- **E-Mobilität und Raumwärme:** Tragen durch effiziente Wahl der Heiz- und Ladezeiten zu untertäglicher Lastverschiebung bei.
- **Elektrolyseure:** Tragen im Sommer den Überschuss an EE-Erzeugung ab und „verschieben“ einen Teil davon in den Winter.
- **Im-/Exporte:** Wichtige Flex-Option auf allen Zeitebenen. Dies ist intuitiv sinnvoll, da im Ausland Flex-Optionen aller Arten verfügbar sind.



Spotlight Flexibilität: Wasserstoff zur saisonalen Speicherung

Erzeugung von knapp 5 TWh Wasserstoff zwischen Frühling und Herbst ermöglicht den Einsatz in hoch-effizienten Grüngas-KWK insb. im Winter sowie punktuell zur Spitzendeckung in Grüngas-Turbinen.

Wasserstofferzeugung und Rückverstromung 2040^[1] [GWh Strom]



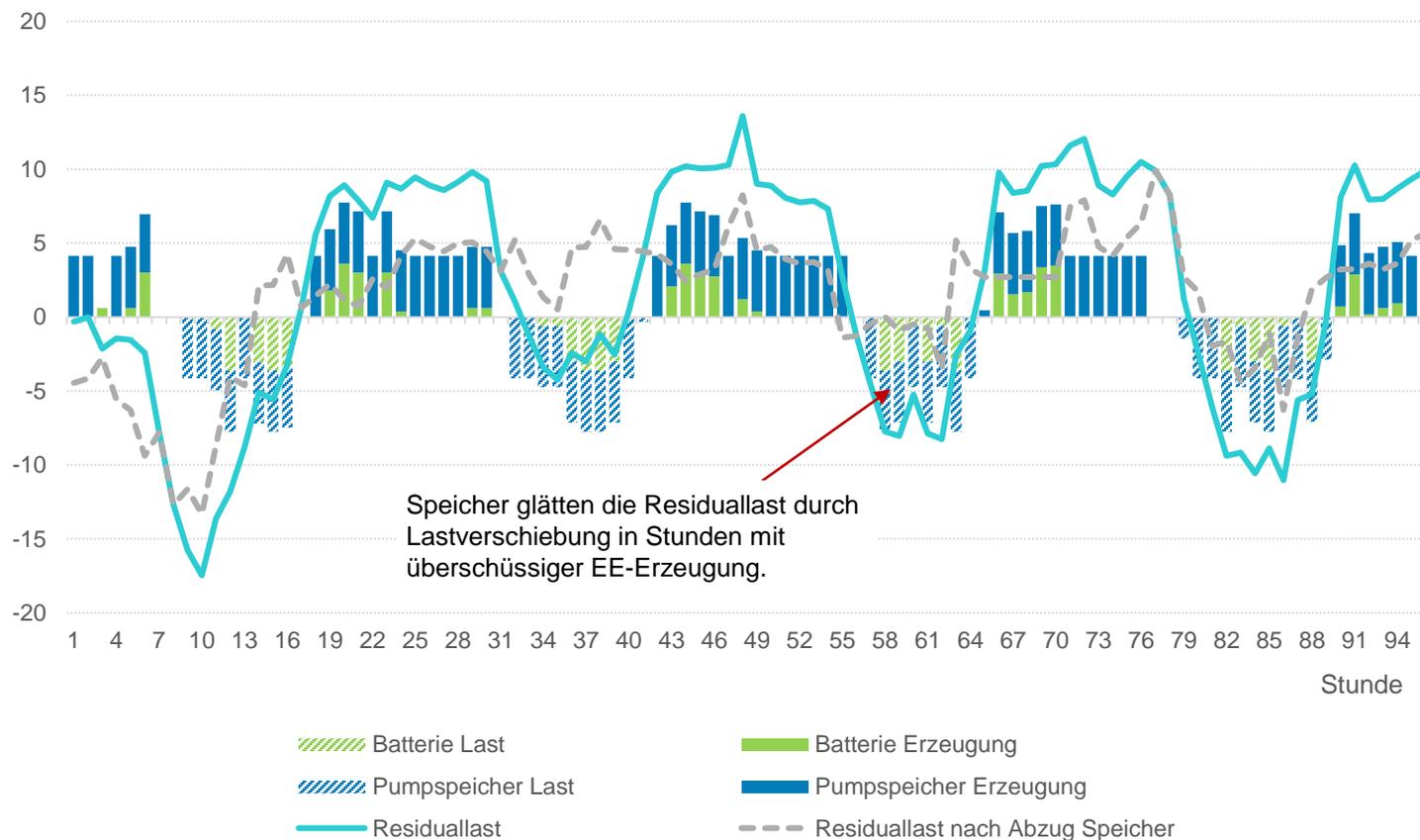
- Als traditioneller **Winter-Peaking-Market** treffen in Österreich im Winter besonders hohe Strombedarfe (Heizen, Belichtung) auf ein verringertes Angebot aus PV- und Wasserkrafterzeugung.
- Historisch wurden Bedarfe insb. auch durch den vermehrten Betrieb **fossil gefeuerter thermischer Kraftwerke (Gas, Kohle)** in den Wintermonaten bedient. Mit Blick auf 2040 und das Ziel der Klimaneutralität, können diese Energieträger diese Rolle allerdings nicht weiter erfüllen.
- **Wasserstoff** spielt hier eine zentrale Rolle, um durch saisonale Verschiebung die Differenz aus starkem Dargebot erneuerbarer Energie im Sommer und Knappheiten im Stromsystem im Winter auszugleichen.
- Durch den **Einsatz in hocheffizienter KWK** wird dabei zusätzlich zu Strom auch Wärmebedarf direkt gedeckt.
- Ein Großteil der 5 TWh an Wasserstoff die für Rückverstromung zur Verfügung stehen, wird in den Wintermonaten eingesetzt (3,5 TWh) und erzeugt dabei etwa 1,7 TWh Strom.
- Die verbleibenden 1,5 TWh Wasserstoff werden verteilt über das restliche Jahr eingesetzt und erzeugen ca. 0,7 TWh Strom.
- Auch Biomethan und feste Biomasse stehen für thermische Kraftwerke als Brennstoff zur Deckung insb. der Winternachfrage zur Verfügung.



Spotlight Flexibilität: Kurz- und mittelfristige Speichertechnologien

Pumpspeicher und Batterien leisten durch ihre Flexibilität einen zentralen Beitrag zur Verschiebung der Lasten in Perioden mit hoher EE-Erzeugung.

Illustration: Glättung der Residuallast durch Speicher (GWh) – 4 Tage im Juli 2040



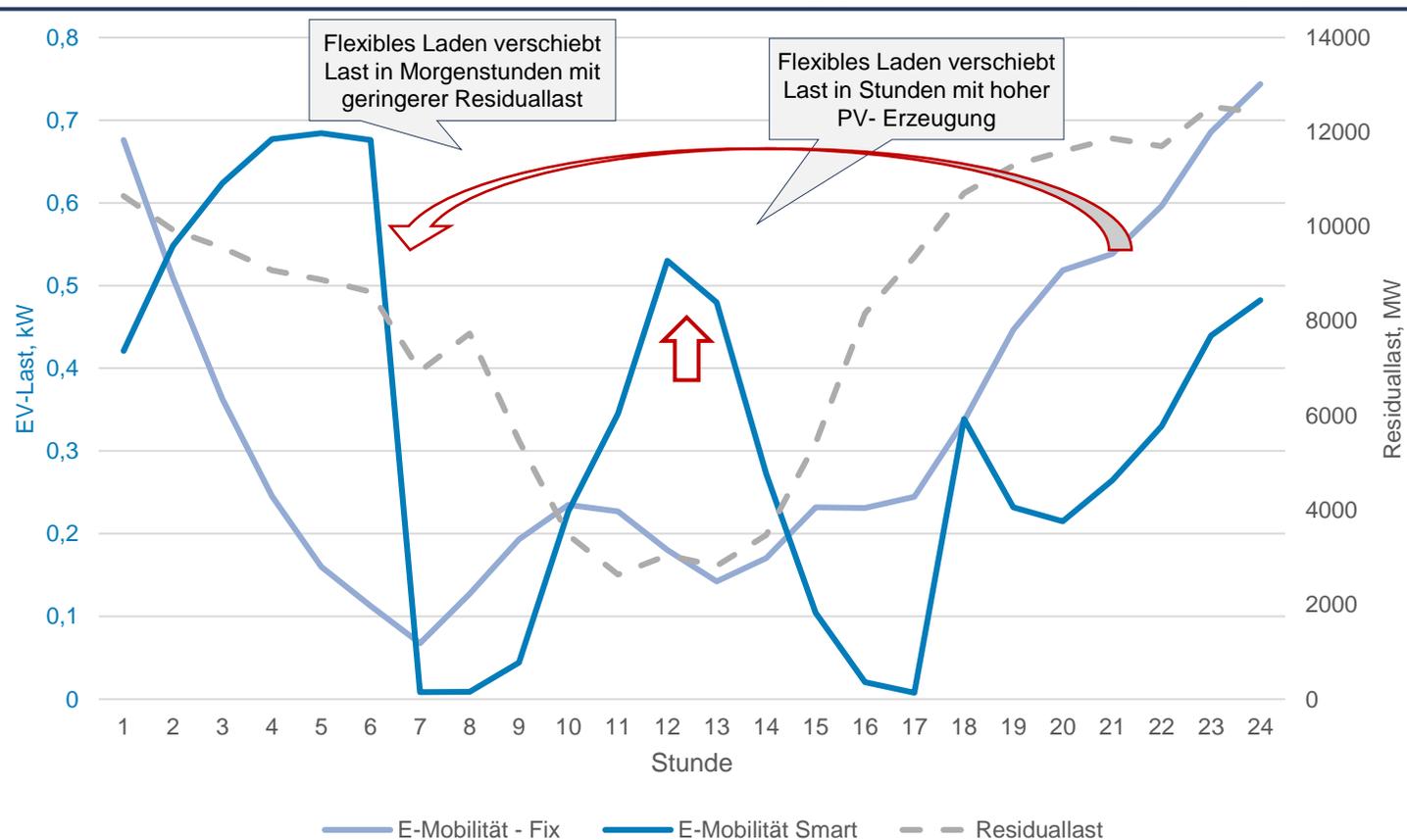
- Pumpspeicher und Batterien leisten einen zentralen Beitrag zur Funktionsweise eines von volatilen Erneuerbaren dominierten österreichischen Stromsystems.
- Indem sie **Überschussstrom in den von PV-Erzeugung dominierten Mittagsstunden abtragen und zur Morgen- und Abendzeit dem System wieder zur Verfügung stellen**, ermöglichen sie eine Versorgung mit erneuerbarem Strom auch zu solchen Zeitpunkten, in denen keine PV- oder Winderzeugung erfolgt.
- Diese Glättung der Residuallast ist in der Abbildung beispielhaft für 4 Tage im Juli 2040 dargestellt.
- Pumpspeicher agieren oftmals auch als wöchentliche bzw. mehrtägige Speicher, optimieren ihre Ein- und Ausspeicherung also über einen mehrtägigen Rhythmus.
- In manchen Stunden agieren die Speicher auch marktgetrieben residuallasterhöhend. Dies ist zu Zeiten günstiger Möglichkeiten für Stromimport und –Export und entsprechender flexibler Stromnachfrage auch ein vorteilhaftes Verhalten für das System und volkswirtschaftlich sinnvoll.



Spotlight Flexibilität: Ladeverhalten von E-Mobilität

Der Anstieg von Flexibilitätspotenzialen in der E-Mobilität ermöglicht eine Lastverschiebung in die Mittags-PV-Spitze und entlastet das Stromsystem in Stunden mit angespannter Angebotssituation.

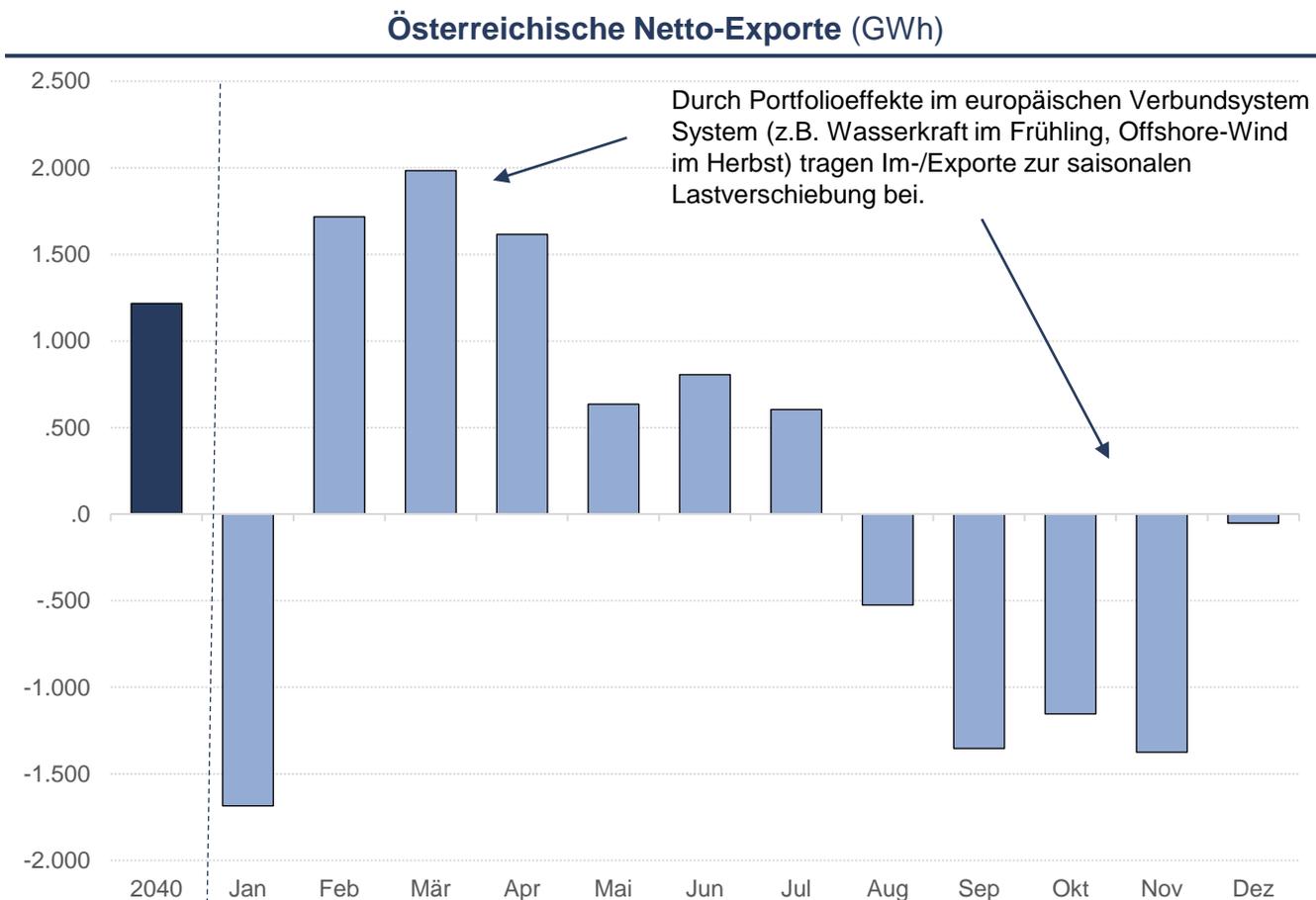
Jahresdurchschnitt stündlicher Last je Fahrzeug (fixes Profil v. smart), 2040 [MW]



- Die zunehmende Verbreitung von E-Fahrzeugen stellt das Stromsystem vor **Herausforderungen**, wenn das **Laden der Fahrzeuge nicht zumindest in Teilen an die Systembedarfe angepasst** wird.
- Sie bietet aber auch Chancen, wenn **intelligente Ladeverfahren** eingeführt werden, um dann Strom zu entnehmen, wenn dieser im Überschuss vorhanden ist.
- Gleichzeitig wird in Stunden mit **angespannter Angebotssituation** der Strombedarf reduziert und das System entlastet.
- Für die Modellierung wurde ein Verhältnis von 45% flexiblem Laden und 55% fixen Ladezyklen angenommen.
- In der nebenstehenden Grafik ist zu sehen, wie sich dieses **Verhalten für ein E-Fahrzeug über den Tag hinweg** im Jahresdurchschnitt darstellt:
 - Einerseits verschiebt sich eine beträchtliche Energiemenge in die Mittagsstunden, in denen PV i.d.R. mehr Strom zur Verfügung stellt als von traditioneller Nachfrage abgetragen wird.
 - Zudem wird im Vergleich zu einem fixen historischen Durchschnittsprofil Last vom späten Abend (18-00 Uhr) in den frühen Morgen (02-06 Uhr) verschoben, wo im gegebenen Studienrahmen eine geringere Residualnachfrage liegt.

↔ Spotlight Flexibilität: Einbettung in europäischen Strommarkt

Die starke Einbindung ins europäische Verbundsystem bietet Flexibilität sowohl auf täglicher als auch saisonaler Ebene und stellt somit eine tragende Säule für ein resilientes Stromsystem dar.



Dank starker Interkonnektorleistung profitiert Österreich von der Einbindung in das europäische Verbundsystem

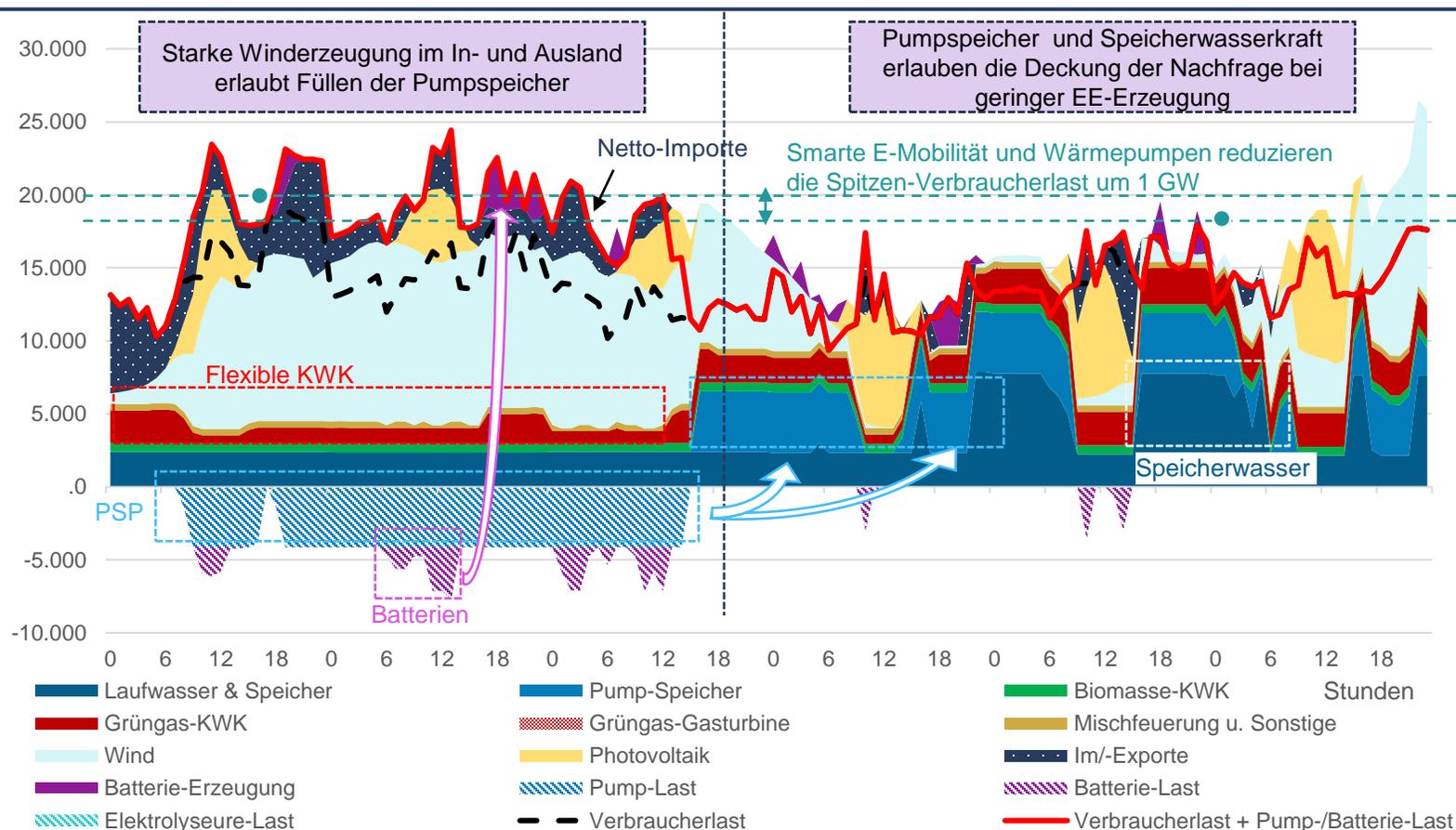
- Die für 2040 betrachtete Interkonnektorkapazität liegt mit knapp 16 GW in derselben Größenordnung wie die Spitzenlast.
- Insbesondere mit Deutschland ist das österreichische Stromsystem mit 7,5 GW Interkonnektorkapazität äußerst gut integriert.
- Unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen der Studie **profitiert Österreich je nach Jahreszeit unterschiedlich** von der Integration ins europäische Verbundsystem:
 - Im **Frühling**, welcher durch starke Wasser- und Windkraft, sowie erstarkende PV-Erzeugung gekennzeichnet ist profitiert Österreich von der Möglichkeit Strom ins Ausland zu exportieren, wo zu dieser Jahreszeit teilweise geringe EE-Erzeugung anfällt.
 - In den **Herbst- und Wintermonaten** profitiert Österreich u.a. von starker Offshore-Wind Erzeugung in Nordeuropa, wobei diese tendenziell über die deutsche Strompreiszone importiert wird.
- Über das gesamte Jahr hinweg ist Österreich in der Modellierung Netto-Exporteur von 1,2 TWh und nicht strukturell von Importen abhängig.
- Neben der saisonalen Verlagerung sind Im-/Exporte **auch auf täglicher Basis eine wichtige Flexibilitätsquelle**, da sie Schwankungen der heimischen (EE-)Erzeugung ausgleichen.
- Zur Lastdeckung sind neben zuverlässigen inländischen flexiblen Ressourcen umfangreiche EU-Importmöglichkeiten von großer Bedeutung. Der dazu erforderliche Netzausbau sollte daher forciert und beschleunigt werden.



Spotlight Flexibilität: Dispatch in einer Winterwoche

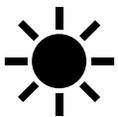
Pumpspeicher verlagern Winterzeugung über die Woche, Batterien verteilen untertägig, KWK nutzen Flexibilität und intelligente E-Mobilität und Wärmepumpen passen Profile an die Angebotssituation an

Bsp. Winterwoche: Stündlicher Dispatch an 6 Tagen im Februar 2020 [MWh/h]



Zur kosteneffizienten Deckung der Nachfrage bei intermittierender EE-Erzeugung bietet sich ein **Zusammenspiel von verschiedenen Flexibilitätsoptionen** unter Einbeziehung von Speichern, steuerbaren Kapazitäten und lastseitiger Flexibilität:

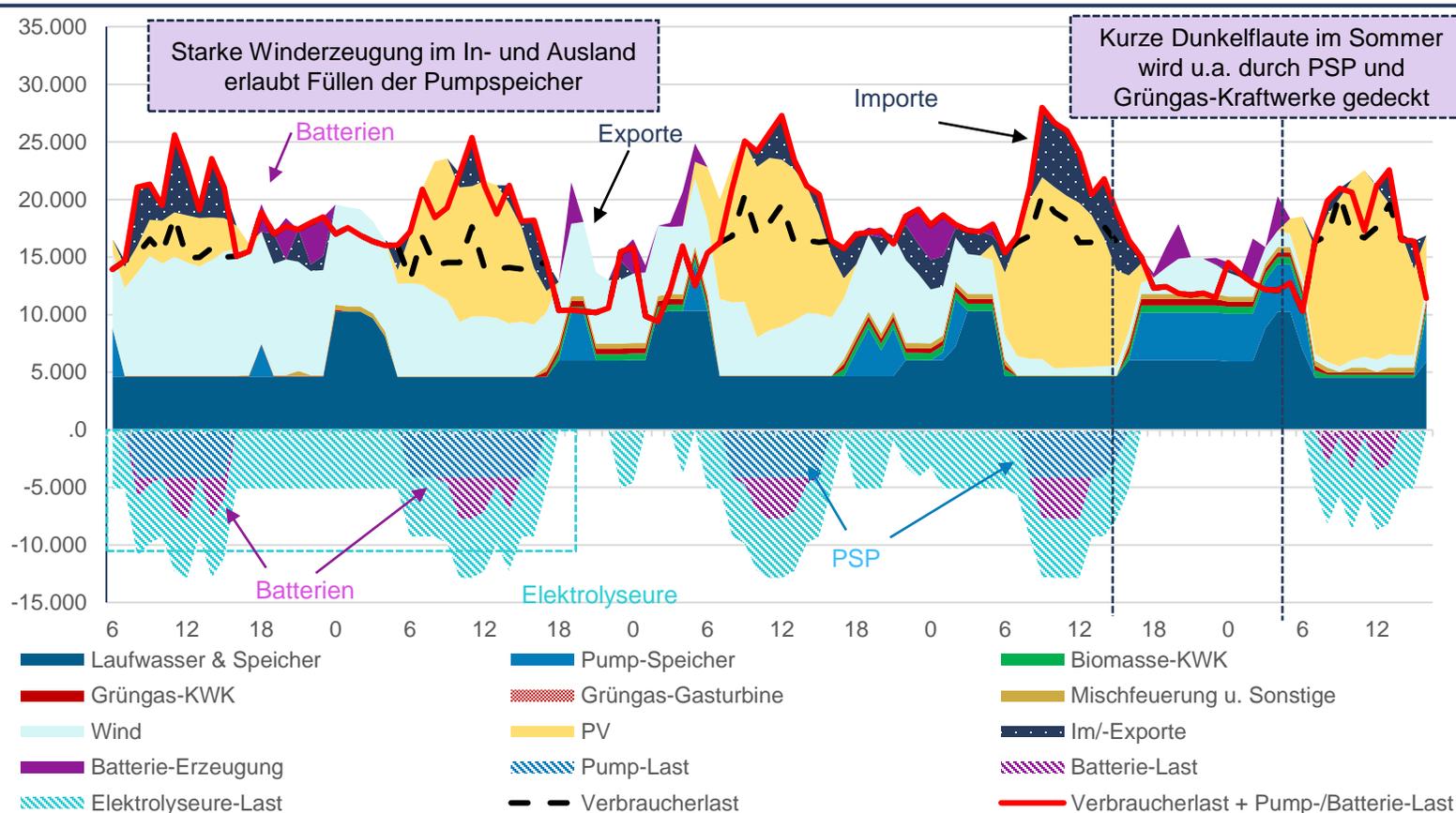
- **Pumpspeicher:** Verlagern die starke Winterzeugung der ersten Wochenhälfte in die Windkraft- und PV-schwachen folgenden Tage.
- **Batterien:** Komplementieren PSP durch die untertägliche Verschiebung der erneuerbaren Spitzenerzeugung.
- **E-Mobilität u. Wärmepumpen:** Ein Teil dieser wählt den Zeitpunkt der Nachfrage intelligent und erreicht eine Reduktion der Spitzen-Verbraucherlast in der angespannten zweiten Wochenhälfte um 1 GW.
- **Grüngas-KWK:** Stellen eine gewisse Grundlast bereit, nutzen aber auch ihre Wärmespeicher, um flexibel auf dem Strommarkt zu agieren.
- **Grüngas-Gasturbine:** Selbst in einem Großteil der Winterwochen ist es möglich den Bedarf ohne den Einsatz von Backup-Kapazitäten zu decken.
- **Im-/Exporte:** Dank grenzüberschreitend starker Winterzeugung und Speicherkapazität in AT, kommt es zunächst zu anhaltenden Netto-Importen. In der zweiten Wochenhälfte kommt es durch PSP-Erzeugung vereinzelt zu Netto-Exporten.



Spotlight Flexibilität: Dispatch in einer Sommerwoche

Die massiven PV-Erzeugungsspitzen im Sommer werden von Elektrolyseuren abgetragen, welche den Strom zur H₂-Erzeugung nutzen. Auch PSP und Batterien verschieben PV-Strom vom Tag in die Nacht.

Bsp. Sommerwoche: Stündlicher Dispatch an 5 Tagen im August 2040 [MWh]



Zur kosteneffizienten Deckung der Nachfrage bei intermittierender EE-Erzeugung bietet sich ein **Zusammenspiel von verschiedenen Flexibilitätsoptionen** unter Einbeziehung von Speichern, steuerbaren Kapazitäten und lastseitiger Flexibilität:

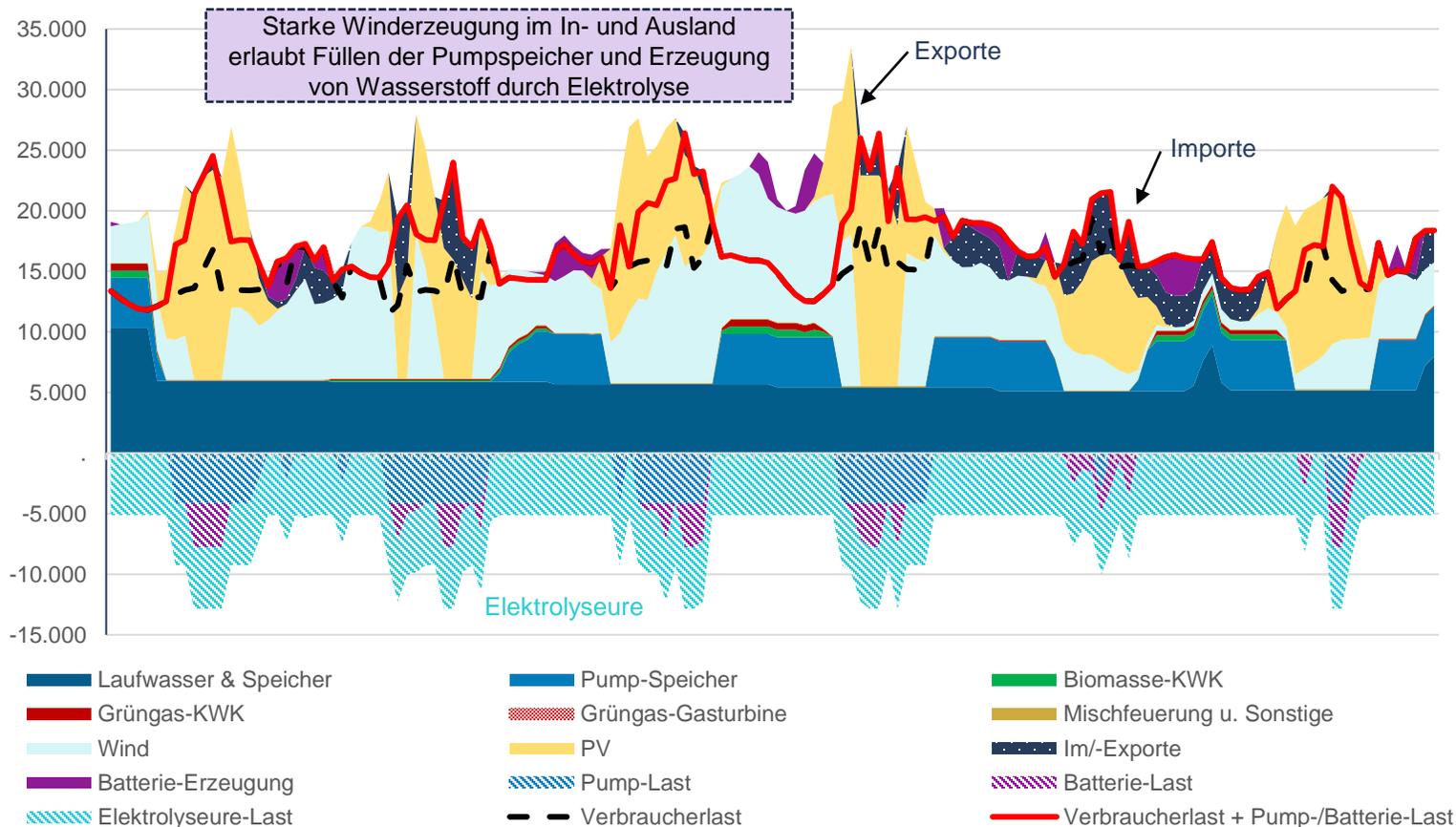
- **Elektrolyseure:** Tragen die saisonal hohe EE-Erzeugung ab und nutzen den Strom zur Saisonal-Speicherung sowie zur Dekarbonisierung anderer Sektoren. Ohne die hohe sommerliche Nachfrage der Elektrolyseure käme es zu massiven Stromexporten oder möglicherweise Abregelungen von EE-Anlagen
- **Batterien:** Tragen massiv zur Lastverschiebung von der Nacht in den Tag bei, können jedoch nur über kurze Zeithorizonte einspeichern bzw. produzieren.
- **Pumpspeicher:** Nutzen ihre großen Speichervolumina zur Glättung der nächtlichen Nachfrage und können hier länger andauernde Leistung als Batterien bereitstellen.
- **Laufwasser- und Speicherwasserkraft:** Die Flexibilität der Speicherwasserkraft zeigt sich durch die deutlich höhere Erzeugung in Stunden der Knappheit, während in der gesamten betrachteten Zeitperiode Grundlast bereitgestellt wird.
- **Im-/Exporte:** Dank starker EE-Erzeugung im Inland und bei Nachbarländern spielt die PSP Ein- und Auspeisung eine zentrale Rolle grenzüberschreitend für das System.



Spotlight Flexibilität: Dispatch in einer Frühlingswoche

Die starke Winderzeugung im Frühling wird von Elektrolyseuren abgetragen, welche den Strom zur H₂-Erzeugung nutzen. Auch PSP und Batterien verschieben PV-Strom vom Tag in die Nacht.

Bsp. Frühlingswoche: Stündlicher Dispatch an 6 Tagen im Mai 2040 [MWh]

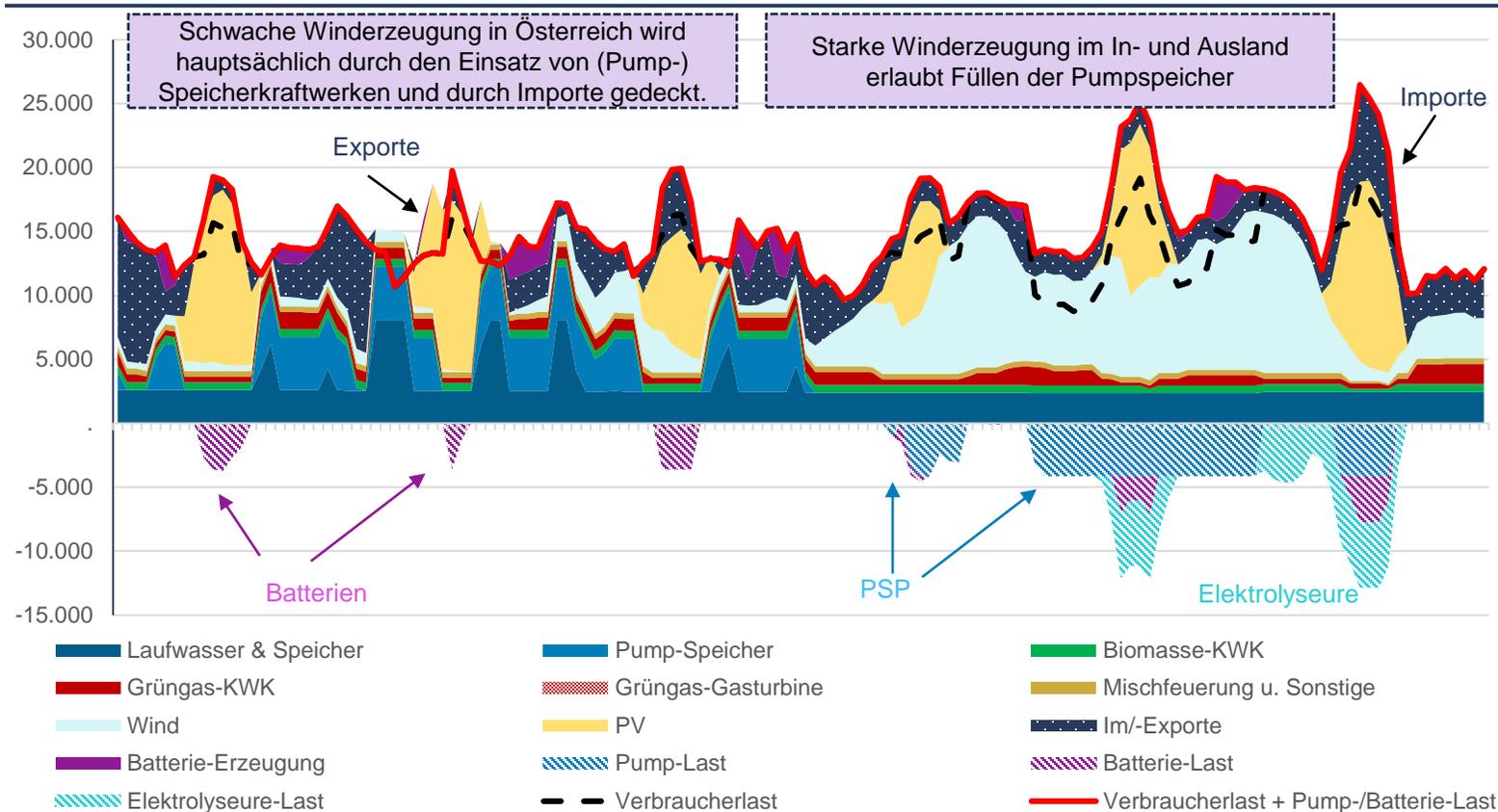


- Der Frühling 2040 ist geprägt von starker Erzeugung aus Wasserkraft und Wind, wobei letztere stark fluktuiert.
- Die Bewältigung der intermittierenden EE-Erzeugung erfordert ein **Zusammenspiel von verschiedenen Flexibilitätsoptionen** unter Einbeziehung von Speichern, steuerbaren Kapazitäten und lastseitiger Flexibilität:
- Elektrolyseure:** Tragen die saisonal hohe EE-Erzeugung ab und nutzen den Strom zur Saisonal-Speicherung sowie zur Dekarbonisierung anderer Sektoren. Ohne die hohe Nachfrage der Elektrolyseure käme es zu massiven Stromexporten oder möglicherweise Abregelungen von EE-Anlagen
- Im-/Exporte:** Dank starker Interkonnektorenkapazitäten kann die starke EE-Erzeugung im Inland zu den Nachbarländern exportiert werden.

Spotlight Flexibilität: Dispatch in einer Herbstwoche

In windarmen Stunden können (Pump-)speichertechnologien und thermische Kraftwerke einen wesentlichen Teil der Flexibilität bereitstellen. Auch Importe spielen eine wesentliche Rolle.

Bsp. Herbstwoche: Stündlicher Dispatch an 6 Tagen im November 2040 [MWh]

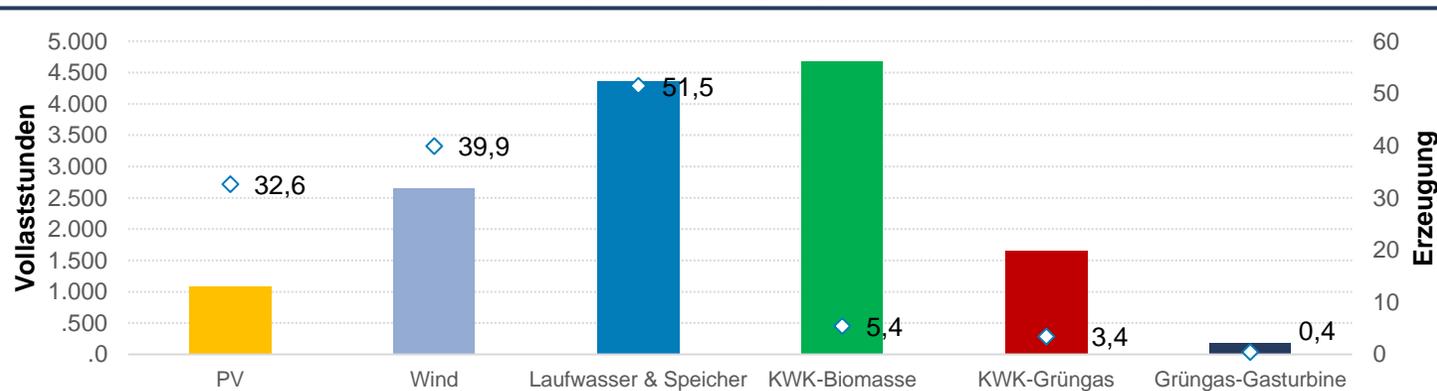


- Zur kosteneffizienten Deckung der Nachfrage bei intermittierender EE-Erzeugung bietet sich ein **Zusammenspiel von verschiedenen Flexibilitätsoptionen** unter Einbeziehung von Speichern, steuerbaren Kapazitäten und lastseitiger Flexibilität:
- **Pumpspeicher:** Kommen bei schwacher Winderzeugung zum Einsatz und können hier länger andauernde Leistung bereitstellen.
- **Laufwasser- und Speicherwasserkraft:** Die Flexibilität der Speicherwasserkraft zeigt sich durch die deutlich höhere Erzeugung in Stunden der Knappheit, während in der gesamten betrachteten Zeitperiode ein vergleichsweise geringes Level an Grundlast bereitgestellt wird.
- **Im-/Exporte:** In Periode von schwacher EE-Erzeugung im Inland spielen Importen aus Nachbarländern eine zentrale Rolle in der Flexibilitätsbereitstellung zur Lastdeckung.

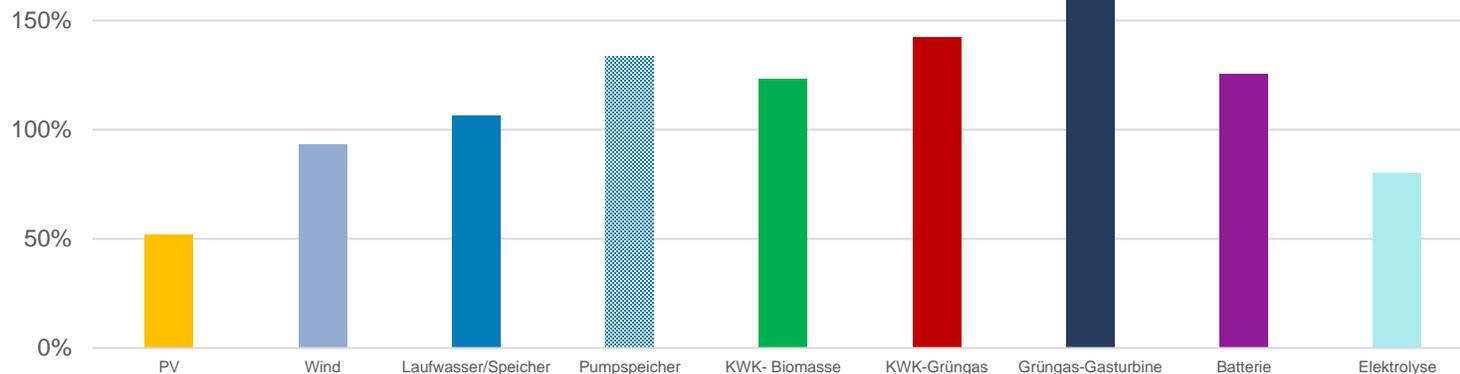
Volllaststunden und Capture-Preise der Erzeugungstechnologien

Thermische Kraftwerke erreichen geringe Volllaststunden. Durch den Kannibalisierungseffekt erreicht PV die geringsten Capture-Preise. Offene Gasturbinen werden nur in Spitzenpreiszeiten eingesetzt.

Volllaststunden [h/Jahr] und Erzeugung [TWh] nach Technologie



Capture-Preise^[1] je Technologie 2040 [Prozentwert zum jährlichen Durchschnittspreis]

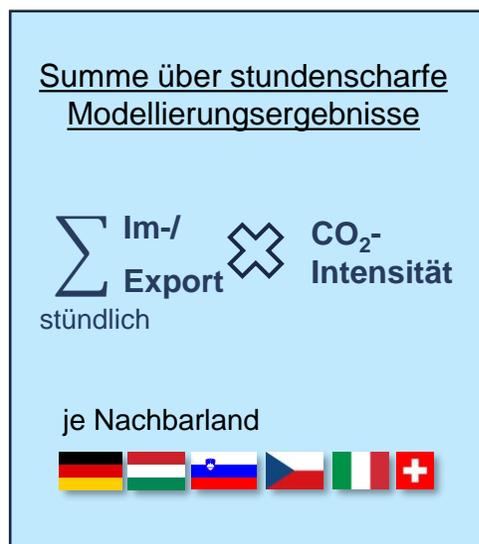


- **Wind und insbesondere PV** kommen aufgrund ihrer intermittierenden Natur auf relativ **geringe Volllaststunden** und zugleich, bedingt durch Korrelation in Erzeugungsmustern (Kannibalisierung), auf geringe Capture-Preise.
- Thermische Kapazitäten erreichen durch ihre hohe Flexibilität (Fokus auf knappe Stunden mit eher hohen Preisen) und dem Fokus der Erzeugung auf die Wintermonate und Stunden mit knapper Versorgungslage hohe Preise.
- Hohe Preise erzielen auch Pumpspeicher und Batterien, die durch die Ausnutzung von Phasen von Über- und Unterangebot wesentlich zum Funktionieren des Systems beitragen und dabei Arbitrageerlöse erzielen.
- Bei einem geringeren Ausbau der Flexibilitätsoptionen bzw. einer stärkeren Konzentration des EE-Ausbaus auf einzelne Technologien, würden sowohl die Preisspitzen als auch die Kannibalisierungseffekte noch deutlich ausgeprägter ausfallen.

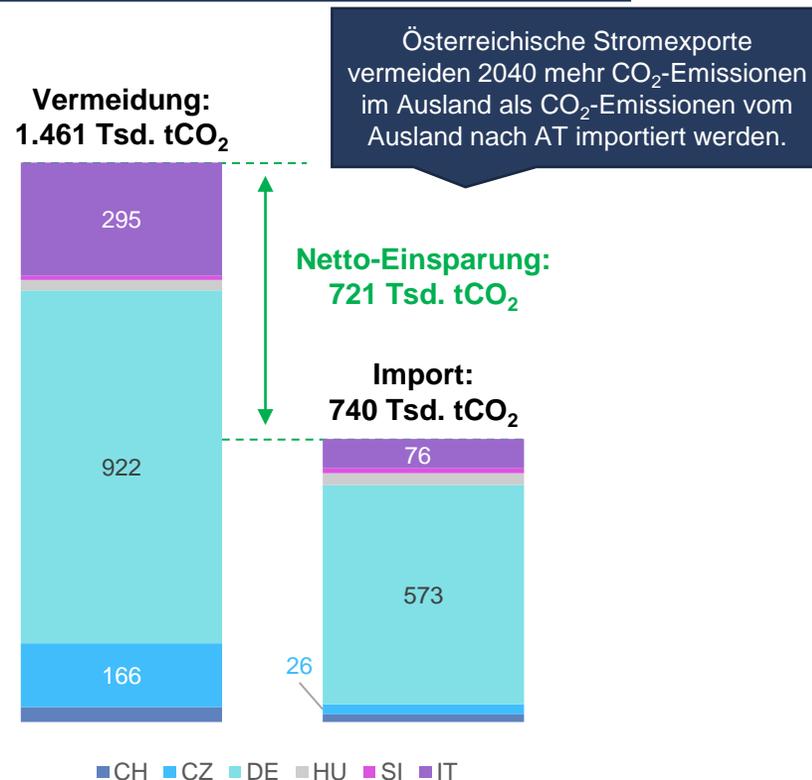
Wahrung der Klimaneutralität des AT-Stromsektors bei Import und Export

Die Klimaneutralität des AT-Stromsektors wird durch eine ausgeglichene Stromhandelsbilanz, gänzlich heimische H₂-Produktion für die Stromerzeugung und eine netto-negative CO₂-Importbilanz realisiert.

Berechnungsmethodik



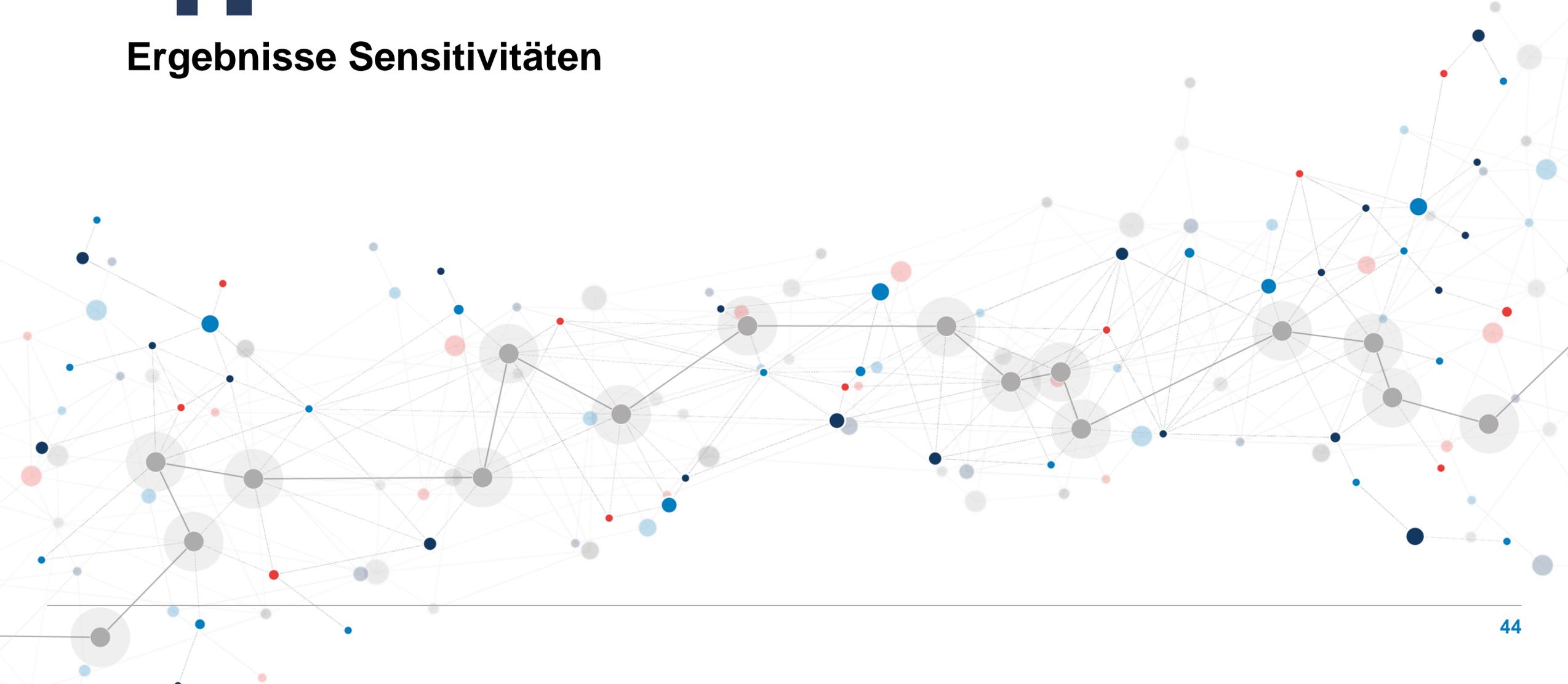
Netto CO₂-Import 2040 [Tsd. tCO₂]



- Die **gesamte österreichische Stromerzeugung** erfolgt im Rahmen der Modellierung **aus CO₂-neutralen Quellen und ohne Brennstoffimport**.
- Um auch den Import von versteckten Emissionen durch Stromimporte zu vermeiden, muss auch die **Stromhandelsbilanz bilanziell emissionsneutral** sein.
- Dies wird anhand einer approximativen Methodik überprüft^[1], welche auf stündlicher Ebene folgende Werte verrechnet:
 - die **Emissionseinsparung in Nachbarländern** durch emissionsfreie Importe aus AT
 - die in **Stromimporten eingebetteten Emissionen** von fossiler Stromerzeugung im Ausland nach Österreich.
- Nach Aggregation auf jährlicher Ebene ergibt sich eine **Netto-Emissionseinsparung von ca. 700 Tsd. tCO₂** in der österreichischen Stromhandelsbilanz und somit im Basisszenario sogar eine über die Klimaneutralität hinausgehende **Netto-Emissionsvermeidung im Ausland**.
- Setzt man gemäß Stromkennzeichnung der E-Control für die im Ausland eingesparten Emissionen die Umweltauswirkung von 882 gCO₂/kWh an, entspricht dies der Erzeugung bzw. Verdrängung von **0,8 TWh Strom aus Kohlekraftwerken**.

4.

Ergebnisse Sensitivitäten

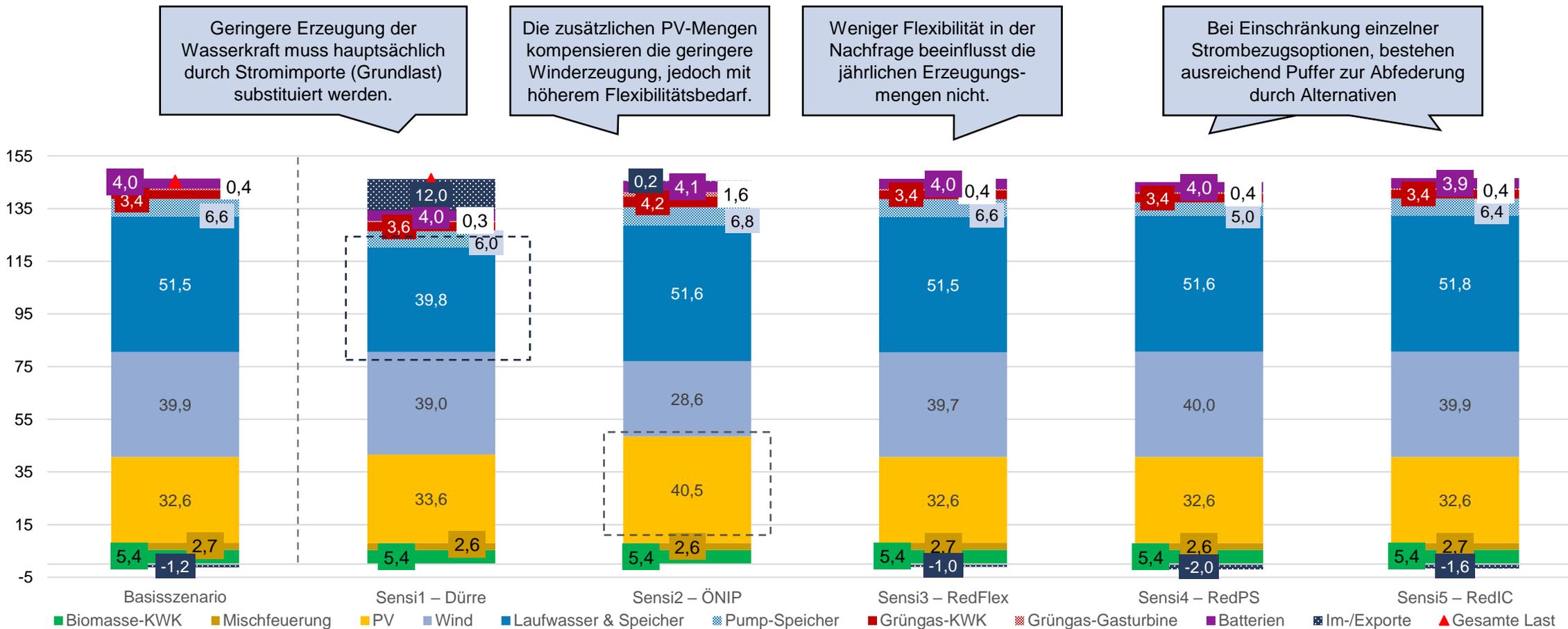


Definition der Sensitivitäten im Vergleich zum Basisszenario

No	Sensitivitäten	Parameter der Sensitivitäten				
		Kapazitätsentwicklung	Dispatchingvorgaben	Klimajahr	Nachfrageflexibilität	Grenzkopplungs-kapazitäten
B	Nachmodellieren der OE-SSt („Basisszenario“)	Kapazitäten gem. OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) (angepasst im Rahmen des Projekts)	Produktion je Technologie gem. OE-SSt	2009	Mobilität und Raumwärme zu 45% flexibel und zu 55% fix	Ausbau gem. ENTSO-E
1	Kritisches Klimajahr („Sensi1 – Dürre“)			<u>2012 und lokale Dürre</u> (in AT, DE und Nord-Italien)		Ausbau gem. ENTSO-E
2	ÖNIP („Sensi2 – ÖNIP“)	<u>Kapazitäten gem. ÖNIP^[1]: somit PV auf 41 GW erhöht und für Windkraft auf 11,6 GW reduziert</u>	Dekarbonisierungsziel: Null-Emission in 2040 (sofern sichere Bedarfsdeckung möglich);	2009	Mobilität und Raumwärme zu 45% flexibel und zu 55% fix	Ausbau gem. ENTSO-E
3	Reduzierte Flexibilität im Verbrauch („Sensi3 – RedFlex“)	Kapazitäten gem. OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) (angepasst im Rahmen des Projekts)	keine Netto-Importe (sofern sichere Bedarfsdeckung möglich);	2009	<u>Reduzierte Flexibilität:</u> Mobilität und Raumwärme zu 25% flexibel und zu 75% fix	Ausbau gem. ENTSO-E
4	Weniger Pumpspeicher-Kapazität („Sensi4 – RedPS“)	<u>Reduzierter PSP Ausbau: kein Ausbau nach 2030, somit minus 1GW</u>	KWK-Dispatchvorgaben	2009	Mobilität und Raumwärme zu 45% flexibel und zu 55% fix	Ausbau gem. ENTSO-E
5	Verringerter Ausbau der Interkonnektorenkapazität („Sensi5 – RedIC“)	Kapazitäten gem. OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) (angepasst im Rahmen des Projekts)		2009	Mobilität und Raumwärme zu 45% flexibel und zu 55% fix	<u>Reduzierter IC Ausbau:</u> kein weiterer Ausbau nach 2029

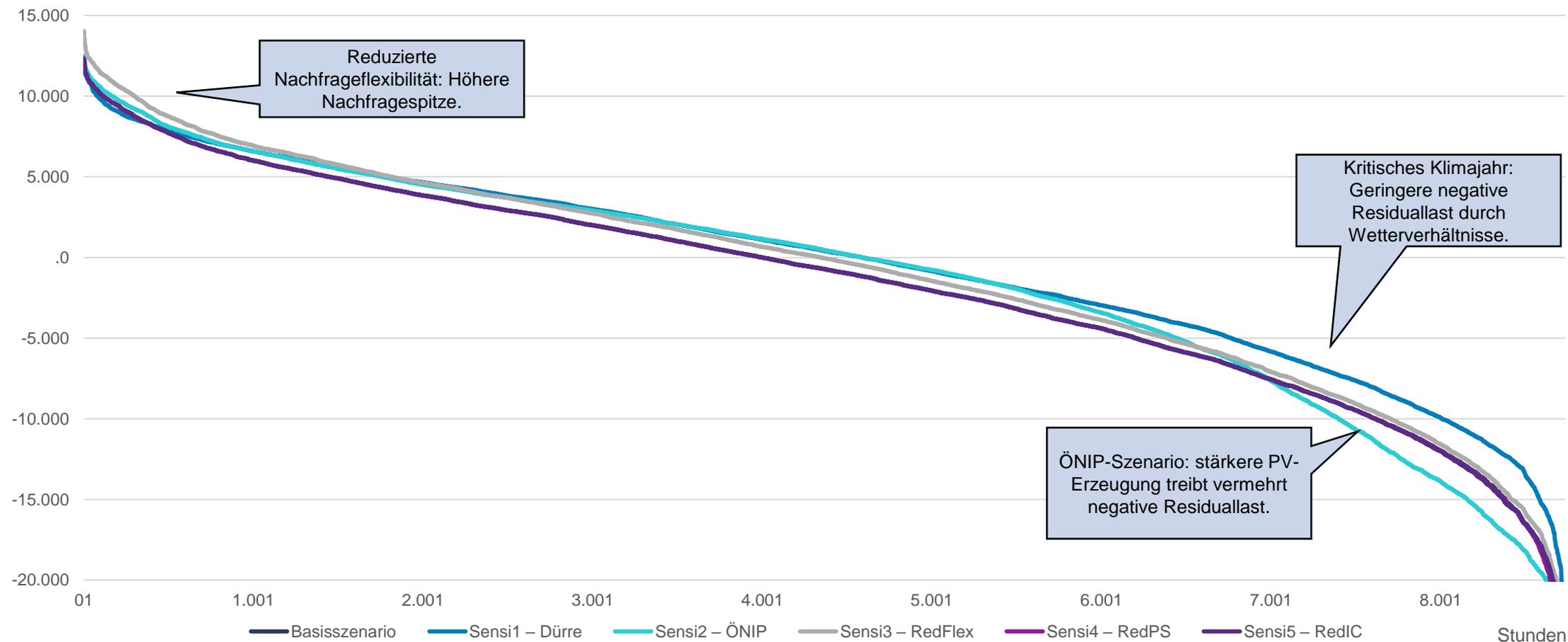
Erzeugung des Basisszenarios und der Sensitivitäten

Jährliche Erzeugung [TWh]



Residualnachfrage des Basisszenarios und der Sensitivitäten

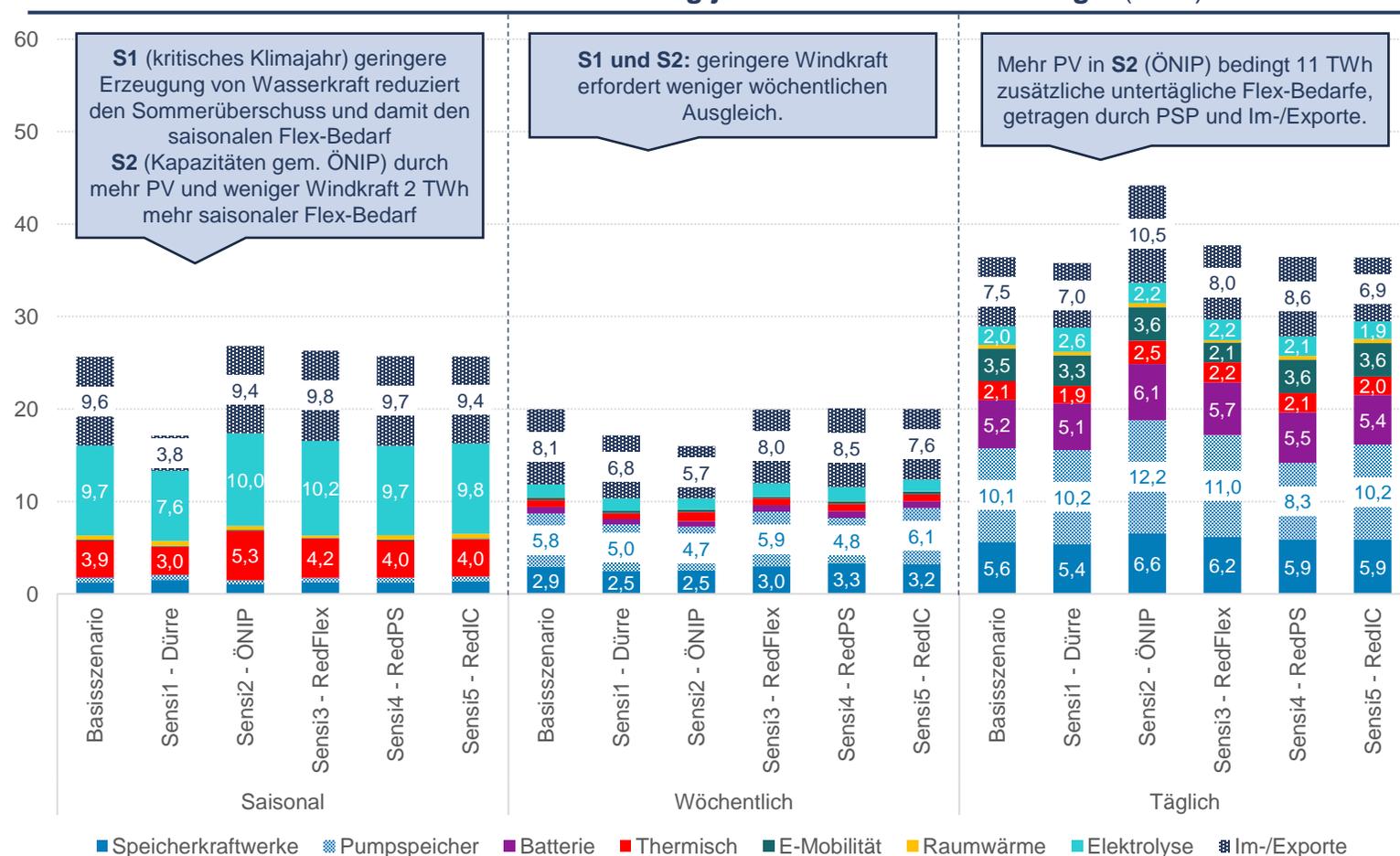
Dauerkurve – Residualnachfrage (exkl. flexible Nachfrage und Elektrolyse) [MW]



Flexibilitätsbilanz des Basisszenarios und der Sensitivitäten

Die stärksten Effekte auf den Flexibilitätsbedarf weist die Sensitivität „ÖNIP“ aus.

Flexibilitätsbedarfe und –deckung je Zeitdauer und Technologie (TWh) [2]



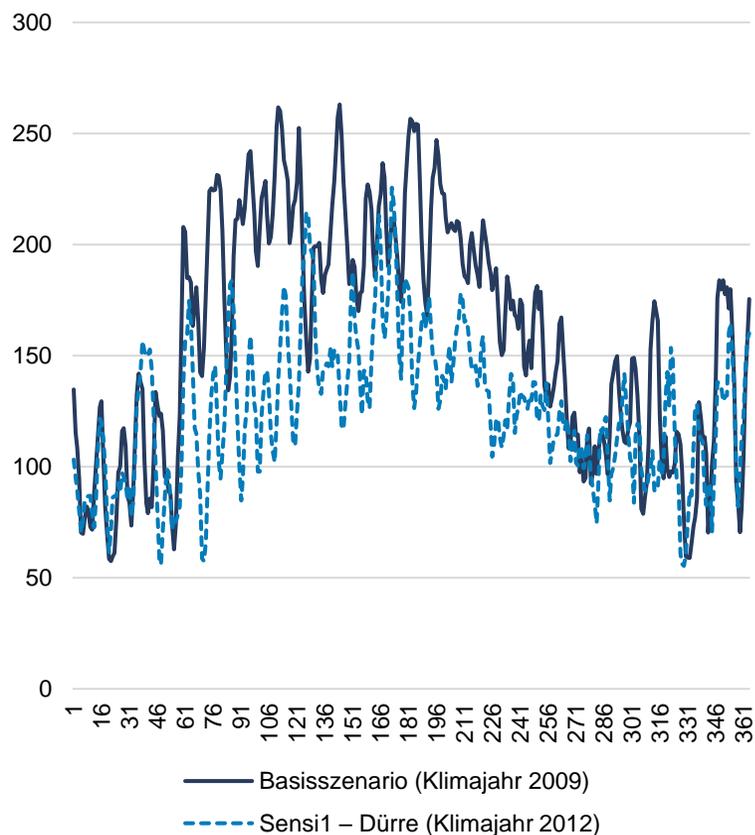
- Die betrachteten Sensitivitäten führen zu **Abweichungen** vom Basisszenario, bezüglich der absoluten **Höhe der Flex-Bedarfe**, und deren **Deckung je Technologie**.
- Starke Abweichungen sind insb. in zwei Sensitivitäten** zu beobachten:
 - S1 (kritisches Klimajahr):** Das System ist aufgrund geringerer EE-Erzeugung angespannt. Die klimatischen Bedingungen erfordern zusätzliche angebotsseitige Grundlast, welche durch thermische Kraftwerke bereitgestellt wird, nicht durch Flexibilität. Die Klimaneutralitätsbedingung kann nicht eingehalten werden. [1]
 - S2 (ÖNIP):** Mehr PV und geringere Windkapazitäten erfordern zusätzliche Lastverschiebung insb. zwischen Tag und Nacht, aber auch saisonal von Sommer zu Winter.
- Ein **breiter Mix an Flex-Optionen sichert die Resilienz des österreichischen Systems**, sodass die veränderten Gegebenheiten in allen untersuchten Eventualitäten bewältigt werden



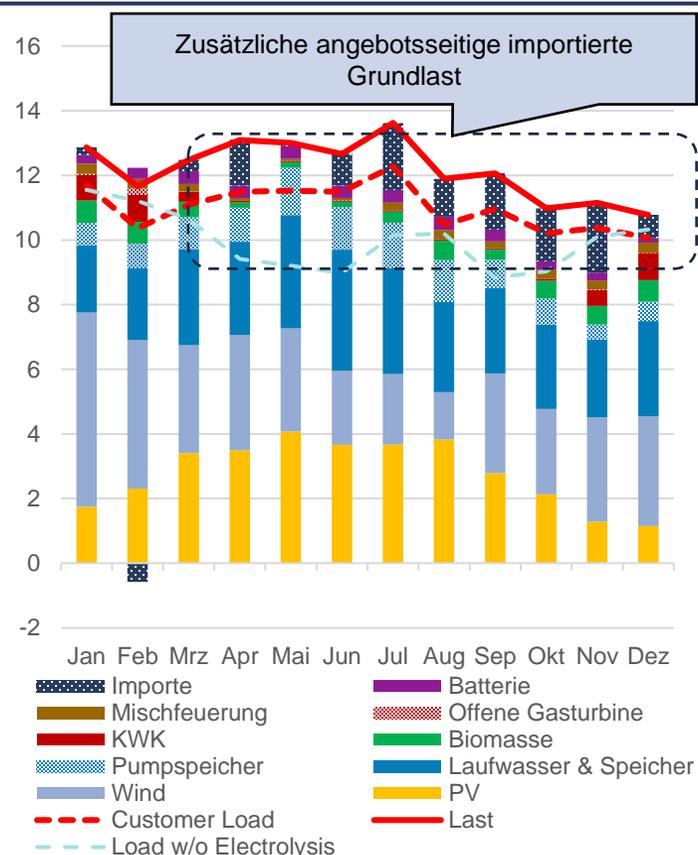
Sensitivität 1: Resilienz des Systems im kritischen Klimajahr

Auch in einem kritischen Klimajahr (reduzierte Erzeugung durch Wasserkraft) ist das österreichische Stromsystem robust. Klimaneutralität und Verzicht auf Nettoimporte gelangen in so einem Jahr nicht.

5-Tages Durchschnitt Erzeugung Wasserkraft^[1] [GWh]



Sensitivität 1 - Monatliche Erzeugung [TWh]



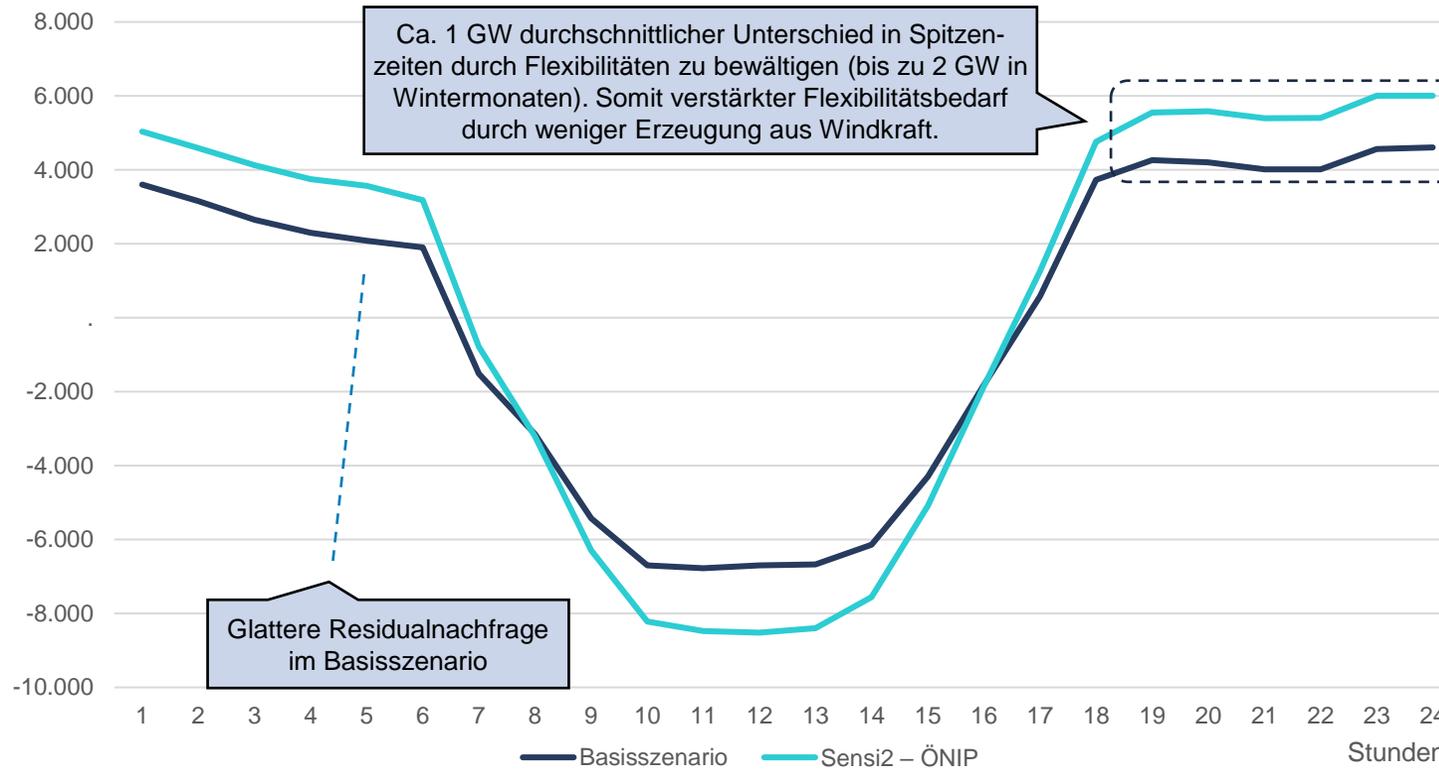
- Die **Sensitivität 1** stellt ein kritisches Klimajahr dar. Dafür wurde ein Ausfall von ca. 12 TWh der Erzeugung in Österreich durch ein kritisches Wetterszenario, geprägt von einer lokalen Dürre in Österreich, Deutschland und Norditalien, modelliert.
- Hierfür wurden die natürlichen Zuflüsse aller Wasserkraftwerke (Laufwasser- und Speicherwasserkraft sowie Pumpspeicherkraftwerke) um den Faktor 0,7 angepasst.
- Österreich verfügt im Jahr 2040 über signifikante Grenzkopplungskapazitäten, die einen grenzübergreifenden effizienten Dispatch ermöglichen.
- Somit wird in diesem Szenario die fehlende Erzeugung durch Importe des relativ günstigeren (ggf. CO₂-belasteten) Stroms aus den Nachbarländern gedeckt.
- Da der Stromsektor des benachbarten Auslands in 2040 noch nicht dekarbonisiert ist, wird in erster Linie der relativ günstige und verfügbare Strom aus flexiblen (fossilen) Kraftwerken im Ausland eingesetzt und nicht die Grüngas-Kraftwerke in Österreich hochgefahren.
- Damit werden in dieser Sensitivität die Bedingungen zur nicht-negativen Stromhandelsbilanz und zur Klimaneutralität (aufgrund der Emissionsimporte) verletzt.
- Diese Bedingungen wurden jedoch für das Basisszenario spezifiziert und könnten bei sehr guten klimatischen Bedingungen auch deutlich übererfüllt werden.



Sensitivität 2: Komplementarität von PV und Windkraft

Windkraft und PV-Erzeugung sind komplementär, sowohl auf täglicher Ebene (Tag/Nacht) als auch saisonal (Winter/Sommer). Flexibilitätsbedarfe steigen, wenn vermehrt auf PV-Erzeugung gesetzt wird.

Jahresdurchschnitt der stündlichen Residualnachfrage [MW]



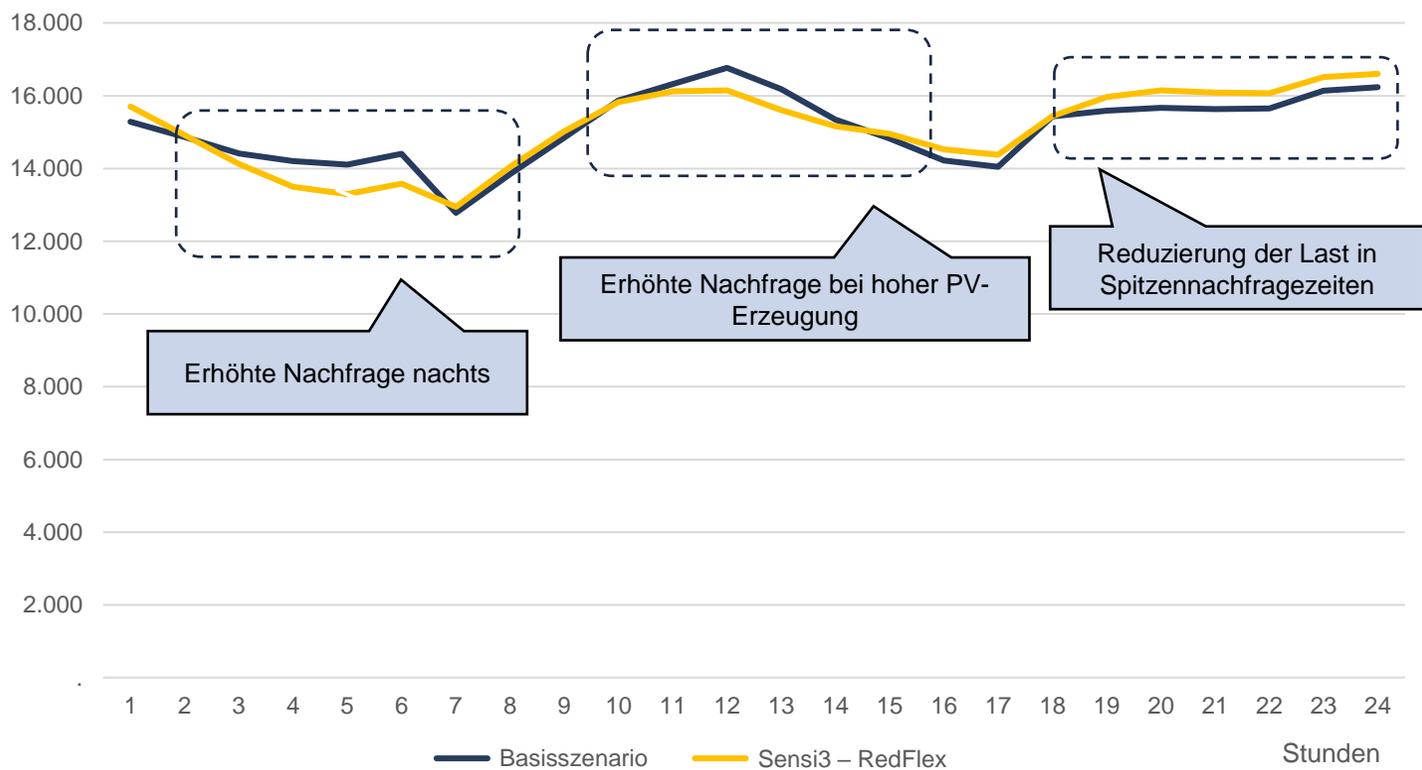
- **PV- und Windkraftanlagen** haben unterschiedliche Erzeugungsprofile über die Zeit. Diese Profile ergänzen sich in der Regel auf **täglicher und saisonaler Basis**.
- Die Wintererzeugung ist **durchschnittlich stärker nachts und im Winter**, während die Sonneneinstrahlung tagsüber und im Sommer ihren Höhepunkt erreicht.
- Die **Residualnachfrage wird im Basisszenario** dank der saisonalen Komplementarität von Wind- und PV stärker geglättet.
 - **Täglich/wöchentlich:** Die anteilig höhere Erzeugung aus Windkraft in den stärksten Nachfragestunden senkt die Residualnachfrage, während mehr PV-Erzeugung meist eine negative Residualnachfrage erhöht.
 - **Saisonal:** Die höhere Erzeugung aus Windkraft im Basisszenario reduziert die saisonalen Ungleichgewichte, während mehr PV-Erzeugung diese verstärkt.
- Somit muss in der **Sensitivität „ÖNIP“** aufgrund der erhöhten PV-Erzeugung und der reduzierten Erzeugung aus Windkraft ein **höherer Flexibilitätsbedarf** (vor allem tägliche, aber auch saisonale Flexibilität) gedeckt werden.



Sensitivität 3: Geringere Flexibilität für die Lastverschiebung

Die Flexibilität der E-Mobilität und der Wärmepumpen ermöglicht eine Lastverschiebung hin zu Stunden mit hoher erneuerbarer Erzeugung, d.h. mit geringerer Residuallast, was systemdienlich ist.

Jahresdurchschnitt (stündlich) - Verbraucherlast [MW]



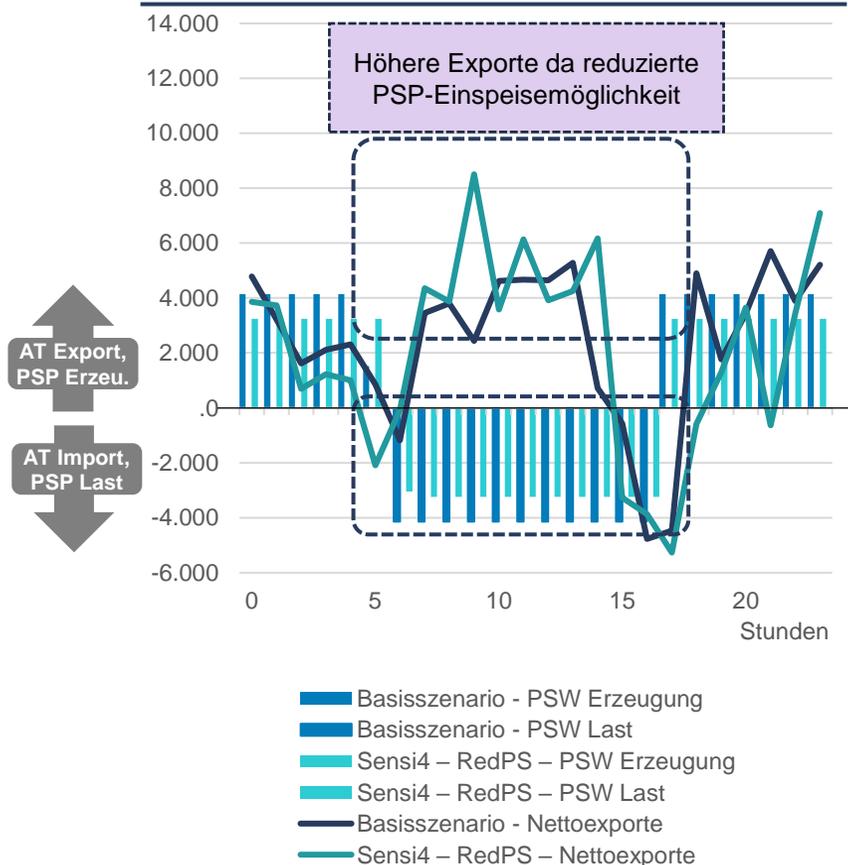
- Die zunehmende Verbreitung von E-Fahrzeugen und Wärmepumpen bietet Chancen für den Strommarkt.
- Die Optimierung des Verbrauchsverhaltens ermöglicht es, den Verbrauch an die Schwankungen der Stromerzeugung anzupassen und damit von tendenziell niedrigeren Strompreisen zu profitieren.
- Durch die flexible Nachfrage wird die Spitzennachfrage zu Stunden mit geringerer Residuallast verlagert.
- Im Basisszenario wird angenommen, dass 90% der E-Mobilität und der Wärmepumpen „smart“ sind und dass bei diesen wiederum 50% der Nachfrage tatsächlich optimiert werden kann. Somit können insgesamt 45% der Nachfrage aus diesem Segment flexibel optimiert werden.
- In Sensitivität 3 wird hingegen angenommen, dass nur 25% der Nachfrage von E-Mobilität und Wärmepumpen flexibel ist.
- Die Nachfrage fällt durch die geringere Flexibilität stärker in die Abendstunden und weniger in die nachfrageschwachen Nachtstunden (Vorteil insb. im Winter) und angebotsstarken Mittagsstunden (Vorteil im Sommer).



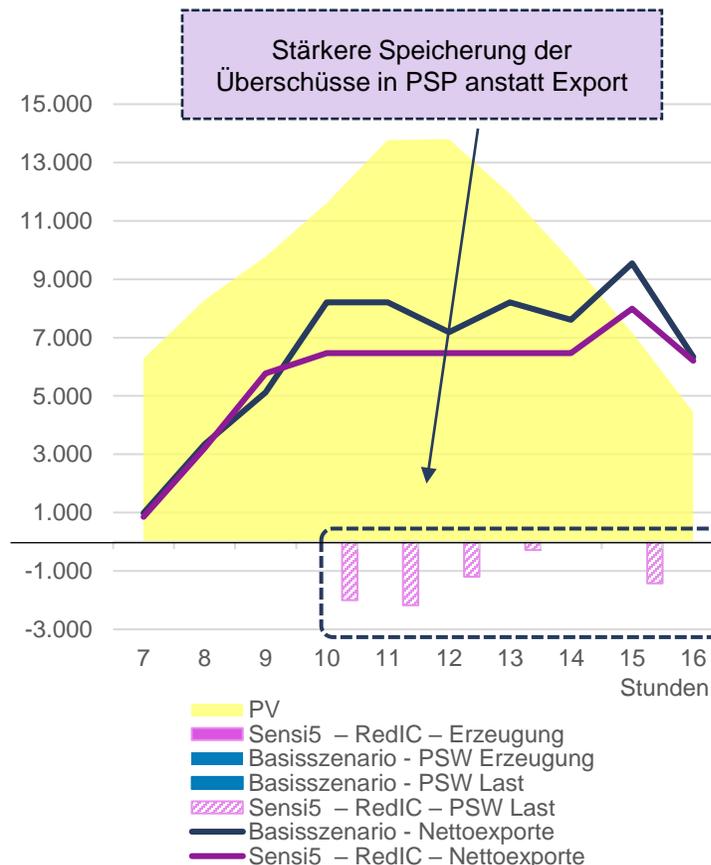
Sensitivität 4/5: Pumpspeicherkraftwerke und Interkonnektoren

Ein erheblicher Teil der Effekte durch den verzögerten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken oder Interkonnektoren kann durch die jeweils andere Technologie aufgefangen werden.

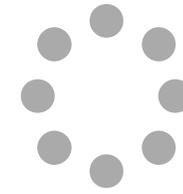
Sensi. 4: Stündlicher Dispatch – April 2040 [MW]



Sensi. 5: Stündlicher Dispatch – Juni 2040 [MW]



- In der **Sensitivität 4** wird die Potenzialannahme für die Pumpspeicherkapazität für 2030 aus der OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) fortgeschrieben. D.h. es wird angenommen, dass nach 2030 kein weiterer Ausbau vorgenommen wird.
- Für die **Sensitivität 5** wird nach 2030 kein weiterer Kapazitätsausbau von und nach Österreich angenommen.
- Bei reduzierter Interkonnektorenkapazität spielen Pumpspeicherkraftwerke eine signifikante Rolle in der Verlagerung der inländischen volatilen Erneuerbaren Erzeugung. Die Sensitivität 5 weist höhere Energiemengen, die durch PWP ein- und ausgespeist wurden auf.
- Somit wird ein Großteil der Effekte durch den verzögerten Ausbau von PSP/IC kann durch die jeweils andere Technologie aufgefangen werden.
- Netzrestriktionen im Übertragungs- und Verteilnetz sowie Netzengpässe innerhalb der Nachbarländer wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Daher können keine Auswirkungen auf den Redispatch-Bedarf und das Engpassmanagement abgeschätzt werden.



COMPASS
LEXECON

EXPERTS WITH IMPACT™

COMPASS LEXECON

EMEA Energy Practice

Paris

22 pl. de la Madeleine
75008 Paris

Berlin

Kurfürstendamm 217
10719 Berlin

Düsseldorf

Kö-Bogen
Königsallee 2b
40212 Düsseldorf

London

5 Aldermanbury Square
London, EC2V 7HR

Madrid

Pas. de la Castellana 7
28046 Madrid

Helsinki

Unioninkatu 30
Helsinki, 00100

Brüssel

23 Square de Meeus
1000 Brussels

Dr. Anton Burger

Vice President

aburger@compasslexecon.com

+49 (0) 170 93 14 709