

Analyse des Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherbedarfs in Österreich für 2040

**Robert Gaugl¹, Jean-Yves Beaudeau², Katharina Gruber², Stephan Österbauer²,
Christian Todem², Stefanie Schreiner², Valentin Wiedner², Sonja Wogrin¹**

¹Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation,
Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz, +43 316 873 7904, robert.gaugl@tugraz.at,
<https://iee.tugraz.at>

²Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, +43 664 8286149,
valentin.wiedner@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung:

Österreich und die Europäische Union verfolgen ambitionierte Dekarbonisierungsziele. Eine wesentliche Säule auf dem Weg der Transformation des Energiesystems hin zu einem klimaneutralen System ist die Elektrifizierung. Gleichzeitig wird das Portfolio zur Stromerzeugung durch erneuerbare Erzeuger wie Windkraft und Photovoltaik deutlich volatiler und das System benötigt Flexibilitäten, um in jedem Zeitschritt versorgungssicher Angebot und Nachfrage auszubalancieren. Die Studie ÖSpeicher2040 zielt darauf ab, den notwendigen Bedarf für Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher im österreichischen Elektrizitätssystem im Jahr 2040 zu analysieren. Weiters werden die Wechselwirkungen zwischen Speicherung, Abregelung von volatilen Erzeugern und Import / Export in Extremszenarien untersucht, um ihre Auswirkungen auf den notwendigen Bedarf nach Speicherung abzuschätzen. Das Ergebnis ist eine Bandbreite an Bedarfen für Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher.

Die Forschungsfragen der Studie umfassen die notwendige Energiemenge und installierte Leistung für Speichertechnologien. Die angewandte Methodik basiert auf dem techno-ökonomischen Optimierungsmodell LEGO [1], welches ein Werkzeug zur Analyse des europäischen Elektrizitätssystems darstellt.

Die Ergebnisse zeigen je nach Extremszenario und zugelassenen Wechselwirkungen zwischen Speicherung, Abregelung und Transport teilweise eine große Bandbreite an notwendigen Flexibilitäten auf. Die Spannbreite des Gesamtspeicherbedarfs (bestehende und neue Speicher) im Basisszenario mit und ohne Abregelungen liegt zwischen 3,5 TWh und 20,6 TWh. Dafür müssen zusätzlich 2,4 – 7,4 GW Langzeit-, 4,3 – 7,6 GW Mittelzeit- und 3,2 – 22,9 GW Kurzzeitspeicher installiert werden. Weiters gibt es in den unterschiedlichen Extremszenarien Ergebnisse, die teilweise auch deutlich außerhalb der Spannbreiten in den Basisszenarien liegen.

Die Untersuchungen zeigen, dass es Wechselwirkungen zwischen der Höhe des Ausbaus von Speicherkapazitäten und der Höhe von abgeregelter Energie gibt. In Extremszenarien mit hohen Abregelungen kommt es zu unverhältnismäßig hohen Kosten für den Ausbau von Speicherkapazitäten. Gleichzeitig kommt es in diesem Extremszenario zu weniger Importabhängigkeit.

Im Extremszenario einer hypothetisch leistungsmäßigen weitgehenden Stromunabhängigkeit Österreichs wird ein weitaus umfassenderer Speicherausbau notwendig als oben angeführt.

Die Analysen zeigen, dass dies wirtschaftlich / versorgungssicherheitstechnisch nicht sinnvoll ist, da die bereits sehr etablierte Integration Österreichs in das Europäische Verbundnetz von entscheidender Bedeutung für die Verwirklichung eines nachhaltigen, erneuerbaren Stromsystems in Österreich ist. Andere Faktoren wie die angenommenen Kosten für Langzeitspeicher, die Übertragungskapazitäten ins Ausland sowie alternative Annahmen für das Wetterjahr bzw. ein anderes Entwicklungsszenario bezüglich installierter Kraftwerksleistungen und Strombedarf in Österreich können zudem den notwendigen Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherbedarf erheblich beeinflussen.

Aus Sicht der Studienautoren ist klar, dass ein Ausbau der Speicherkapazitäten in Österreich notwendig ist, um die Klimaziele 2040 zu erreichen. Um optimal für alle Eventualitäten gerüstet zu sein, sind Investitionen in Speichertechnologien erforderlich, die flexibel auf eine Vielzahl von Unsicherheiten (tatsächlicher Ausbau der Erneuerbaren bis 2040; Auswahl der Wetterjahre; Übertragungskapazitäten ins Ausland; etc.) reagieren können.

In dieser Studie wurden die zukünftigen Kraftwerkskapazitäten vorgegeben und die Sektorkopplung durch Integration von Verbrauchsprofil-Daten berücksichtigt. Für künftige Planungen eines nachhaltigen Energiesystems muss der Ausbau der erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten im Modell gemeinsam mit den notwendigen Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherkapazitäten optimiert werden. Angesichts der essenziellen Rolle der Sektorkopplung in zukünftigen Energiesystemen, einschließlich der Flexibilitätsbereitstellung sowie der Deckung spezifischer Bedarfe wie Wasserstoff und Wärme, ist es dringend ratsam eine vertiefte Betrachtung dieser Aspekte mittels eines sektorengkoppelten Energiesystemmodells in zukünftigen Studien durchzuführen.

Keywords: Stromspeicherung, Erneuerbare Energien, Klimaneutralität, Speicherausbau

1 Einleitung

Das österreichische Elektrizitätssystem steht vor einer zunehmenden Anzahl von Herausforderungen, die nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch die Nachhaltigkeitsziele Österreichs betreffen. Österreich hat sich zum Ziel gesetzt 2040 klimaneutral zu sein und bis 2030 100% erneuerbare Energie (national bilanziell) im Stromsektor zu erreichen. Diese ehrgeizigen Ziele werden durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) unterstützt, das den Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich fördert [3].

Eine zentrale Frage, die sich in diesem Zusammenhang stellt, ist die effiziente Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz und die Sicherstellung eines stabilen Elektrizitätssystems. Hierbei spielt die Speicherung und Rückeinspeisung von elektrischer Energie eine entscheidende Rolle. Diese Speichertechnologien müssen nicht nur kurzfristige Schwankungen im Stromangebot und -bedarf ausgleichen, sondern auch für mittel- und langfristige Speicherung sorgen, um Perioden mit weniger Erzeugung aus variablen Erneuerbaren bzw. saisonale Schwankungen auszugleichen und die Anforderungen eines nachhaltigen und stabilen Elektrizitätssystems zu erfüllen.

Österreich nimmt eine zentrale Position im hochvernetzten Verbundnetz der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ein und fungiert somit als bedeutendes Transitland für elektrische Energie in Europa. Angesichts dieser strategischen

Rolle erscheint es in Basisszenarien nicht sinnvoll, Österreich isoliert als eine eigenständige "Strominsel" zu betrachten. Um die komplexen Wechselwirkungen zwischen Import und Export von elektrischer Energie, insbesondere im Kontext der steigenden Integration erneuerbarer Energien, angemessen zu verstehen und zu bewerten, ist es von entscheidender Bedeutung, die europäische Umgebung und die Interaktionen mit den benachbarten Ländern in die Betrachtungen einzubeziehen.

Die Studie ÖSpeicher2040 widmet sich den Herausforderungen, vor denen das Elektrizitätssystem in Österreich steht, und beleuchtet den Bedarf von Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern im Jahr 2040. Die Integration des europäischen Umlands in unsere Analyse erfolgt anhand eines Modells, das die für das Jahr 2040 erwarteten Net Transfer Capacities (NTCs) zwischen den einzelnen Ländern angemessen berücksichtigt. Die NTC-Werte sowie andere essenzielle Daten für die Simulation für das Zieljahr 2040, wie beispielsweise Bedarfszeitreihen, installierte Kraftwerksleistungen und Erzeugungszeitreihen für variable erneuerbare Erzeuger, werden aus dem Distributed Energy Szenario des Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP2022; [4]) entnommen. Bei Deutschland, das eine entscheidende Rolle für Stromimporte und Exporte von und nach Österreich spielt, greifen wir auf die Daten aus dem deutschen Netzentwicklungsplan zu [5]. Zur Identifizierung geeigneter Standorte für erforderliche Speichereinrichtungen wird Österreich in 10 Zonen (9 Bundesländer + Osttirol) aufgeteilt, wobei gleichzeitig die Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen angemessen berücksichtigt werden.

Die nachfolgende Langfassung gliedert sich wie folgt: Eine Beschreibung des für die Durchführung dieser Studie verwendeten Modells, sowie die Erläuterung der Datengrundlage und durchgeführten Analysen findet sich im Kapitel Methodik. Der ermittelte Bedarf an Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern wird im Kapitel Resultate dargelegt. Eine Zusammenfassung der Studie bildet den Abschluss.

2 Methodik

Dieser Abschnitt behandelt das angewandte Modell, die zugrundeliegenden Daten und Annahmen.

2.1 Techno-ökonomisches Elektrizitätssystemmodell

Die Untersuchungen zur Ermittlung der Speicherkapazitäten im österreichischen Elektrizitätssystem werden mithilfe eines elektrizitätswirtschaftlichen Optimierungsmodells durchgeführt, das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) entwickelt und betrieben wird. Dieses Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Modell ist ein gemischt ganzzahliges, quadratisch beschränktes Optimierungsproblem, mit dem verschiedenste Aspekte des Energiesektors untersucht werden können. Angefangen vom kurzfristigen Kraftwerkseinsatz bis hin zur langfristigen Planung des Erzeugungs- und Übertragungsnetzausbaus basiert LEGO auf der Zielfunktion der Kostenminimierung des Stromsystems. Für eine detaillierte Beschreibung des LEGO-Modells sei hier auf die beiden Publikationen [1], [6] verwiesen.

Für die Durchführung dieser Analyse wird das in LEGO implementierte Net Transfer Capacities Modell (NTC-Modell) mit einer zeitlichen Auflösung von 8760 Stunden verwendet. NTCs sind

ein Maß für die Übertragungskapazität zwischen zwei benachbarten Zonen. Sie berücksichtigen Faktoren wie Leitungskapazität, Systemstabilität, Netzengpässe und andere technische Beschränkungen. Im verwendeten NTC-Modell wird jede Zone (entspricht meist einem Land) durch einen Knoten dargestellt, auf dem sämtliche in dieser Zone vorkommenden Erzeuger und Bedarfe angeschlossen sind.

Eine vereinfachte mathematische Beschreibung des NTC-Modells wird im folgenden Abschnitt gegeben. Die Zielfunktion (1) minimiert die Kosten für den Betrieb der Kraftwerke (zusammengefasst in c_g^{op}) und Kraftwerksinvestitionen. Nebenbedingung (2) bewirkt das Gleichgewicht aus Erzeugung, Einspeicherung, Exporten, Importen und Bedarf innerhalb einer Zone. Nebenbedingungen (3) und (4) stellen sicher, dass die Importe und Exporte den definierten NTC-Wert nicht überschreiten können. Gleichzeitig wird durch die binäre Variable $bn_{z,y,h}$ sichergestellt, dass es nicht gleichzeitig zu einem Import und Export zwischen zwei Zonen kommen kann. Nebenbedingung (5) bewirkt, dass ein Export aus einer Zone A in eine andere Zone B gleich dem Import der Zone B aus Zone A ist. Die Limits der Erzeugung eines Kraftwerkes werden in Nebenbedingung (6) festgelegt.

$$\min \sum_{g,h} c_g^{op} \cdot p_{g,h} + \sum_g x_g \cdot (c_g^{Inv,MW} + c_g^{Inv,MWh} \cdot E2P_g) \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_g p_{gz(g,z),h} - \sum_g cs_{gz(g,z),h} - \sum_{z \neq y} exp_{z,y,h} + \sum_{z \neq y} imp_{h,z,y} = dem_{z,h} \quad \forall h \quad (2)$$

$$exp_{z,y,h} \leq NTC_{z,y} \cdot bn_{z,y,h} \quad \forall h \quad (3)$$

$$imp_{z,y,h} \leq NTC_{y,z} \cdot (1 - bn_{z,y,h}) \quad \forall h \quad (4)$$

$$exp_{z,y,h} = imp_{y,z,h} \quad \forall h \quad (5)$$

$$\underline{P}_g \leq p_{g,h} \leq \overline{P}_{g,h} \quad \forall h \quad (6)$$

Nomenklatur:

g Generatoren

h Hour

z, y Zonen

c_g^{op} Operation Cost von Generator g (Kosten während Kraftwerk in Betrieb ist) in €/MWh

$p_{g,h}$ Erzeugung von Generator g zur Stunde h in MWh

$c_g^{inv,MW}$... Investitionskosten von Generator g in €/MW

$c_g^{inv,MWh}$.. Investitionskosten von Generator g in €/MWh

x_g Investierte Leistung von Generator g in MW

$E2P_g$ Energy-to-Power Ratio von Generator g in h

$p_{gz(g,z),h}$.. Erzeugung von Generator g in zugehörig zu Zone z in MW

$cs_{gz(g,z),h}$ Bedarf von Generator g in zugehörig zu Zone z in MW (Speicherung)

$exp_{z,y,h}$... Export von Zone z in Zone y zur Stunde h in MW

$imp_{z,y,h}$... Import von Zone z in Zone y zur Stunde h in MW

$dem_{z,h}$ Bedarf in Zone z zur Stunde h in MW

$NTC_{z,y}$ NTC zwischen Zone z und Zone y in MW

$bn_{z,y,h}$ Binäre Variable um gleichzeitigen Import und Export zwischen zwei Zonen zu verhindern

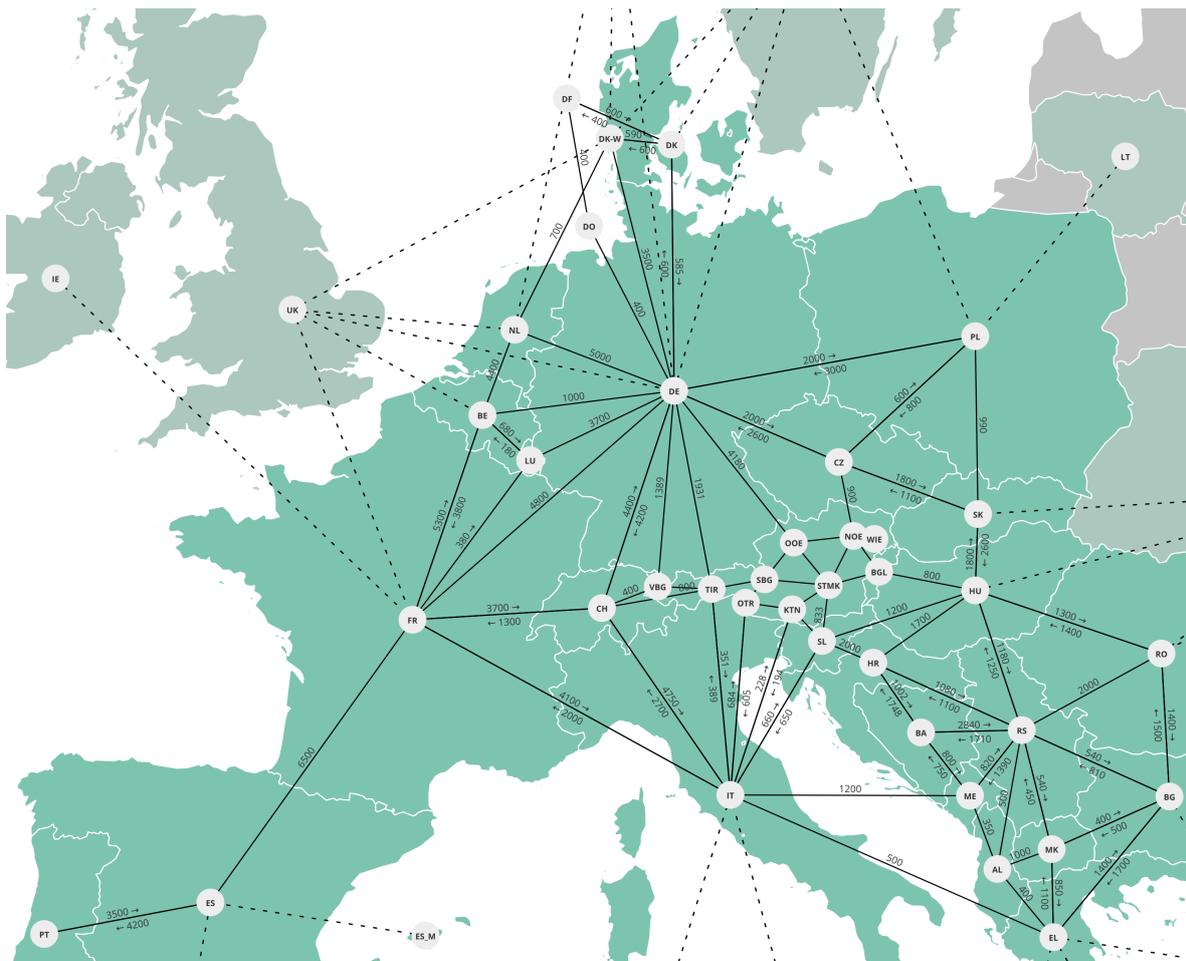
P_g Minimale Leistung des Generators g in MW

$\overline{P}_{g,h}$ Maximale Leistung des Generators g zur Stunde h in MW

2.2 Datengrundlage: Beschreibung und Annahmen

Die festgelegten NTCs zwischen den Ländern definieren die Grenzwerte für den Austausch elektrischer Energie zwischen den einzelnen Zonen. Die verwendeten NTC-Werte wurden von der APG bereitgestellt und basieren auf den Daten des Reference Grids des TYNDP2022. Um innerhalb Österreichs bessere Aussagen zur Verteilung der Speichernotwendigkeit treffen zu können, wird Österreich in 10 Zonen (je eine pro Bundesland und Osttirol) aufgeteilt. Die Übertragungskapazitäten zwischen den österreichischen Bundesländern und ins Ausland im Jahr 2040 basieren auf Datenlieferungen der APG.

Die räumliche Auflösung dieser Studie inklusive der NTCs zwischen den Zonen ist in Abbildung 1 dargestellt. Importe und Exporte außerhalb des Darstellungsraumes werden durch definierte stündliche Import- und Exportzeitreihen, welche von der APG für 2040 zur Verfügung gestellt wurden, vorgegeben (strichlierte Verbindungen).



Die installierten Kraftwerksleistungen sowie der stündliche Strombedarf (ohne Pumpverbrauch) je Zone, mit Ausnahme von Österreich und Deutschland sind dem TYNDP2022 [4] aus dem Szenario Distributed Energy entnommen. Für Österreich wurden die für 2040 erwarteten Kraftwerksleistungen und der Bedarf von der APG auf die 10 Zonen in Österreich regionalisiert. Im Basisszenario basieren die erwarteten installierten Leistungen und der Bedarf in Österreich im Jahr 2040 auf den Daten des TYNDP2022 (Tabelle 1). In einer Sensitivitätsanalyse (ÖNIP-Szenario) wurden die Kraftwerksleistungen und der Bedarf basierend auf den erwarteten Werten des Transition Szenarios des Entwurfs des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplanes (ÖNIP) [7] gewählt (Tabelle 2). Die in Österreich vorhandenen Speicherkapazitäten wurden auf den Daten von 2022 beibehalten, um in der Studie den möglichen zusätzlichen Bedarf im Jahr 2040 zu ermitteln.

Tabelle 1: Installierte Leistungen in Österreich für das Basisszenario im MW (Pumped-Storage und Reservoir wurden auf Stand 2022 belassen)

Zone	Gas	Andere nicht EE	PV	Wind	Laufwasser	Pumpspeicher	Speicher	Andere EE
Steiermark	222	565	9147	3714	623	0	202	17
Kärnten	0	40	6077	907	889	1849	282	98
Niederösterreich	133	16	9727	8282	1496	48	23	134
Oberösterreich	238	0	7240	1362	1999	464	44	63
Salzburg	7	304	2869	720	758	998	488	7
Tirol	0	32	2718	0	278	605	1205	51
Osttirol	0	0	374	0	139	0	7	143
Vorarlberg	0	0	1383	0	82	1678	239	36
Wien	576	0	880	156	191	0	0	10
Burgenland	0	0	5968	6450	35	0	0	27
Österreich	1176	957	46383	21590	6490	5642	2489	586

Tabelle 2: Installierte Leistungen in Österreich für das ÖNIP-Szenario im MW (Pumped-Storage und Reservoir wurden auf Stand 2022 belassen)

Zone	Gas	Andere nicht EE	PV	Wind	Laufwasser	Pumpspeicher	Speicher	Andere EE
Steiermark	222	565	6782	1711	623	0	202	20
Kärnten	0	40	4506	418	889	1849	282	114
Niederösterreich	133	16	7212	3815	1496	48	23	156
Oberösterreich	238	0	5368	627	1999	464	44	74
Salzburg	7	304	2127	332	758	998	488	9
Tirol	0	32	2015	0	278	605	1205	59
Osttirol	0	0	277	0	139	0	7	167
Vorarlberg	0	0	1025	0	82	1678	239	42
Wien	576	0	653	72	191	0	0	12
Burgenland	0	0	4425	2971	35	0	0	32
Österreich	1176	957	34390	9946	6490	5642	2489	685

Deutschland ist ein äußerst wichtiger Handelspartner für Stromimporte und -exporte für Österreich, weshalb der Abbildung Deutschlands eine besondere Rolle bei Strommarktmodellen zukommt. Die Tatsache, dass die größten Übertragungskapazitäten zu Deutschland bestehen, erhöht die flexible, wirtschaftlich optimierte und zuverlässige Energieversorgung. In Zeiten von Stromüberschüssen in Österreich können Überschusskapazitäten exportiert werden, während Deutschland in Spitzenzeiten seinerseits als Lieferant einspringen kann oder vice versa. Durch die zu erwartende Entwicklung Deutschlands zur einer von variablen erneuerbaren Erzeugern

geprägten Elektrizitätswirtschaft, wird auch das Verhalten der Stromimporte und -exporte beeinflusst. Zusätzlich wird im EAG festgehalten, dass Österreich bis 2030 national bilanziell 100% des Stromes aus erneuerbaren Energien decken möchte. Bedingt aus dieser wichtigen Rolle Deutschlands auch für das österreichische Stromsystem, werden für Deutschland die erwarteten Kraftwerksleistungen und der Strombedarf aus dem erst kürzlich veröffentlichten Netzentwicklungsplan 2037 mit Ausblick auf 2045 [5] entnommen. Für die Ermittlung der Werte für 2040 wurde eine lineare Interpolation der Werte von 2037 und 2045 vorgenommen. Mangels stündlicher Auflösung der Daten im deutschen Netzentwicklungsplan wird der stündliche Bedarf aus dem TYNDP2022 auf den erwarteten Bedarf aus dem deutschen Netzentwicklungsplan skaliert.

Die stündlichen Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik (PV), Concentrated Solar Power (CSP), Wind an Land (onshore), Wind auf See (offshore), andere erneuerbare Energien sowie andere nicht erneuerbare Energien stammen aus der Pan-European Climate Database (PECD 3.5) [8]. Als Grundlage für die Zuflüsse zu Speicher-, Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerken dient die Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB 3.5) [9].

Im Modell werden Investmentoptionen für Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern an den 10 österreichischen Knoten hinterlegt. Als Kurzzeitspeicher werden Speicher zur Überbrückung von wenigen Stunden oder Tagen verstanden, Mittelzeitspeicher dienen zur Verlagerung der Energie für Zeiträume von einigen Wochen bis ca. 6 Monaten und Langzeitspeicher für Zeiträume darüber hinaus. Für Langzeitspeicher werden zwei Investitionsoptionen in Betracht gezogen: Option 1 zeichnet sich durch geringe Kosten pro Volumeneinheit (€/kWh) aus. Hierbei wird davon ausgegangen, dass keine neuen Lagerstätten gebaut werden müssen, sondern bestehende Strukturen (wie Kavernen) genutzt werden können. Im Gegensatz dazu erfordert Option 2 den Bau spezieller Lagertanks, was zu höheren Kosten pro Volumeneinheit führt.

Getrieben durch die Minimierung der Gesamtsystemkosten (Zielfunktion (1)) und die technischen Limitierungen (Nebenbedingungen (2)-(6)) wird der optimale Investitionsmix vom Modell ermittelt. Die Kosten (Tabelle 3), sowie die Potentiale an Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern je Knoten in Österreich wurden mit der APG abgestimmt. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die verwendeten Investitionsoptionen.

Tabelle 3: Kostenannahmen für die Investitionsoptionen der Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher

Investmentoption	Fixed Operation und Maintenance [%/Jahr]	Gesamtwirkungsgrad [p.u.]	Investment [€/kW _{el}]	Investment [€/kWh]	Lebensdauer [Jahre]	Energy to Power Ratio [h]
Kurzzeit	0,70	0,85	126	173	26	4
Mittelzeit	0,99	0,76	1218	- ¹	45	50
Langzeit 1	1,54	0,48	714,2	0,211	22	168
Langzeit 2	1,54	0,48	714,2	57	30	12

¹ Bei Mittelzeitspeichern erfolgte keine Aufteilung der Kosten zwischen Leistung und Volumina. Da ein fixes Verhältnis zwischen Zubauleistung und Zubauvolumina angenommen wurde, ist dies aus Modellsicht auch nicht notwendig.

Der Modellierungszeitraum umfasst das Jahr 2040 in stündlicher Auflösung (8760 Stunden). Alle notwendigen Daten wurden in stündlicher Form in das Modell implementiert (Kapazitätsfaktoren, Bedarf, Import/Exportzeitreihen außerhalb des Systems). Wenn Daten nur in täglicher oder wöchentlicher Auflösung vorliegen, wurden diese linear in stündliche Werte umgerechnet (Zuflüsse für Laufwasser und Speicherkraftwerke).

3 Szenarien

Im Folgenden werden die durchgerechneten Szenarien beschrieben. Um die Auswirkungen einer möglichen Abregelung erneuerbarer Energien auf den Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherbedarf zu analysieren, werden alle beschriebenen Szenarien jeweils einmal mit und einmal ohne erlaubter Abregelung gerechnet. Neben dem Basisszenario werden verschiedene Extremszenarien und Sensitivitätsanalysen untersucht. Es wird ein Extremszenario zur hypothetischen österreichischen Stromunabhängigkeit sowie Sensitivitätsanalysen zu den Auswirkungen der angenommenen Kosten für Langzeitspeicher, der angenommenen Import-/Exportkapazitäten, zum gewählten Wetterjahr sowie zu den angenommenen installierten Kraftwerksleistungen und dem angenommenen Bedarf in Österreich (ÖNIP-Szenario) durchgeführt.

In allen durchgeführten Analysen bleiben die oben beschriebenen Zonen ident. Die installierten Leistungen außerhalb Österreichs bleiben ebenfalls ident. Im Szenario mit anderem Wetterjahr (1995 statt 2009) werden jedoch die Zeitreihen der Kapazitätsfaktoren, natürlicher Zuflüsse und des Bedarfsprofils auch außerhalb Österreichs angepasst.

3.1 Basisszenario

Im Basisszenario werden für Österreich die installierten Kraftwerksleistungen und der Bedarf basierend auf den TYNDP2022 Werten angenommen. Hierbei ergibt sich eine ungesteuerte Erzeugung (PV, Wind, Laufwasser sowie andere Bandlasten²) von 165 TWh. Als Wetterjahr für die Kapazitätsfaktoren erneuerbarer Energien, der natürlichen Zuflüsse für Wasserspeicher- und Laufwasserkraftwerke sowie des Bedarfsprofils wird das Jahr 2009 (Climate Year 2009; CY2009) gewählt. Unter den für den TYNDP verwendeten Wetterjahren (1995, 2008, 2009) stellt das Jahr 2009 die beste Repräsentation für die meisten anderen Jahre dar. Mit dem angenommenen Jahresbedarf von 141 TWh im Jahr 2040 ergibt sich über das Jahr gesehen eine negative residuale Energiemenge³ von 24 TWh.

Mit den Annahmen für installierte ungesteuerte Leistung und Bedarf kommt es in 4 826 h zu einer negativen Residuallast (welche zum Teil erheblich über dem Bedarfswert liegt) und 3 934 h in denen die ungesteuerte Erzeugung geringer ist als der Bedarf (siehe Abbildung 2).

² Die Kraftwerkstypen „Andere Erneuerbare“ sowie „Andere nicht Erneuerbare“

³ Negative residuale Energiemenge: Ungesteuerte Erzeugung größer als Bedarf

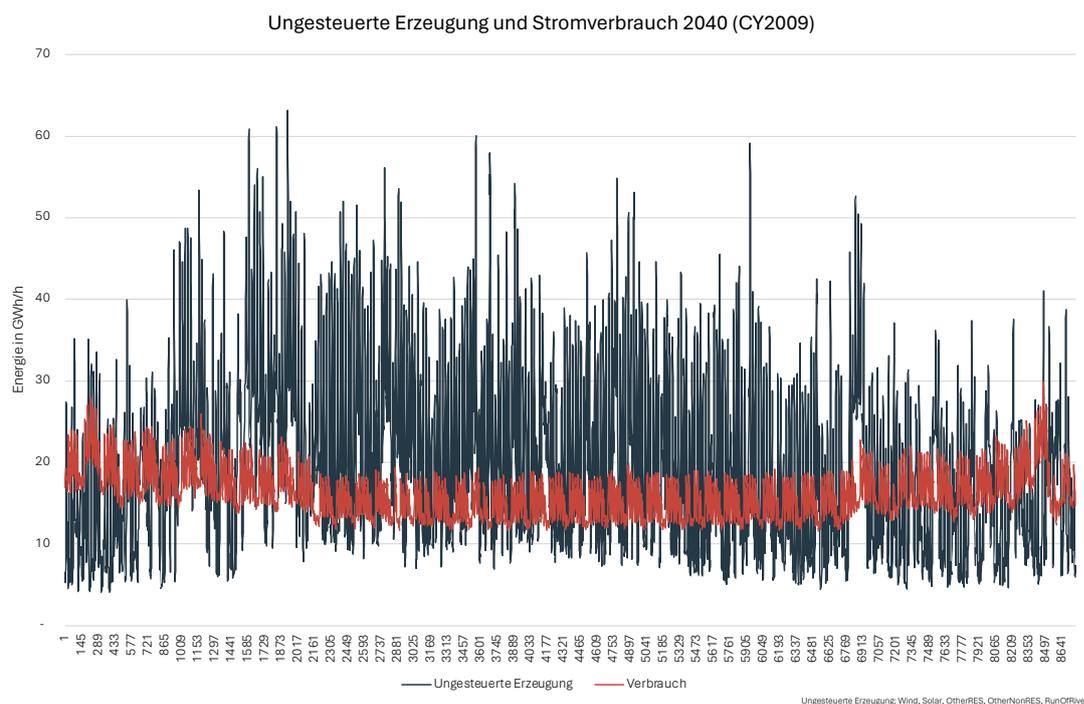


Abbildung 2: Ungesteuerte Stromerzeugung und Bedarf für 2040 in AT(Wetterjahr 2009)

3.1.1 SubszENARIO hypothetische Stromunabhängigkeit Österreich

Die getroffenen Annahmen entsprechen jenen des Basisszenarios, mit dem Unterschied, dass in diesem Szenario keine Importe und Exporte ins Ausland gestattet sind. Dieses hypothetische Szenario soll lediglich verdeutlichen, welche Speichermengen in einer solchen Extremsituation erforderlich wären. Es stellt in keiner Weise eine Empfehlung der Studienautoren dar, dass sich Österreich vom Europäischen Verbundnetz ablösen sollte. Die Ergebnisse unterstreichen dies ebenfalls.

3.1.2 SubszENARIO Kosten Langzeitspeicher

Aufgrund der Unsicherheit der zukünftigen Kosten von Langzeitspeichern wird eine Sensitivitätsanalyse dieser durchgeführt. Um die Auswirkungen der möglichen Kostenschwankungen zu ermitteln, werden - basierend auf dem Basisszenario - die Kosten für Langzeitspeicher (siehe Tabelle 3) einmal verdoppelt und einmal halbiert.

3.1.3 SubszENARIO Import-/Exportkapazitäten

Aufgrund seiner geografischen Lage im Zentrum Europas und der bedeutenden technischen Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern spielt der Stromhandel in Österreich eine entscheidende Rolle. Im Kontext der gesamteuropäischen Perspektive verfolgt die EU das Ziel eines integrierten Strombinnenmarktes, um eine stärkere Marktintegration zu erreichen. Im Rahmen dieses Zieles sind auch in Österreich Verstärkungen der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern geplant. Um die Unsicherheit der tatsächlich vorhandenen Import-/Exportkapazitäten im Jahr 2040 zu berücksichtigen, wird eine Sensitivitätsanalyse der Net Transfer Capacities (NTCs) von Österreich ins Ausland durchgeführt. Hierfür werden die NTC-Werte für den grenzüberschreitenden Stromtransport (von oder zu Österreich) des Basisszenarios auf 50%, 75% und 125% der für das Jahr 2040 angenommenen Werte angepasst.

3.1.4 Sub szenario Klimajahr 1995

In hochgradig erneuerbaren Energiesystemen ist die Schwankung der Stromerzeugung stark von den Wetterbedingungen abhängig. Daher wird eine Untersuchung des Speicherbedarfs unter Berücksichtigung eines abweichenden Wetterjahres (Wetterjahr 1995) durchgeführt. Die Kapazitätsfaktoren wurden jedoch entsprechend skaliert, um die gewünschten Werte für die ungesteuerte Erzeugung gemäß den Vorgaben der APG zu erreichen. Die Analyse der ungesteuerten Erzeugung des Klimajahres 1995 in Abbildung 3 zeigt eine noch größer ausgeprägte Dunkelflaute am Jahresende im Vergleich zum Klimajahr 2009 (Abbildung 2).

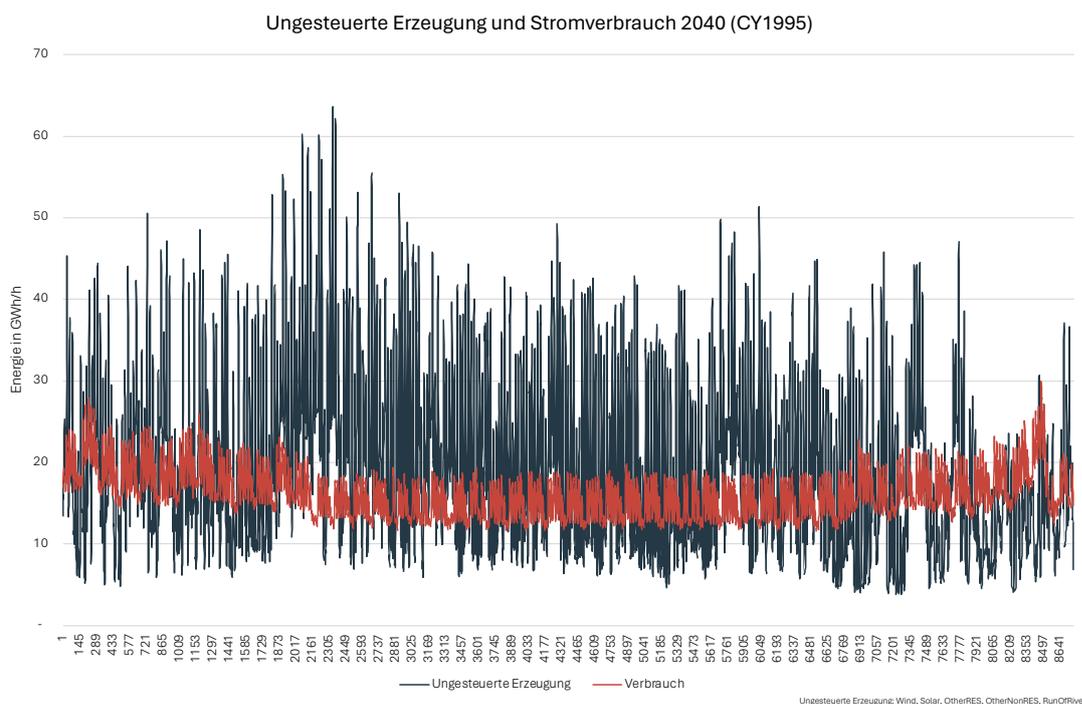


Abbildung 3: Ungesteuerte Stromerzeugung und Bedarf für 2040 in AT (Klimajahr 1995)

3.2 Szenario ÖNIP

Der integrierte österreichische Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) ist ein strategisches Instrument, das eine umfassende Betrachtung der Infrastrukturnotwendigkeiten des zukünftigen Energiesystems ermöglicht. Er dient als Grundlage für den Aus- und Umbau der Energieübertragungsinfrastruktur bis 2033 und zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040, indem er eine Koordination zwischen erneuerbarer Energieerzeugung, Netzentwicklung, Speichern und Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Der Plan basiert auf wissenschaftlichen Erarbeitungen, wurde mit den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsmanager für Gas sowie unter Einbeziehung verschiedener Interessensgruppen erstellt [7].

Aufgrund der unterschiedlichen Annahmen zwischen TYNDP2022 und ÖNIP, wird ein weiteres Szenario basierend auf den Werten des ÖNIP [7] gerechnet. Dazu werden die Werte für die installierten Kraftwerksleistungen, sowie des Bedarfs in Österreich angepasst. Die ungesteuerte Erzeugung summiert sich auf 123 TWh bei einem Bedarf von 125 TWh. Durch die geringeren installierten erneuerbaren Leistungen fallen die Erzeugungsspitzen im Vergleich zum Basisszenario wesentlich geringer aus, wie ein Vergleich der Abbildung 4 mit Abbildung

2 zeigt. Im Unterschied zum Basisszenario ist in diesem Szenario die Anzahl der Stunden mit positiver Residuallast (5 256 h) höher als die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast (3 504 h).

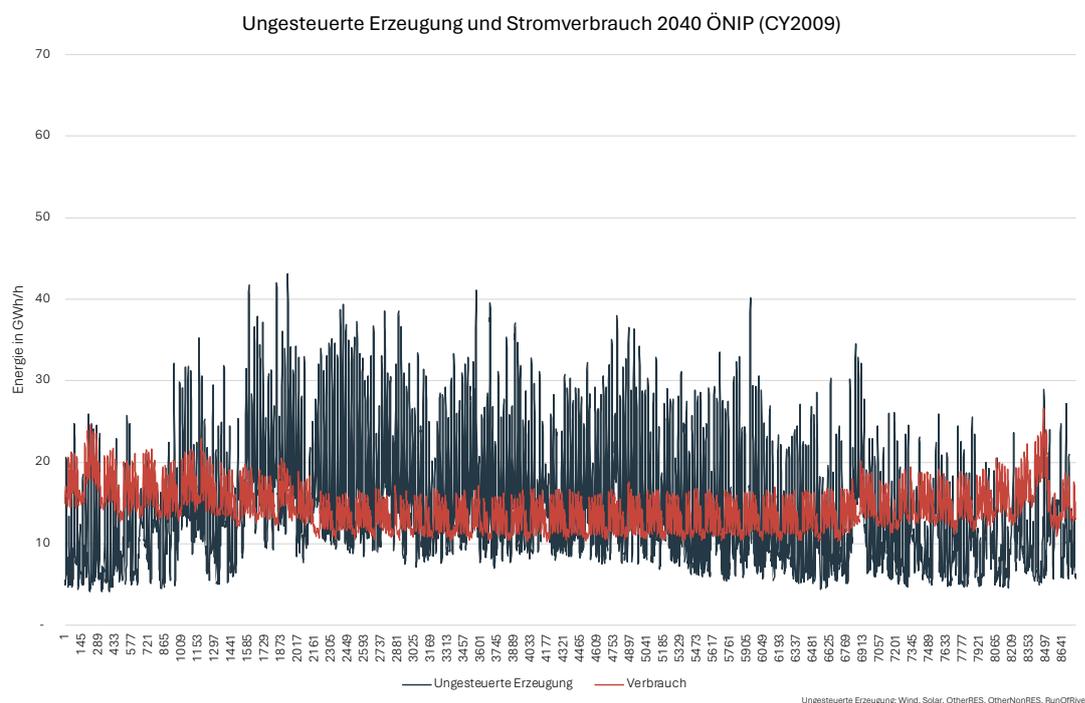


Abbildung 4: Ungesteuerte Stromerzeugung und Bedarf für 2040 im ÖNIP-Szenario (Wetterjahr 2009)

4 Resultate

Die Ergebnisse zeigen je nach Extremszenario und zugelassenen Wechselwirkungen zwischen Speicherung, Abregelung und Transport eine Bandbreite an notwendigen Speicherbedarfen auf. Ein Ausbau der Speicherkapazitäten in Österreich ist jedenfalls notwendig. Angesichts der essenziellen Rolle der Sektorkopplung in zukünftigen Energiesystemen, einschließlich der Flexibilitätsbereitstellung sowie der Deckung spezifischer Bedarfe wie Wasserstoff und Wärme, ist es dringend ratsam eine vertiefte Betrachtung dieser Aspekte mittels eines sektorengerkoppelten Energiesystemmodells in zukünftigen Studien durchzuführen.

In den hier analysierten Szenarien lässt sich erkennen, dass die Höhe der Abregelungen mit der Höhe der Speicherbedarfe starke Wechselwirkungen hat. In einem weiteren Extremszenario mit hypothetische leistungsmäßiger weitestgehender Stromunabhängigkeit Österreichs wären derart enorme Speichergrößen erforderlich, die aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll darstellbar sind. Bei einer Variation der Kosten für Langzeitspeicher verschieben sich erwartungsgemäß die Investitionen entweder hin zu Langzeitspeichern, wenn die Kosten halbiert werden, oder weg von ihnen, wenn die Kosten verdoppelt werden. Eine Reduzierung der Übertragungskapazitäten ins Ausland (Net Transfer Capacities, NTC) erhöht den Speicherbedarf, da der Stromaustausch mit dem Ausland eingeschränkt wird. Allerdings führt eine zusätzliche Erhöhung der erwarteten Übertragungskapazitäten im Jahr 2040 nur zu einer geringfügigen Verringerung der benötigten Speicherkapazitäten. Eine alternative Annahme des Wetterjahres

(siehe CY1995) oder der installierten Leistung und des Bedarfs in Österreich (ÖNIP-Szenario) haben ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf den resultierenden Speicherbedarf. Eine Zusammenfassung ist in Abbildung 5 (mit erlaubter Abregelung) und Abbildung 6 (ohne Abregelung zu erlauben) zu sehen.

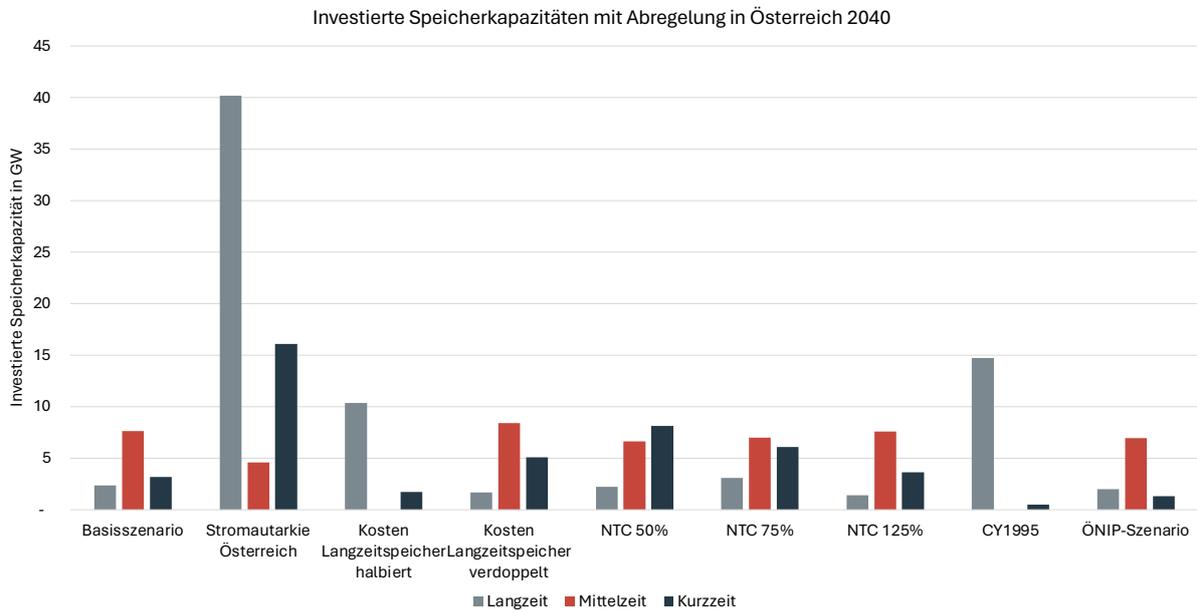


Abbildung 5: Investierte Speicherkapazitäten in GW in 2040 in AT in Szenarien mit zugelassenen Abregelung

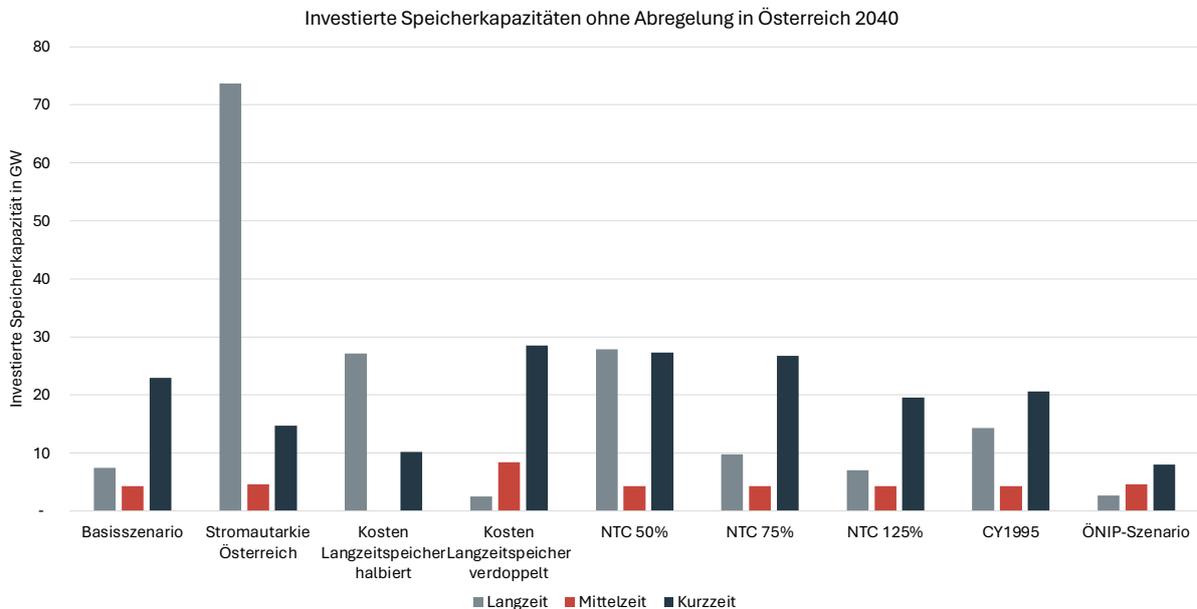


Abbildung 6: Investierte Speicherkapazitäten in GW in 2040 in AT in Szenarien ohne zugelassene Abregelung

In den folgenden Unterkapiteln werden die Resultate der oben beschriebenen Szenarien präsentiert sowie die daraus abgeleiteten Key Take-aways erläutert.

4.1 Basisszenario

Speicherbedarf mit Abregelung: Es kommt zu einem Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) von 3,5 TWh (0,6 TWh Langzeit, 1,4 TWh Mittelzeit (inklusive bestehender Pumpspeicher) und 1,5 TWh Kurzzeit). Für die Verlagerung der Strommengen wird eine zusätzliche installierte Leistung von 2,4 GW Langzeit-, 7,6 GW Mittelzeit- und 3,2 GW Kurzzeitspeicher benötigt. In diesem Szenario kommt es zu Abregelung von insgesamt 33,4 TWh (Wind: 23,1 TWh (37% der maximal möglichen Winderzeugung werden abgeregelt); PV: 10,3 TWh (19% der maximal möglichen PV-Erzeugung werden abgeregelt)) durch die Wechselwirkung zwischen Speicherbedarf und Abregelung bei Fixierung der Kraftwerkskapazitäten. Im Jahresverlauf zeigt sich eine äußerst ausgeglichene Import-/Exportbilanz mit 33,3 TWh Stromimporten und 32,9 TWh Stromexporten. Abbildung 7 zeigt die Strombilanz für Österreich.

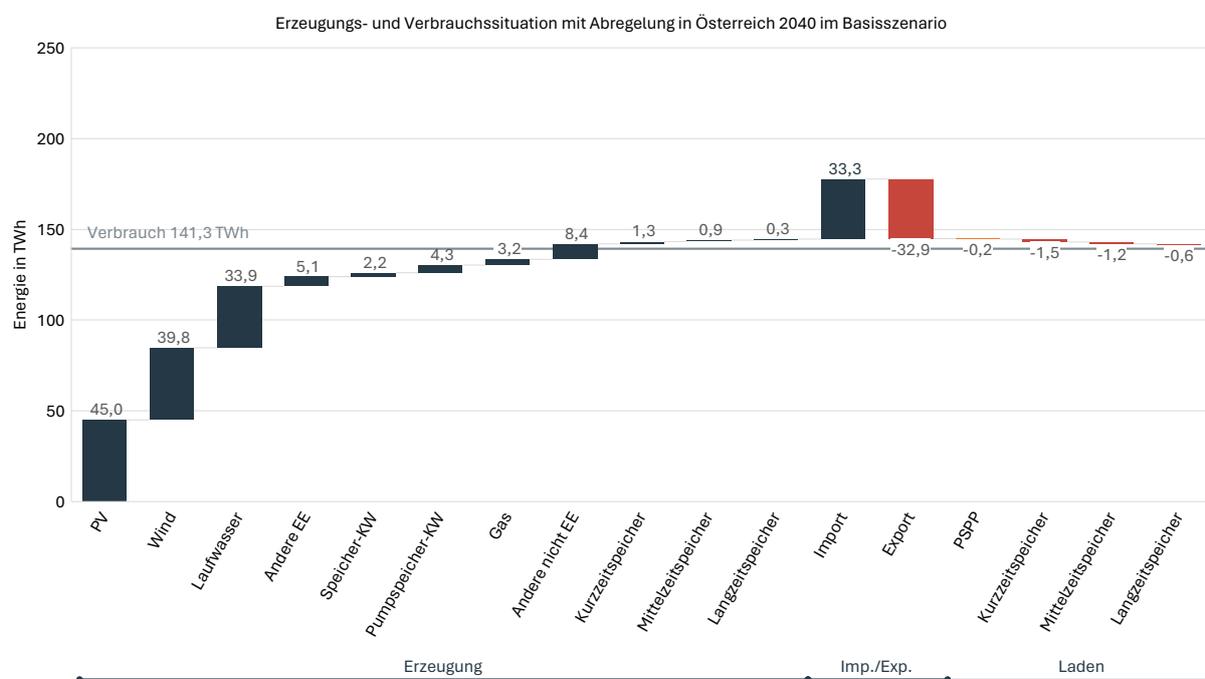


Abbildung 7: Erzeugung, Import/Export und Ladeverbrauch für Österreich im Basisszenario mit Abregelung

Speicherbedarf ohne Abregelung: Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) von 20,6 TWh (2,1 TWh Langzeit, 3,8 TWh Mittelzeit (inklusive bestehender Pumpspeicher) und 14,7 TWh Kurzzeit). Dafür müssen 7,4 GW Langzeitspeicher, 4,3 GW Mittelzeitspeicher sowie 22,9 GW Kurzzeitspeicher zusätzlich installiert werden. Aufgrund des nicht Zulassens von Abregelung erhöht sich der Stromexport auf 54,4 TWh. Der Stromimport verringert sich im Vergleich zum Szenario mit Abregelung auf 26,2 TWh. Die detaillierte Strombilanz ist in Abbildung 8 dargestellt.

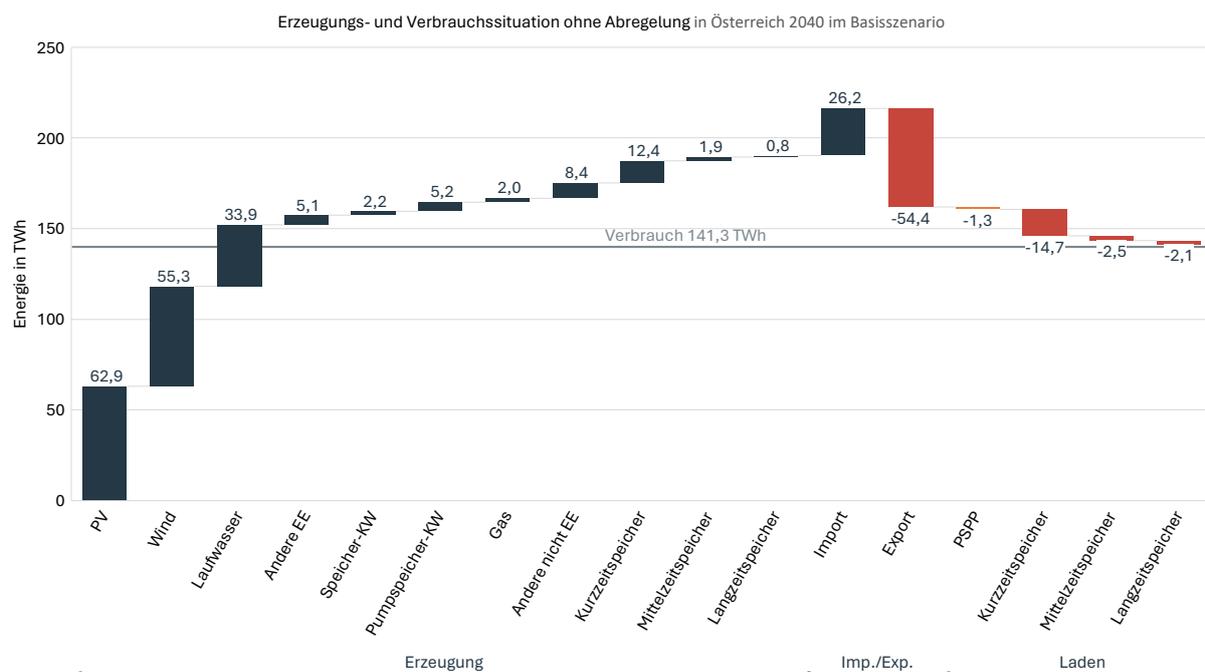


Abbildung 8: Erzeugung, Import/Export und Ladeverbrauch für Österreich im Basisszenario ohne Abregelung

Key Take-aways des Basisszenarios

- **Hoch volatile Stromsysteme auf Basis erneuerbarer Energieträger benötigen Flexibilität in Form von Speicher.** Es gibt Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau Speicherkapazitäten und der Höhe der abgeregelten Energie der Erneuerbaren.
- Die Spannbreite des Speicherbedarfs im Basisszenario mit und ohne Abregelungen liegt zwischen 3,5 TWh und 20,6 TWh (bestehende und neue Speicher). Dafür müssen zusätzlich 2,4 – 7,4 GW Langzeit-, 4,3 – 7,6 GW Mittelzeit- und 3,2 – 22,9 GW Kurzzeitspeicher installiert werden.
- Im untersuchten hypothetischen Extremszenario unter Nicht-Zulassen von Abregelungen kommt es zu unverhältnismäßig hohen Gesamtsystemkosten⁴ (nach erster Abschätzung ca. 1,8 Mrd. € teurer als ein System, in welchem Abregelung erlaubt ist).

4.1.1 SubszENARIO hypothetische Stromunabhängigkeit Österreich

Speicherbedarf hypothetische Stromunabhängigkeit in Österreich mit Abregelung: Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) 20,8 TWh (10,5 TWh Langzeit, 4,1 TWh Mittelzeit (inklusive bestehender Pumpspeicher) und 6,2 TWh Kurzzeit). Dafür werden zusätzliche installierte Leistungen von 40,2 GW Langzeit, 4,6 GW Mittelzeit und 16,1 GW Kurzzeitspeicher benötigt.

Speicherbedarf hypothetische Stromunabhängigkeit in Österreich ohne Abregelung: Aufgrund der fehlenden Exportmöglichkeiten bei Erzeugungsüberdeckung und Importmöglichkeiten bei Erzeugungsunterdeckung, erhöht sich der Gesamtspeicherbedarf (bestehende und

neue Speicher) auf 67,3 TWh (54,6 TWh Langzeit, 2,6 Mittelzeit (inklusive bestehender Pumpspeicher) und 10,1 TWh Kurzzeit). Dafür werden zusätzliche installierte Leistungen von 73,7 GW Langzeit, 4,6 GW Mittelzeit und 14,7 GW Kurzzeitspeicher benötigt.

Key Take-aways Szenario leistungsmäßige hypothetische Stromunabhängigkeit Österreich

- **Der Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) im hypothetischen Extremszenario österreichischer Stromunabhängigkeit erhöht sich im Vergleich zum Basisszenario enorm** und liegt zwischen 20,8 TWh und 67,3 TWh. Auch die benötigten zusätzlich installierten Leistungen erhöhen sich stark: 40,2 – 73,7 GW Langzeitspeicher, 4,6 GW Mittelzeitspeicher und 14,7 – 16,1 GW Kurzzeitspeicher.
- Durch den stark erhöhten erforderlichen Ausbau der Speicherkapazitäten würden die Gesamtsystemkosten im verwendeten Modell⁴ auch sehr stark ansteigen (nach grober Abschätzung im Vergleich zum Basisszenario mit Abregelung um 33 Mrd. € (hypothetische Stromunabhängigkeit mit Abregelung) bzw. 40 Mrd. € (hypothetische Stromunabhängigkeit ohne Abregelung) steigen).
- Die Integration Österreichs in das Europäische Verbundnetz ist von entscheidender Bedeutung für die Verwirklichung eines nachhaltigen, erneuerbaren Stromsystems in Österreich.
- Wirtschaftlich sowie versorgungssicherheitstechnisch ist eine vollständige leistungsmäßige hypothetische Stromunabhängigkeit Österreichs nicht sinnvoll.

4.1.2 SubszENARIO Kosten Langzeitspeicher

Key Take-aways Sensitivitätsanalyse Kosten Langzeitspeicher

- **Unabhängig der Kostenannahmen für Langzeitspeicher ist ein gewisser Grad an Summen-Speicherkapazitäten immer notwendig**, es kann jedoch je nach Kostenannahmen zu einer Verschiebung der Investitionsstruktur innerhalb der Technologien für typische Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher kommen. Der Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) ist ähnlich dem Basisszenario und liegt zwischen 4,0 TWh und 21,6 TWh. Die benötigten zusätzlich installierten Leistungen sind: 1,7 – 27,2 GW Langzeitspeicher, 0 – 8,4 GW Mittelzeitspeicher und 1,7 – 28,5 GW Kurzzeitspeicher.
- Eine Veränderung der Kosten für Langzeitspeicher führt zu keinen signifikanten Änderungen in der Höhe der abgeregelten Energie und der Import-/Exportbilanz im Vergleich zu den Basisszenarien.
- Bei einer Verdoppelung der Kosten verschieben sich die Investitionen in Richtung Kurz- und Mittelzeitspeicher. Ein Bedarf von Langzeitspeichern von knapp 2 GW bleibt jedoch erhalten.
- Halbieren sich die Kosten für Langzeitspeicher, verschieben sich die Investitionen in Richtung dieser. Es werden keine zusätzlichen Mittelzeitspeicher (zu den bereits bestehenden) gebaut und die Investitionen in Kurzzeitspeicher verringern sich, da die Langzeitspeicher die Speicherung von kurzfristigen Ausgleichsbedarfen übernehmen.

⁴ Kosten des gesamteuropäischen Modells mit den angenommenen Erzeugungs- und Investitionskosten.

4.1.3 Subszenario Import-/Exportkapazitäten

Key Take-aways Sensitivitätsanalyse Import-/Exportkapazitäten

- **Auch bei einer Erhöhung der Transportmöglichkeiten bleibt der Bedarf nach wesentlichen Speichermöglichkeiten erhalten.** Der Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) ist ähnlich dem Basisszenario und liegt zwischen 3,4 TWh und 32,4 TWh. Die benötigten zusätzlich installierten Leistungen sind: 1,4 – 27,9 GW Langzeitspeicher, 4,3 – 7,6 GW Mittelzeitspeicher und 3,6 – 27,3 GW Kurzzeitspeicher.
- Die Trends bei einer Reduktion der Import-/Exportkapazitäten sind nicht denen bei einer Erhöhung entgegengesetzt. Insbesondere zeigt sich, dass eine Erhöhung der NTC-Werte um 25% nur zu einer Verringerung der benötigten Speicherleistungen von 10% (ohne Abregelung) bzw. 4% (mit Abregelung) im Vergleich zu den Basisszenarien führt. Grund dafür ist der starke Ausbau erneuerbarer Energien auch in den Nachbarländern und der damit verbundenen Gleichzeitigkeit der Stromproduktion.
- Eine Reduktion der NTC-Werte um 25% führt zu einer Erhöhung der benötigten Speicherleistung von 17% (ohne Abregelung) bzw. 22% (mit Abregelung) im Vergleich zu den Basisszenarien. Bei einer Reduzierung der NTC-Werte um 50% werden 72% (ohne Abregelung) bzw. 29% (mit Abregelung) mehr Speicher benötigt.
- Bei einer Verringerung der NTC-Werte in den Szenarien ohne Abregelung erhöht sich vor allem der Bedarf an zusätzlichen Langzeitspeichern, während in den Szenarien mit Abregelung der Kurzzeitspeicherbedarf stärker steigt.

4.1.4 Subszenario Klimajahr 1995

Key Take-aways Sensitivitätsanalyse Klimajahr 1995

- **Die Berücksichtigung verschiedener Klimajahre kann den Bedarf an Speicherkapazität erheblich verändern⁵.** Daher ist eine detaillierte Analyse erforderlich, um sicherzustellen, dass die getätigten Investitionen optimal auf eine Vielzahl von Wetterjahren abgestimmt sind.
- Der Gesamtspeicherbedarf (bestehende und neue Speicher) ist ähnlich dem Basisszenario und liegt zwischen 8,3 TWh und 28,5 TWh. Die benötigten zusätzlich installierten Leistungen sind: 14,3 – 14,7 GW Langzeitspeicher, 4,3 GW Mittelzeitspeicher und 0,5 – 20,6 GW Kurzzeitspeicher.
- Durch die stärker ausgeprägte Dunkelflaute im Klimajahr 1995 am Ende des Jahres, kommt es zu einer Verdoppelung des Langzeitspeicherbedarfs (5 TWh; 14 GW) im Vergleich zum Basisszenario ohne Abregelung. Die Investitionen in Kurz- und Mittelzeitspeicher bleiben annähernd gleich.
- Im Szenario mit Abregelung wird mit den Daten des Klimajahres 1995 fast ausschließlich in Langzeitspeicher investiert.

⁵ Siehe dazu auch Gruber, „Bedeutung der Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterjahre und Klima-Modelle in der Energiesystemmodellierung“, EnInnov2024

4.2 Szenario ÖNIP

Key Take-aways Sensitivitätsanalyse ÖNIP-Szenario

- **Auch im Szenario angelehnt an den ÖNIP bestehen wesentliche Speicherbedarfe.**
- Da sowohl erneuerbare Erzeugung als auch der Bedarf (annähernd proportional) geringer sind als im Vergleich zum Basisszenario, sinkt auch der Speicherbedarf im Vergleich (7 TWh).
- Der geringere Speicherbedarf wirkt sich vor allem auf die benötigten installierten Leistungen für Mittel- und Langzeitspeicher aus. Die installierte Leistung für Kurzzeitspeicher bleibt annähernd gleich im Vergleich zum Basisszenario, jedoch mit reduzierten Einsatzstunden.
- Durch die geringere Übererzeugung sinken die Exporte (39 TWh) um knapp ein Drittel im Vergleich zum Basisszenario, während die Importe (35 TWh) um knapp ein Drittel steigen.

5 Zusammenfassung

Die Studie fokussiert sich auf die Analyse des Bedarfs an Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern im österreichischen Elektrizitätssystem im Jahr 2040. Obwohl nationale und europäische Dekarbonisierungsziele eine verstärkte Elektrifizierung vorsehen, fehlen bisher quantitative Angaben zu den benötigten Speicherkapazitäten. Mit Hilfe des techno-ökonomischen Optimierungsmodell LEGO, wurden die erforderlichen Energiemengen und installierten Leistungen für verschiedene Szenarien ermittelt.

Die Ergebnisse zeigen je nach Extremszenario und zugelassenen Wechselwirkungen zwischen Speicherung, Abregelung und Transport teilweise eine große Bandbreite an notwendigen Flexibilitäten auf. Die Spannbreite des Gesamtspeicherbedarfs (bestehende und neue Speicher) im Basisszenario mit und ohne Abregelungen liegt zwischen 3,5 TWh und 20,6 TWh. Dafür müssen zusätzlich 2,4 – 7,4 GW Langzeit-, 4,3 – 7,6 GW Mittelzeit- und 3,2 - 22,9 GW Kurzzeitspeicher installiert werden. Weiters gibt es in den unterschiedlichen Extremszenarien Ergebnisse, die teilweise auch deutlich außerhalb der Spannbreiten in den Basisszenarien liegen.

Die Untersuchungen zeigen, dass es Wechselwirkungen zwischen der Höhe des Ausbaus von Speicherkapazitäten und der Höhe von abgeregelter Energie gibt. In Extremszenarien mit hohen Abregelungen kommt es zu unverhältnismäßig hohen Kosten für den Ausbau von Speicherkapazitäten. Gleichzeitig kommt es in diesem Extremszenario zu weniger Importabhängigkeit.

Andere Faktoren wie Kosten für Langzeitspeicher, Übertragungskapazitäten ins Ausland sowie alternative Annahmen für Wetter, installierte Kraftwerksleistungen und Bedarf in Österreich beeinflussen den benötigten Speicherbedarf erheblich.

In zukünftigen Untersuchungen könnte es interessant sein, anstelle von fest vorgegebenen installierten erneuerbaren Leistungen im Jahr 2040 einen koordinierten Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern zu betrachten. Dabei könnte untersucht werden, wie sich diese koordinierte Entwicklung auf den Speicherbedarf auswirkt. Angesichts der essenziellen Rolle der Sektorkopplung in zukünftigen Energiesystemen, einschließlich der Flexibilitätsbereitstellung sowie der Deckung spezifischer Bedarfe wie Wasserstoff und Wärme, ist es dringend ratsam eine vertiefte Betrachtung dieser Aspekte mittels eines sektorgekoppelten Energiesystemmodells in zukünftigen Studien durchzuführen.

Des Weiteren könnte auch in Szenarien mit anderen Wetterjahren – insbesondere auch Wetterjahren aus unterschiedlichen Klimaprojektionen - und anderen Kraftwerksausbauszenarien im In- und Ausland ein auf mögliche Unsicherheiten robuster Speicherbedarf ermittelt werden.

6 Referenzen

- [1] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, “LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,” *SoftwareX*, vol. 19, 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101141.
- [2] Europäische Kommission, “Der europäische Grüne Deal,” *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen*, pp. 1–29, 2019.
- [3] Oesterreichischer Nationalrat, “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket, BGBl. I Nr. 150/2021. 2021.” Oesterreichischer Nationalrat, Vienna, Austria, 2021.
- [4] ENTSO-E, “TYNDP 2022 Scenario Report,” no. April. 2022.
- [5] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and GmbH TransnetBW, “Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf.” 2023.
- [6] S. Wogrin, D. Tejada-Arango, S. Delikaraoglou, and A. Botterud, “Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning,” *Appl Energy*, vol. 280, p. 115925, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115925.
- [7] BMK, “Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (NIP).” Accessed: Dec. 15, 2023 [Online]. Available: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrasturkturplan.html>
- [8] “Pan European Climate Data,” *PECD*. 2021. Accessed: May 09, 2023. [Online]. Available: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/ERAA/Climate%20Data.7z>
- [9] “Pan-European Market Modelling Database,” *PEMMDB*. 2021. Accessed: Sep. 05, 2023.