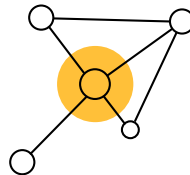
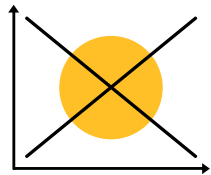
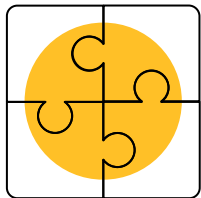
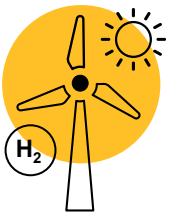


Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft

Gespeicherte Energiemengen im Status Quo und Implikationen für die zukünftige Resilienz

Im Auftrag von: UTV - Unabhängiger Tanklagerverband e.V. (Mitglied im MEW - Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.)



**Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von:

Philipp Artur Kienscherf (Projektleitung)
Maximilian Walde
Jakob Junkermann

Bitte zitieren als:

EWI (2024). Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft.

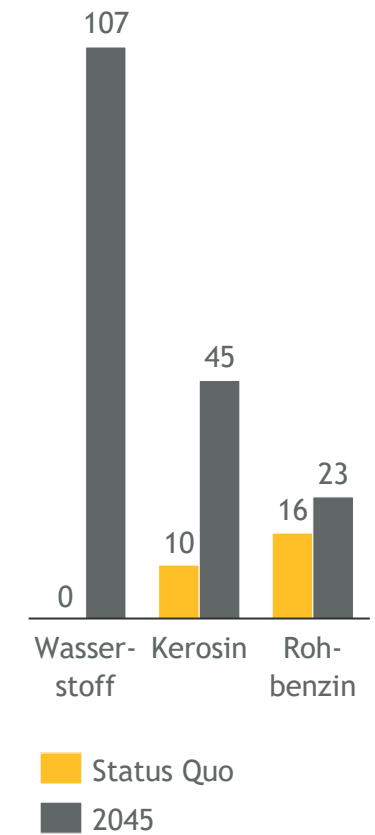
Management Summary (1/3): Hintergrund und Einordnung der Analyse

- **Motivation.** Energiesystemstudien konzentrieren sich klassischerweise auf die kostenoptimale Bereitstellung von (klimaneutralen) Energieträgern, aber betrachten dabei nur selten und nur in Ansätzen die Resilienz des Energiesystems. Diese Lücke greift die vorliegende Analyse auf und untersucht die Resilienz der Energieträger und in den Endverbrauchssektoren. Dabei liegt der Fokus auf der Importabhängigkeit des Energieverbrauchs. Damit deckt die Analyse ein Teilgebiet der Energiesystemresilienz ab.
- **Importresilienz.** Das Resilienzniveau wird dabei in Tagen des durchschnittlichen Verbrauchs angegeben. Diese Tage sind dabei als indikative Größe zu verstehen und nicht als tatsächlichen Zeitraum der Systemaufrechterhaltung. Die maßgebliche Forschungsfrage lautet: „Wie lange könnten die Endverbrauchssektoren weiterversorgt werden, wenn Deutschland keine Energie mehr importieren würde?“. Wir abstrahieren dabei von nachfrageseitigen Reaktionen auf diese Knappheit. Die ausgewiesene Resilienz dient stattdessen einer Einordnung der Speichermengen vor dem Hintergrund des Verbrauchs.
- **Methodik Status Quo.** Es wurden die Jahresverbräuche für das Jahr 2021 und Speicherkapazitäten für das Jahr 2023 analysiert. Die Resilienz ist in dieser Analyse über die Anzahl von Tagen definiert, die die Endverbrauchssektoren bei einem Importstopp aber gleichbleibender Nachfrage weiter Energie verbrauchen könnte, also ausschließlich aus Speichern und inländischer Produktion versorgt wird.
- **Methodik 2045.** In einem zweiten Schritt wurde dieses Resilienzniveau je Sektor auf das im Szenario KN100 der dena-Leitstudie "Aufbruch Klimaneutralität" beschriebene, klimaneutrale Energiesystem im Jahr 2045 übertragen. Somit wurde über die Resilienz eine Bedingung für die benötigten gespeicherten Energiemengen je Energieträger im Jahr 2045 definiert. Diese benötigte gespeicherten Energiemengen wurden bei identisch angenommenen Resilienzen mit den Verbrauchsdaten aus den Ergebnissen der dena-Leitstudie berechnet.

Management Summary (2/3): Kernergebnisse der Analyse

- Analyseergebnis. Resilienz im Status Quo.** In Deutschland werden große Mengen fossiler Energieträger gespeichert, auch auf Basis gesetzlicher Vorgaben. In den Verbrauchssektoren werden je nach Betrachtungsweise Resilienzniveaus von ca. 50 bis 100 Tagen erreicht. Insbesondere bei Rohöl und Mineralprodukten zeigt sich in dieser Betrachtung ein großes Resilienzniveau von mehreren Monaten.
- Analyseergebnis. Importabhängigkeit im Jahr 2045.** Bis 2045 verändert sich der Energiemix erwartbar. Innerhalb des betrachteten Szenarios sinken sowohl der Primärenergieverbrauch als auch der Energieimportbedarf. Insbesondere (grüner) Wasserstoff würde in großem Umfang in das Energiesystem eintreten. Dabei trifft innerhalb des Szenarios hohe Nachfrage auf geringe inländische Produktion, was insbesondere zu einer Importabhängigkeit von Wasserstoff führt.
- Analyseergebnis. Sinkender Speicherbedarf.** Der gesamte Speicherbedarf sinkt durch den geringeren Primärenergieverbrauch und eine erhöhte (erneuerbare) inländische Produktion bedeutend. Durch den Wegfall von (Mineralöl-)produktionskapazitäten steigt der Speicherbedarf einzelner Energieträger aber teils deutlich. So steigt bspw. der Bedarf an Bevorratung von (grünem) Kerosin auf mehr als das Vierfache an (vgl. Abb. rechts).
- Analyseergebnis. Umrüstung der Erdgaskavernen.** Für eine Wasserstoffspeicherung in der berechneten Höhe reicht eine Umrüstung der bestehenden Gaskavernenspeicher nicht aus. Dies liegt vor allem an der deutlich geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas. Alternativen bestehen in der Neuerschließung weiterer Kavernenspeicher sowie der Speicherung von Wasserstoff in Form von Derivaten, die auch außerhalb von Kavernenspeichern gelagert werden können.

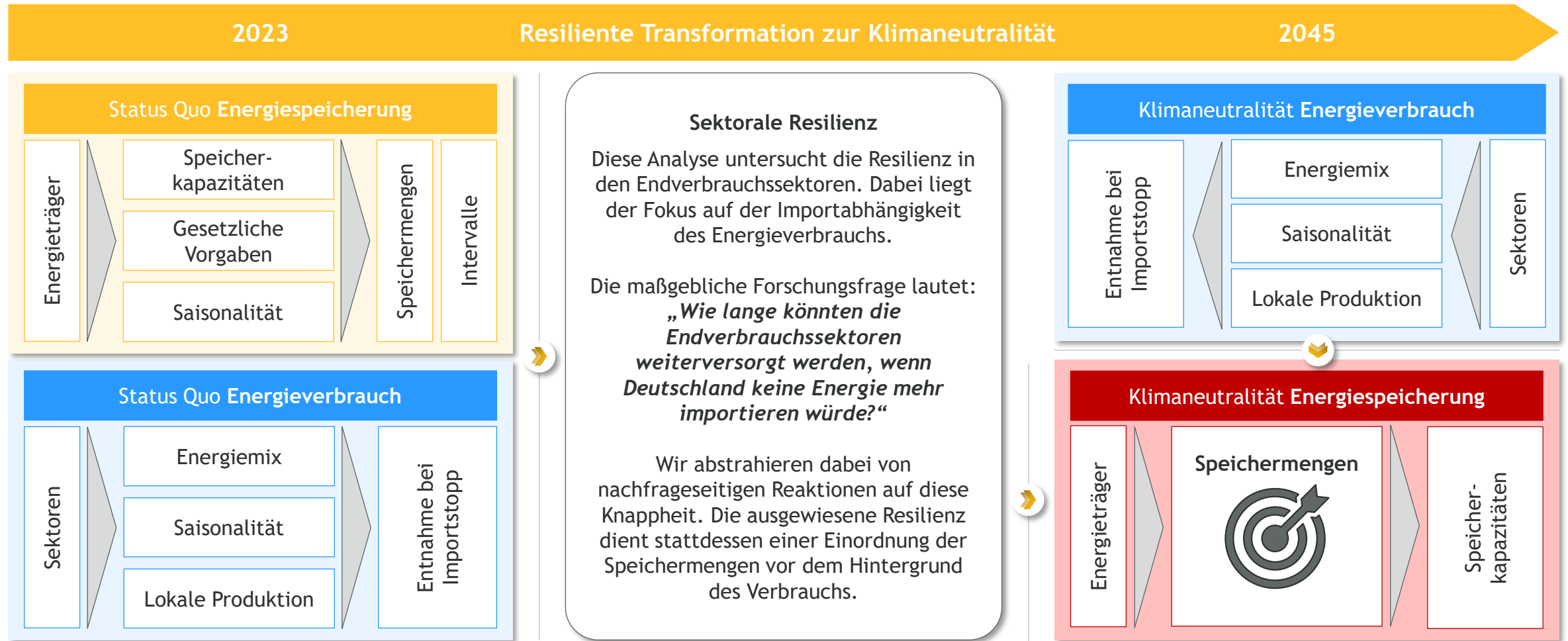
Vergleich gespeicherter Energiemengen [TWh]



Management Summary (3/3): Einordnung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

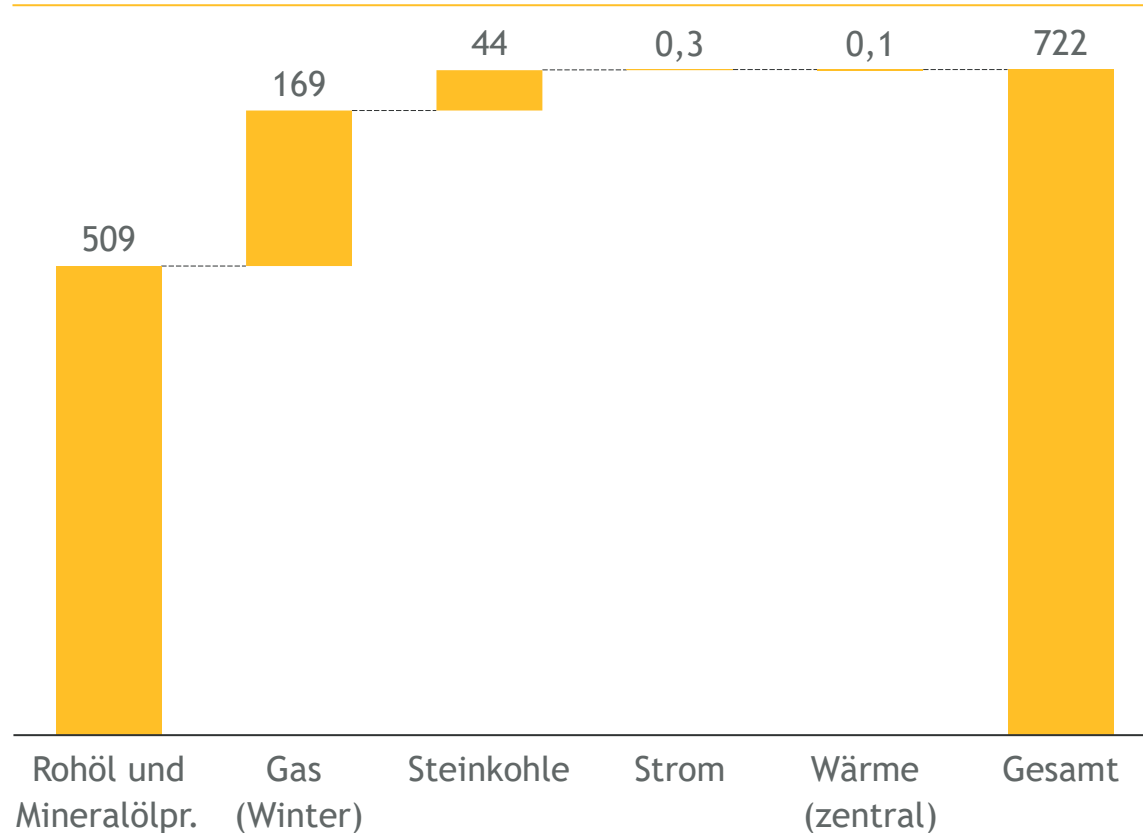
- **Einordnung der Ergebnisse. Vergleich zu anderen Studien.** Im Vergleich zu anderen Studien weist die vorliegende Analyse teilweise einen deutlich höheren Bedarf an Speicherkapazität aus. Dieser Unterschied ist vor allem durch die explizite Untersuchung der Resilienz zu erklären, die in gängigen anderen Studien in dieser Weise nicht in gleicher Form betrachtet wurde.
- **Einordnung der Ergebnisse. Energiesystemstudien.** In den bisherigen Energiesystemstudien wurden Speicherkosten nicht berücksichtigt. Täte man dies, könnte sich gegebenenfalls ein anderer optimaler Energiemix einstellen. Insbesondere da sich die Speicherkosten stark zwischen Energieträgern unterscheiden, ist in diesen Studien eine Verzerrung zugunsten von Energieträgern mit hohen Speicherkosten denkbar.
- **Einordnung der Ergebnisse. Resilienz im Jahr 2045.** Inwieweit sich das in der Vergangenheit gesellschaftlich eingestellte Resilienzniveau bei höheren Speicherkosten halten würde, ist offen. Andererseits können geopolitische Entwicklungen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Resilienz implizieren. Das zukünftige, optimale Resilienzniveau hängt sowohl von individuellen als auch politischen Überlegungen ab. Wird ein sich wandelnder Energieträgermix erwartet, kann es sinnvoll sein, bisherige gesetzliche Vorgaben für Mineralöl und Gas zu adaptieren, um eine strategische Energiereserve mit den dann vorherrschenden Energieträgern zu gewährleisten.
- **Impuls.** Als Erweiterung der Resilienzbetrachtung wurden als Teil dieser Analyse alternative Nutzungsmöglichkeit (oberirdischer) Tanklager betrachtet. Aufgrund der möglichen Reduktion des Endenergiebedarfs in Form von Mineralölprodukten sinkt erwartbar der Speicherbedarf für Energieträger wie Benzin und Diesel. Im Rahmen der Transformation des Energiesystems könnten sich aber neue und erweiterte Geschäftsfelder in der Bevorratung von klimaneutralem Kerosin, chemischen Vorprodukten und Wasserstoffderivaten ergeben.

Diese Analyse untersucht die Speichermengen von Energieträgern und ermittelt die Resilienz in Status Quo und Zukunft



Ein bedeutender Teil des Primärenergiebedarfs wird derzeit vornehmlich in Form von fossilen Energieträgern gespeichert

Angenommene gespeicherte Energiemengen, 2023 [TWh]



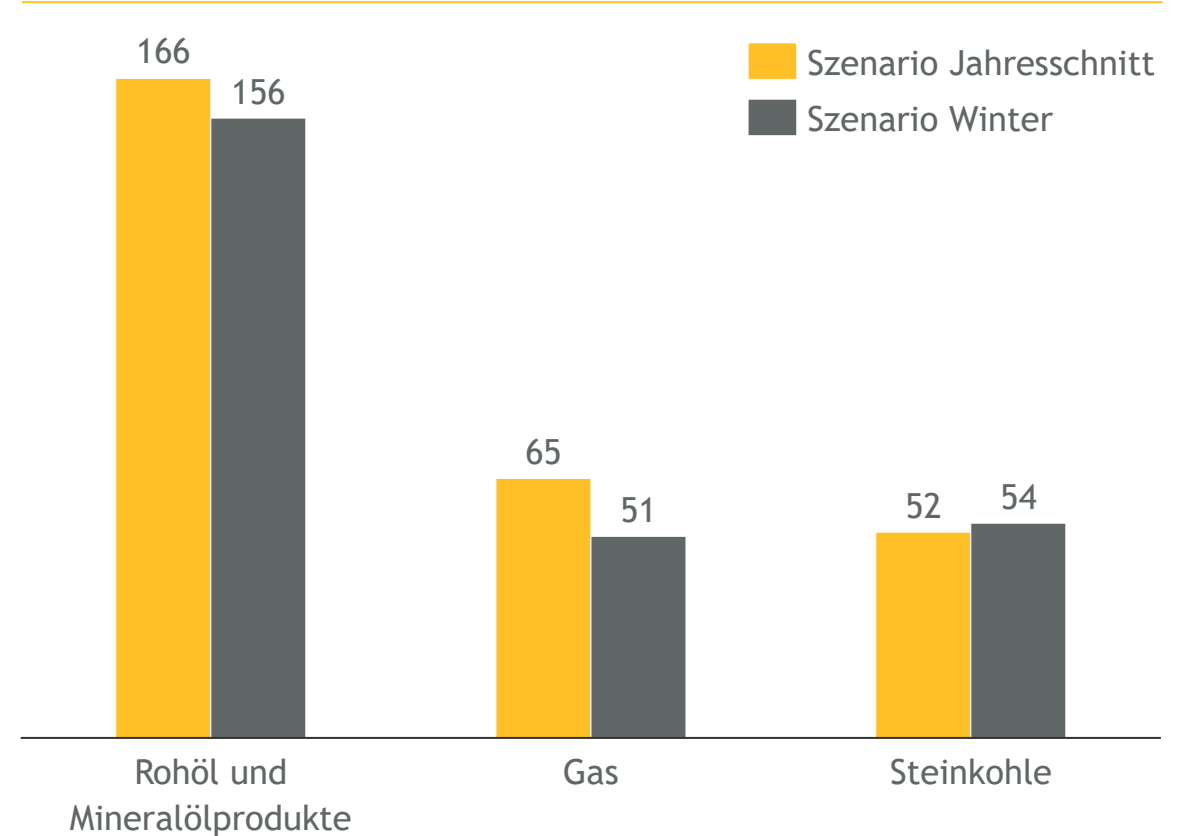
Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

- In Deutschland werden große Mengen fossiler Energieträger gespeichert. Dies erfolgt in Teilen auf Basis gesetzlicher Vorgaben. Insbesondere die Speicherung von Rohöl und Mineralölprodukten spielt mit über **500 TWh durchschnittlicher Speichermenge** eine signifikante Rolle.
- Gegenüber chemischen Speichern sind Strom- und Wärmespeicher mit durchschnittlichen Speicherwerten von 0,3 bzw. 0,1 TWh **deutlich kleiner**. Für die Resilienz Betrachtung sind Strom- und Wärmespeicher vernachlässigbar.
- Die vorgehaltenen Energiemengen (insbesondere bei Rohöl und Mineralölprodukten) und die dadurch ermittelten Resilienz niveaus beruhen auf Gesetzesvorgaben oder der individuellen Risikoabsicherung bzw. Strategie individueller Akteure.

Käme es zu einem Importstopp, zeigen die Ergebnisse im Status Quo ein Resilienzniveau in der Größe von Monaten

- Wir berechnen das Importresilienzniveau als Anzahl an Tagen, in denen die Versorgung mit Energieträgern bzw. die Nachfragedeckung in den Endverbrauchssektoren unverändert fortbestehen kann.
- Dieses Resilienzniveau kann in der Theorie als Gleichgewicht aus individueller und gesellschaftlicher Zahlungsbereitschaft für Resilienz sowie Speicherkosten verstanden werden; Änderungen in diesen Parametern würden erwartbar zu veränderten optimalen Resilienzniveaus führen.
- Insbesondere bei Rohöl und Mineralprodukten zeigt sich in dieser Betrachtung ein großes Resilienzniveau. Eine Nachfrageversorgung von mehreren Monaten kann auch bei fehlenden Importen sichergestellt werden. Dies wirkt sich auf die entsprechenden Endverbrauchssektoren aus, insbesondere den Verkehr.

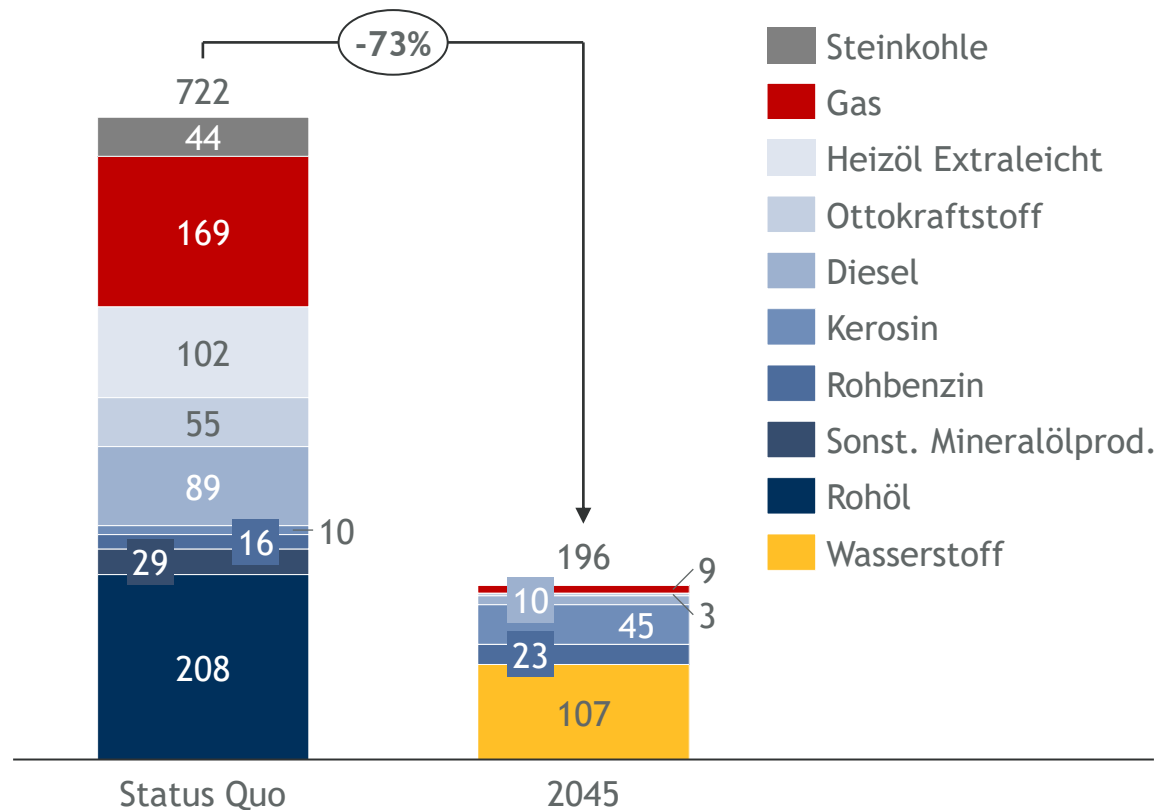
Resilienz pro Energieträger im Status Quo [d]



Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Ein sich verändernder Energiemix bedarf einer Diskussion über zukünftige, strategische Speicherbedarfe

Gespeicherte Energiemengen im Status Quo und im Jahr 2045 [TWh]



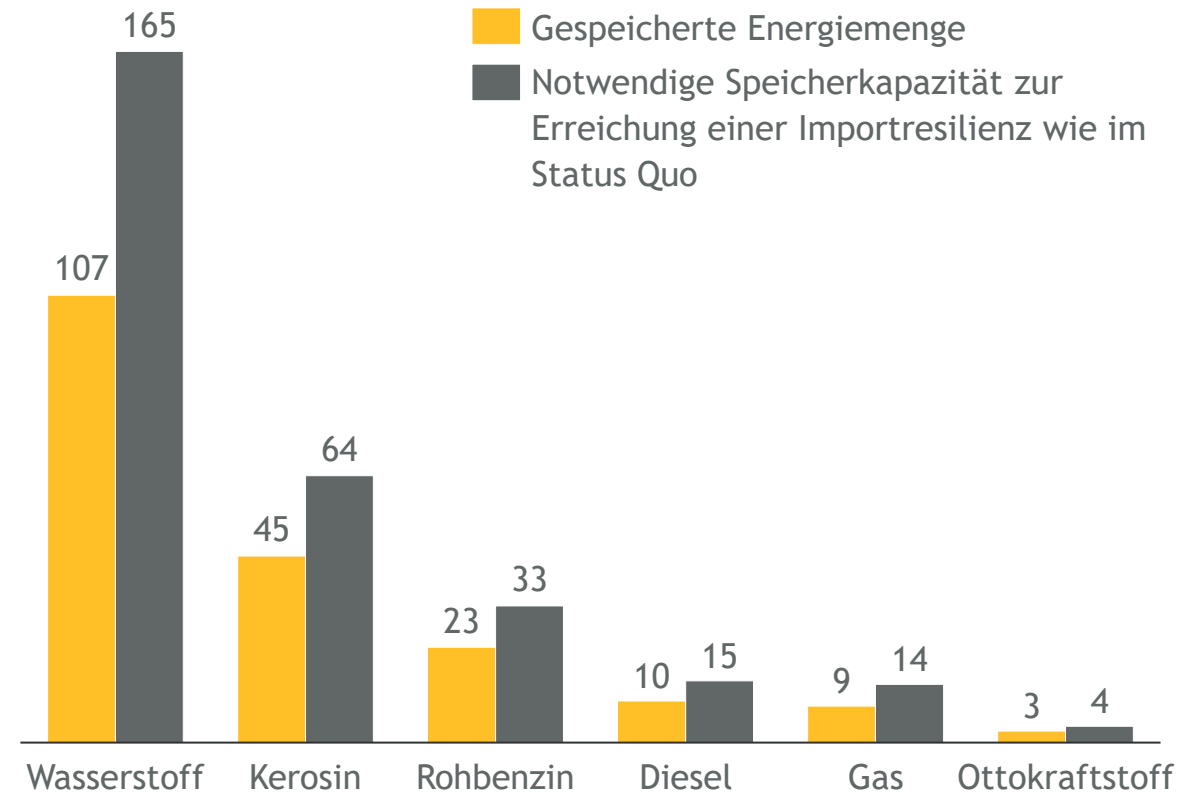
- Bis 2045 verändert sich der Energiemix erwartbar stark. Insbesondere (grüner) Wasserstoff tritt in großem Umfang in das Energiesystem ein. Dieser wird sowohl direkt als auch mittelbar über die Stromerzeugung genutzt.
- Aufgrund erhöhter erneuerbarer Erzeugung und steigender Energieeffizienz könnte der Energieimportbedarf dabei insgesamt stark sinken.
- Die zur Herstellung eines gleichbleibenden Resilienzlevels insgesamt benötigte gespeicherte Energiemenge würde dabei rechnerisch von 722 TWh im Status Quo auf 196 TWh im Jahr 2045 sinken.
- Wird ein sich wandelnder Energieträgermix erwartet, kann es sinnvoll sein, bisherige gesetzliche Vorgaben für Mineralöl und Gas zu adaptieren, um eine strategische Energiereserve mit den dann vorherrschenden Energieträgern zu gewährleisten.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert. | Hinweis: Abweichungen in Summen durch Rundungen.

Insbesondere die Speicherung von grünem Wasserstoff wird im zukünftigen Energiesystem erwartbar relevant sein

- Für eine Wasserstoffspeicherung in der berechneten Höhe reicht eine Umrüstung der bestehenden Gaskavernenspeicher nicht aus. Alternativen bestehen in der Neuerschließung weiterer Kavernenspeicher sowie der Speicherung von Wasserstoff in Form von Derivaten, die auch außerhalb von Kavernenspeichern gelagert werden können.
- In den bisherigen Energiesystemstudien wurden Speicherkosten nicht berücksichtigt. Täte man dies, könnte sich ggfs. ein anderer optimaler Energiemix einstellen. Insbesondere da sich die Speicherkosten stark zwischen Energieträgern unterscheiden, ist in diesen Studien eine Verzerrung zugunsten von Energieträgern mit hohen Speicherkosten denkbar.
- Inwieweit sich das in der Vergangenheit gesellschaftlich eingestellte Resilienzniveau bei höheren Speicherkosten halten würde, ist offen. Andererseits können geopolitische Entwicklungen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Resilienz implizieren. Das zukünftige, optimale Speicherniveau hängt sowohl von individuellen als auch politischen Überlegungen ab.

Berechnete benötigte Speicherkapazitäten im Jahr 2045 [TWh]



- 1 Motivation & Methodik
- 2 Gespeicherte Energie im Status Quo
- 3 Energieträger- und Sektorresilienz im Status Quo
- 4 Tägliche Sektorverbräuche im Jahr 2045
- 5 Benötigte Speicherkapazitäten im Jahr 2045
- 6 Qualitative Einordnung der Analyseergebnisse
- X Impuls: Rolle der Tanklager im Energiesystem der Zukunft

In den großen Energiesystemstudien zur Klimaneutralität 2045 wird Resilienz des Energiesystems nicht ausreichend adressiert

Motivation

- Das klimapolitische Ziel Deutschlands ist es, bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Im Energiesektor findet dadurch ein grundlegender Wandel der Energiebereitstellung statt. Zentrale Pfeiler dieser Transformation sind der Ausbau erneuerbarer Energien und die Nutzung von klimaneutralen chemischen Energieträgern.
- Aktuelle Systemstudien wie die dena-Leitstudie untersuchen mögliche Pfade für die Zielerreichung auf Basis der politischen, gesellschaftlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Sowohl die dena-Leitstudie als auch andere Klimaneutralitätsstudien betrachten das integrierte Energiesystem naturgemäß auf einer hohen und vereinfachenden Ebene. Zentrale Aspekte wie die notwendige Resilienz des Energiesystems werden nicht ausreichend adressiert.
- In Deutschland werden aktuell zu jedem Zeitpunkt große Energiemengen gespeichert, prominente Beispiele sind die strategische Ölreserve für 90 Tage Vollversorgung oder die Gasspeicher, welche eine Kapazität von etwa 25% des deutschen Jahresverbrauchs haben. Die umfangreiche Speicherung ermöglicht, bspw. im Falle von Versorgungsengpässen, eine Entkopplung des Primärenergieangebots von der Endenergienachfrage und erhöht damit die Resilienz des Energiesystems.
- Der aktuelle Fokus in den Klimaneutralitätsstudien auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen soll daher durch eine detaillierte Analyse der Resilienzanforderungen und benötigte Speicherkapazitäten im zukünftigen integrierten Energiesystem ergänzt werden.

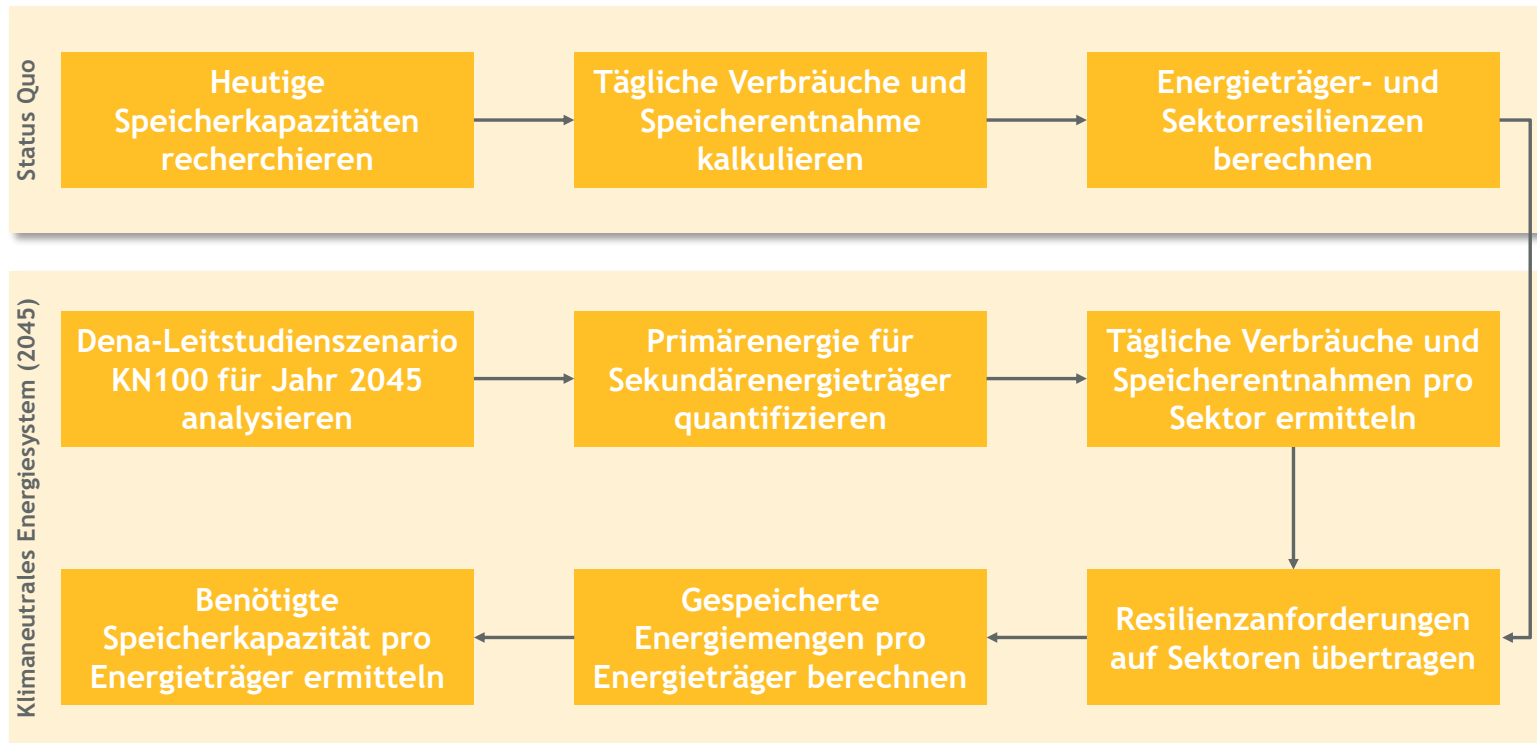
1: [EWI \(2022\)](#)

Große Energiesystemstudien¹ aus 2021



Ziel der Analyse ist die Ermittlung der im Jahr 2045 benötigten Speicherkapazitäten, um Resilienzniveau des Status Quo zu halten

Schematische Übersicht der Methodik



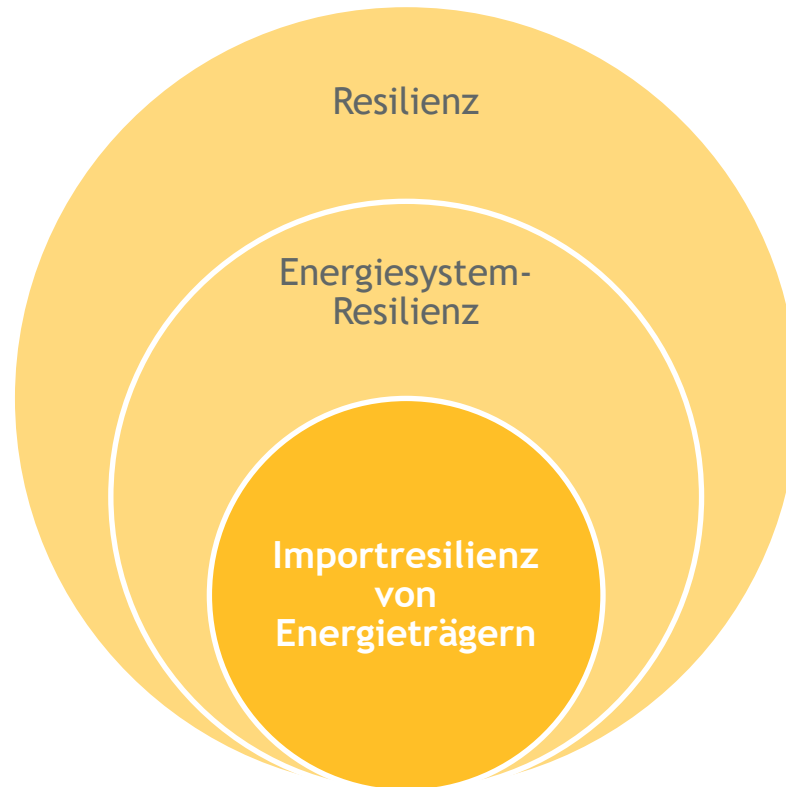
Kommentare

- Im ersten Schritt weisen wir die gespeicherte Energiemenge in Deutschland im Jahr 2023 für alle Energieträger aus, bspw. in Ölkavernen, PKW-Tanks, Batteriespeicher, etc.
- Auf Basis der Verbräuche aus den AGEB-Bilanzen für das Jahr 2021 berechnen wir dann die Resilienzen der Energieträger und Verbrauchssektoren im Status Quo in indikativen Tagen.
- Im zweiten Schritt ermitteln wir die Verbräuche und Speicherentnahmen der Sektoren auf Basis des dena-Leitstudienzenarios KN 100 für das klimaneutrale Energiesystem im Jahr 2045.
- Durch das Übertragen der im ersten Schritt berechneten Sektorresilienzen wird die gespeicherte Energiemenge der neuen Energieträger im Jahr 2045 quantifiziert und die dadurch benötigte Speicherkapazität ermittelt.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

In der Analyse wird die Importresilienz von Energieträgern als relevanter Teil der Energiesystemresilienz betrachtet

Verschiedene Abstufungen von Resilienz



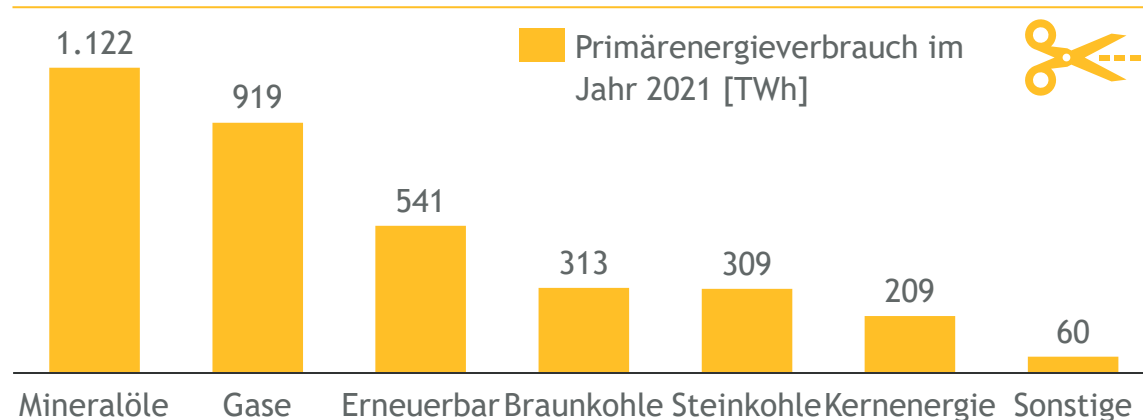
Kommentare

- Als Resilienz wird grundsätzlich die Fähigkeit eines Systems interpretiert, sich nach einer Störung zu regenerieren. Es kann unterschieden werden zwischen Funktions- und Systemerhalt, wobei die Grenzen in soziotechnischen Systemen verschwimmen.^{1,2}
- Ein resilientes Energiesystem wird definiert als eines, „dessen Funktion [...] unter Belastungen erhalten bleibt oder zumindest innerhalb kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann“³.
- In der vorliegenden Analyse wird der Fokus auf die Importresilienz von Energieträgern gelegt. Es wird untersucht, wie groß die aktuell gespeicherten Energiemengen sind und wie lange diese das Energiesystem (inklusive nicht energetischer Nutzung der Energieträger) bei einem Importstopp weiterhin versorgen könnten.
- Damit deckt die Analyse ein Teilgebiet der Energiesystemresilienz ab. Das Resilienzniveau wird dabei in Tagen des durchschnittlichen Verbrauchs angegeben. Diese Tage sind dabei als indikative Größe zu verstehen und nicht als tatsächlichen Zeitraum der Systemaufrechterhaltung.

1: [Holling \(1996\)](#) | 2: [Hollnagel \(2014\)](#) | 3: [acatech, Leopoldina & Akademienunion \(2017, S.10\)](#)

Zur besseren Einschätzung definieren wir zwei Szenarien - Das Szenario „Winter“ berücksichtigt den erhöhten Wärmebedarf

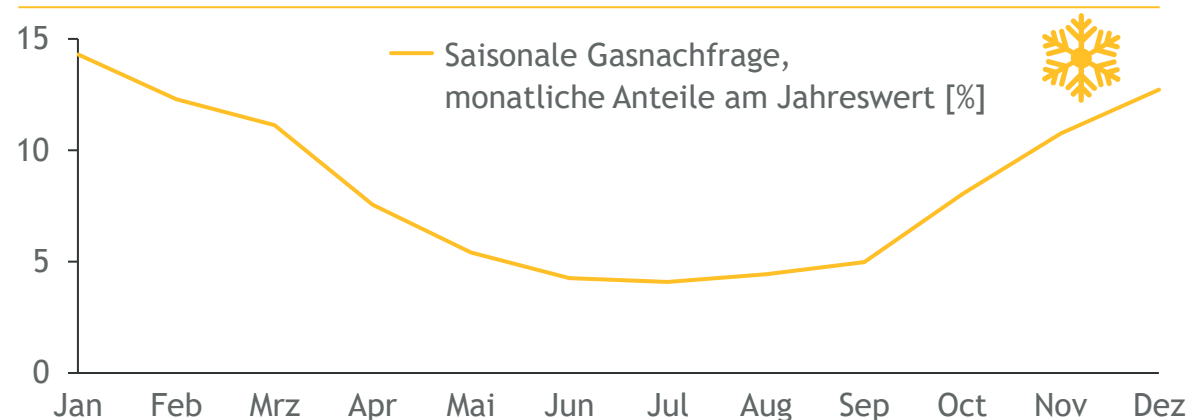
Szenario „Jahresschnitt“¹



- Die Energiezahlen für das Szenario „Jahresschnitt“ basieren auf der AGEB-Bilanz¹ für das Jahr 2021 bzw. dem dena-Leitstudienszenario KN100² für das Jahr 2045.
- Die Energieverbräuche und Produktion werden für das Szenario gemittelt über das gesamte Jahr betrachtet. Die Resilienzen sind in Tagen des durchschnittlichen täglichen Verbrauchs angegeben.
- Speicherfüllstände sind als durchschnittliche Wert für das gesamte Jahr zu verstehen.

1: [AGEB \(2022\)](#) | 2: [EWI \(2021\)](#) | 3: [Eurostat \(2023\)](#) | 4: [Energy-Charts \(2023a\)](#)

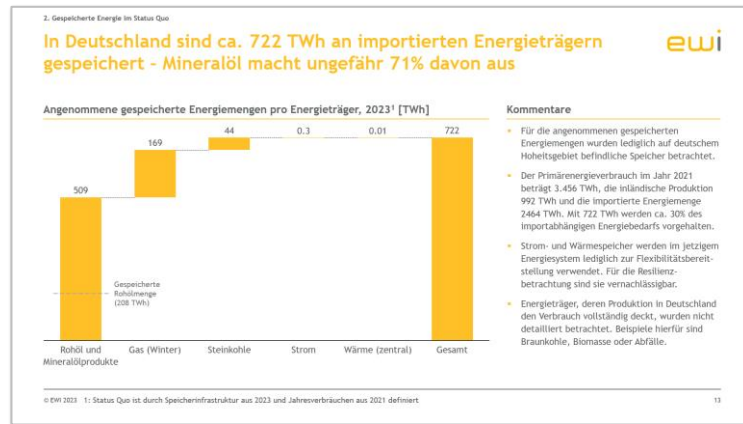
Szenario „Winter“



- Aufgrund der Saisonalität der Wärmenachfrage definieren wir zusätzlich das Szenario „Winter“. Die Verbräuche und Produktion sind über die Monate Dezember, Januar und Februar gemittelt.
- Der Wärmeverbrauch sowie die Stromproduktion werden auf historischen Daten^{3,4} der letzten 10 Jahre berechnet. Die anderen Sektoren nehmen wir als konstant an, sie entsprechen dem Jahresschnitt.
- Durch die Saisonalität der Gasspeicherfüllstände ist für den Winter auch ein angepasster Füllstand für Gas von 65% angenommen.

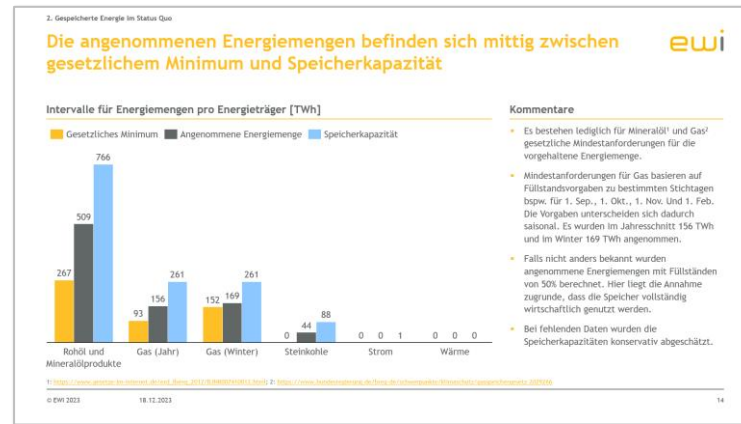
Kapitel 2: Gespeicherte Energie im Status Quo - Übersicht

Gesamte gespeicherte Energiemenge



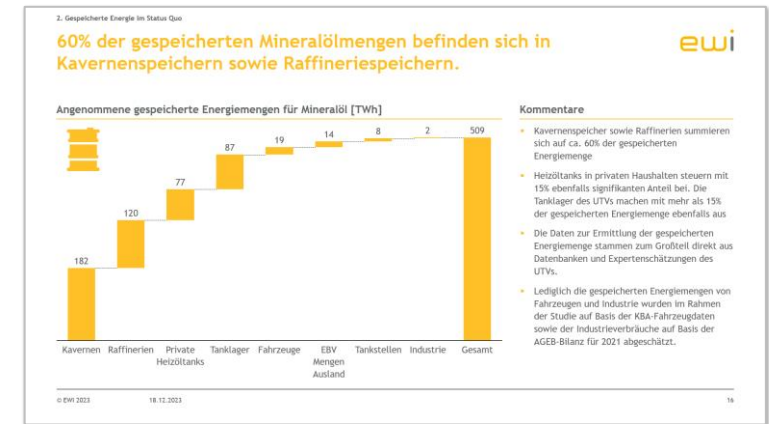
- Der Energiebedarf in Deutschland wird durch verschiedene Energieträger gedeckt. Für die importabhängigen Energieträger besteht eine große Speicherinfrastruktur.
- Gespeicherte Energiemengen berechnen wir durch eine Annahme einer Speicherkapazität sowie zum Füllstand des jeweiligen Speichers.

Intervalle für Energiemengen



- Die Speicherung von Energiemengen ist bei bestimmten Energieträgern mit einem gesetzlichen Minimum geregelt.
- Daraus ergibt sich pro Energieträger ein Intervall, in dem sich die tatsächlich gespeicherte Energiemenge bewegt.

Einzelbetrachtung Energieträger



- Die Speicherung der Energieträger erfolgt in diversen Assets und in unterschiedlichen Formen, bspw. bei Mineralölprodukten.
- Insbesondere im Bereich Mineralöl erfolgt die Speicherung in einer komplexen Lieferkette mit vielen Folgeprodukten.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

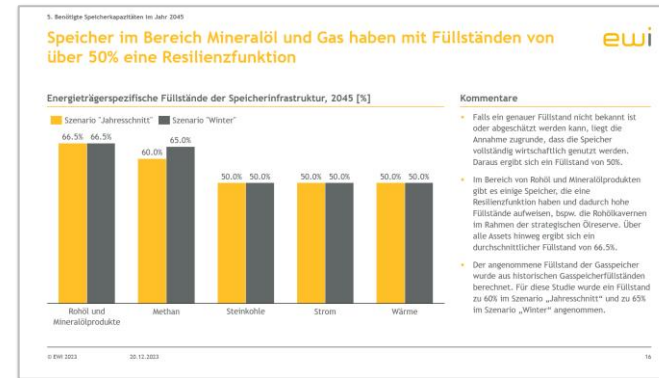
Die gespeicherte Energiemenge pro Energieträger wird aus der Speicherkapazität und dem angenommenen Füllstand berechnet

Speicherkapazität pro Energieträger

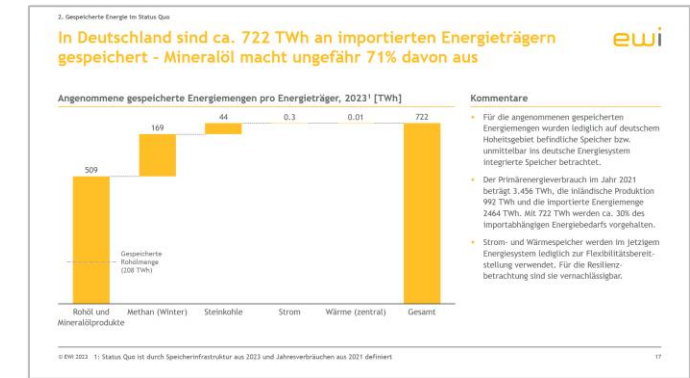
The screenshot shows the website of the Erdölbevorratungsverband (EBV), a public-law corporation. The main navigation includes Home, Wir über uns, Beiträge, Ausschreibungen, Logistik & Bestände, Qualitätsmanagement, Kapitalmarkt, NESO, and Freigabe. The 'Logistik & Bestände' section is highlighted, with sub-sections for Lagerung und Frischhaltung, Lager- und Delegationsverträge, Kavernenlagerung, Vertragsformulare, Barkapazitäten, Ersatzdelegationen, Allgemein, Kontraktbedingungen, and Vergabebedingungen. The main content area is titled 'Logistik und Bestände' and discusses the EBV's legal obligations regarding oil and gas storage and supply security.



Füllstand pro Energieträger



Gespeicherte Energiemenge



- Die Speicherkapazitäten wurden je Energieträger recherchiert. Dabei werden alle Assets einbezogen, in denen Energie gespeichert werden kann.
- Falls für Assets keine Speicherkapazitäten vorliegen, werden diese auf Basis des Verbrauchs konservativ abgeschätzt.

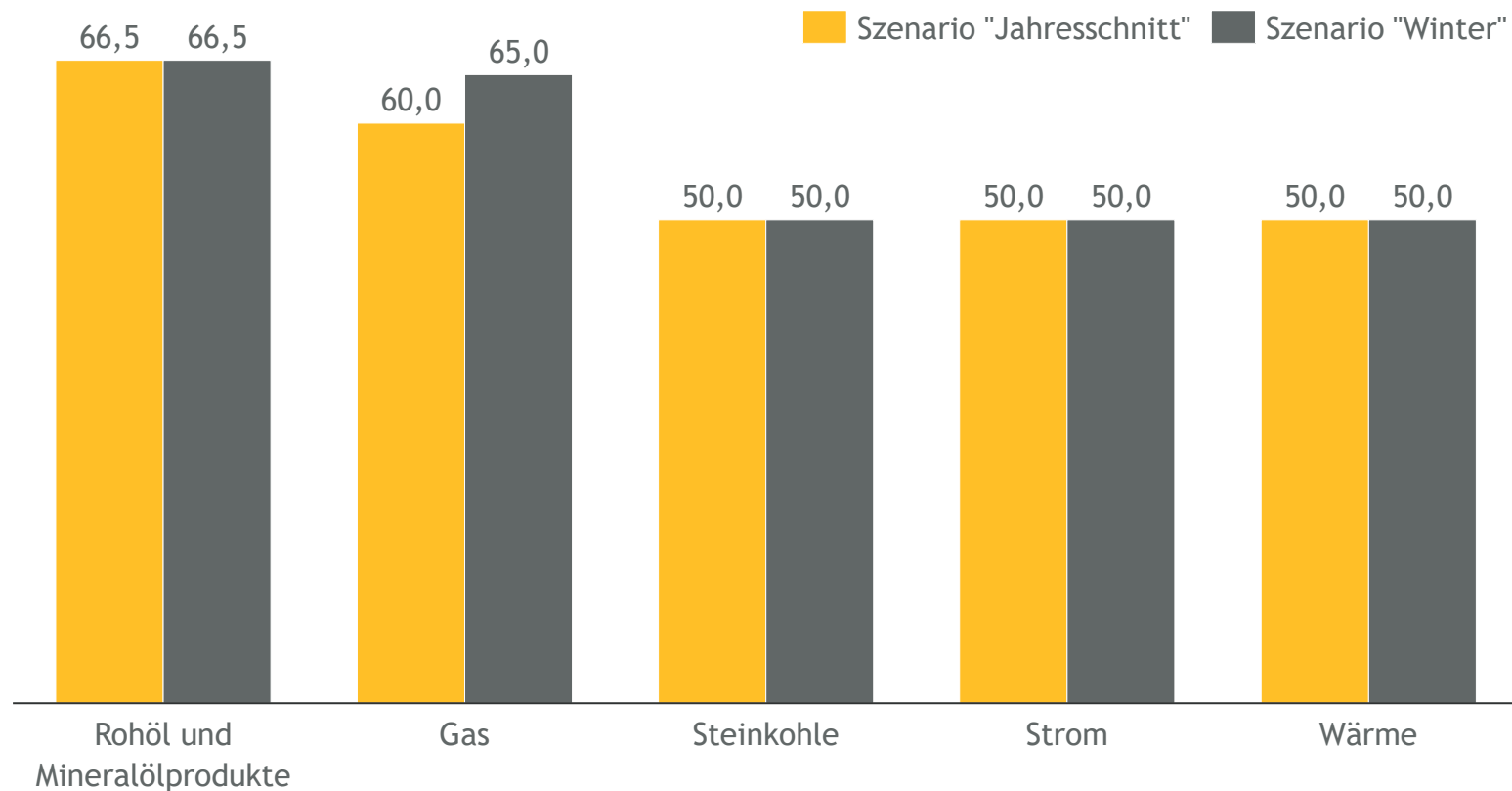
- Die Füllstände werden bei vorliegenden Informationen auf Basis von historischen Daten oder Experteneinschätzungen ermittelt.
- Falls keine Informationen vorliegen wird die vollständig wirtschaftliche Nutzung, also ein durchschnittlicher Füllstand von 50%, angenommen.

- Die angenommene gespeicherte Energiemenge pro Energieträger ergibt sich als Produkt der Speicherkapazitäten und dem durchschnittlichen Füllstand pro Energieträger.
- Energieträger, deren inländische Produktion den Verbrauch vollständig deckt, wurden nicht detailliert betrachtet.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Speicher im Bereich Mineralöl und Gas führen mit Füllständen von über 50% implizit eine Resilienzfunktion aus

Energieträgerspezifische Füllstände der Speicherinfrastruktur, 2023 [%]



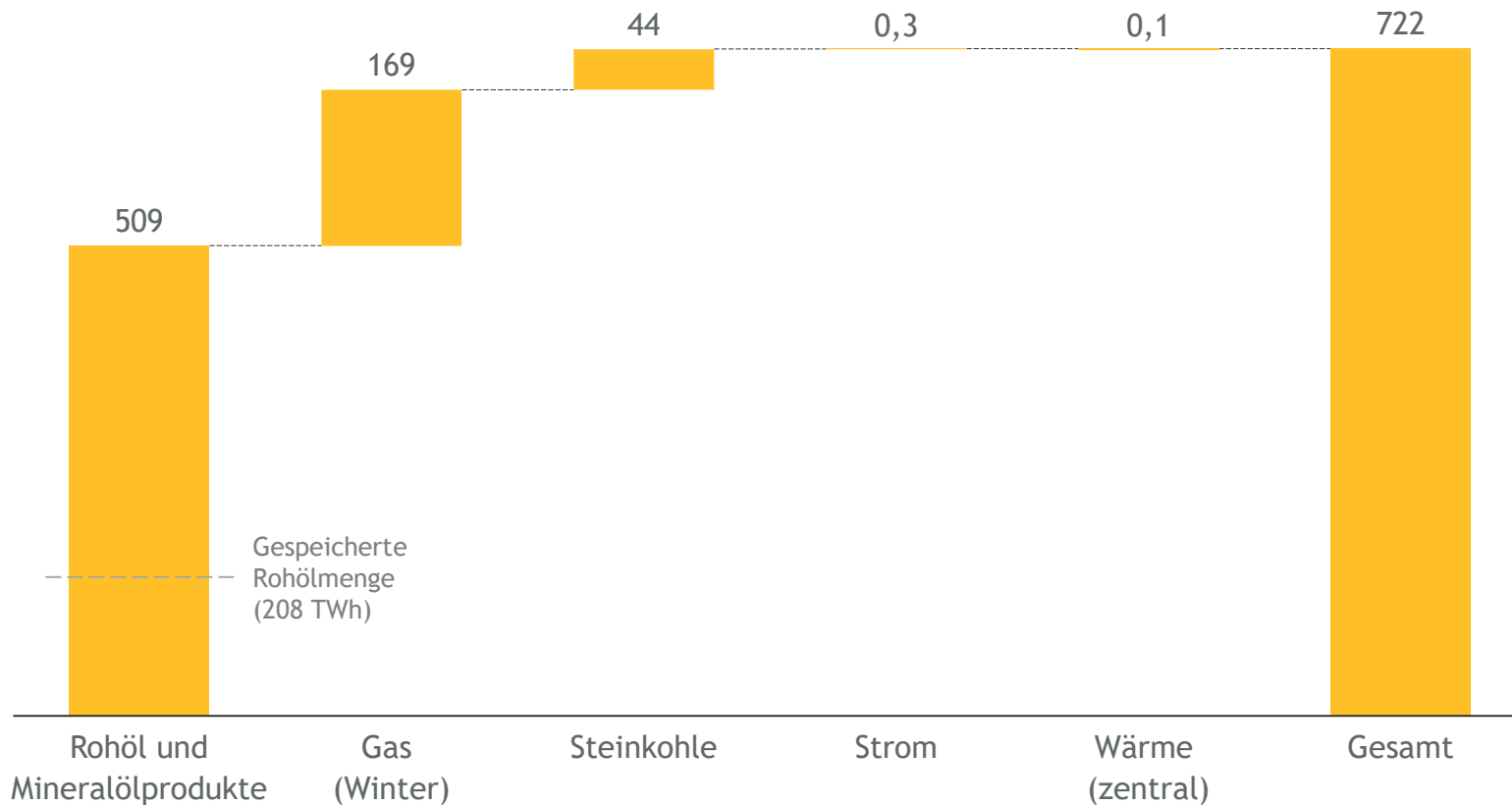
Kommentare

- Bei unbekanntem Füllstand wird angenommen, dass die Speicher wirtschaftlich genutzt werden, also einen Füllstand von 50% haben.
- Im Bereich von Rohöl und Mineralölprodukten gibt es einige Speicher, die eine Resilienzfunktion haben und dadurch hohe Füllstände aufweisen. Über alle Assets ergibt sich ein durchschnittlicher Füllstand von 66,5%.¹
- Der angenommene Füllstand der Gasspeicher wurde aus historischen Gasspeicherfüllständen² berechnet. Für diese Analyse wurde ein Füllstand zu 60% im Szenario „Jahresschnitt“ und zu 65% im Szenario „Winter“ angenommen.
- Mit Gas ist in der gesamten Analyse ein kohlenstoffbasiertes Gasgemisch gemeint, das hauptsächlich aus Methan besteht. Wasserstoff wird als separater Energieträger betrachtet.

1: [UTV \(2023a\)](#) | 2: [GIE \(2023\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

In Deutschland sind im Winter ca. 722 TWh an betrachteten Energieträgern gespeichert - Mineralöl macht ca. 71% davon aus

Angenommene gespeicherte Energiemengen pro Energieträger, 2023 [TWh]



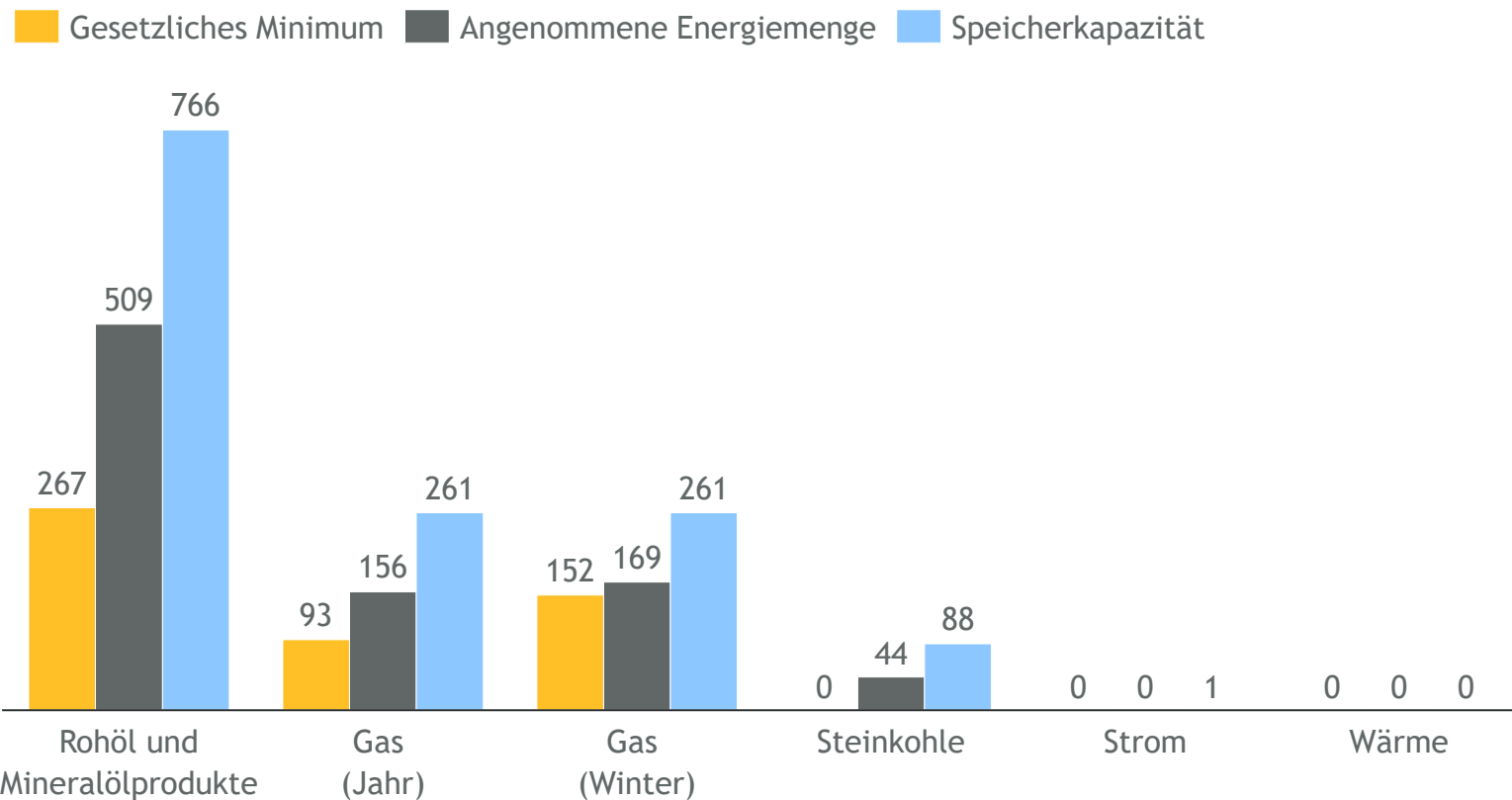
Kommentare

- Für die angenommenen gespeicherten Energiemengen wurden lediglich auf deutschem Hoheitsgebiet befindliche Speicher bzw. unmittelbar ins deutsche Energiesystem integrierte Speicher betrachtet.
- Der Primärenergieverbrauch im Jahr 2021 beträgt 3.456 TWh, die inländische Produktion 992 TWh und die importierte Energiemenge 2464 TWh.¹ Mit 722 TWh werden ca. 30% des importabhängigen Energiebedarfs vorgehalten.
- Strom- und zentrale Wärmespeicher werden im heutigen Energiesystem lediglich zur Flexibilitätsbereitstellung verwendet. Für die Resilienzbeurteilung sind sie vernachlässigbar.

1: [AGEB, \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die angenommenen Energiemengen befinden sich mittig zwischen gesetzlichem Minimum und Speicherkapazität

Intervalle für Energiemengen pro Energieträger [TWh]



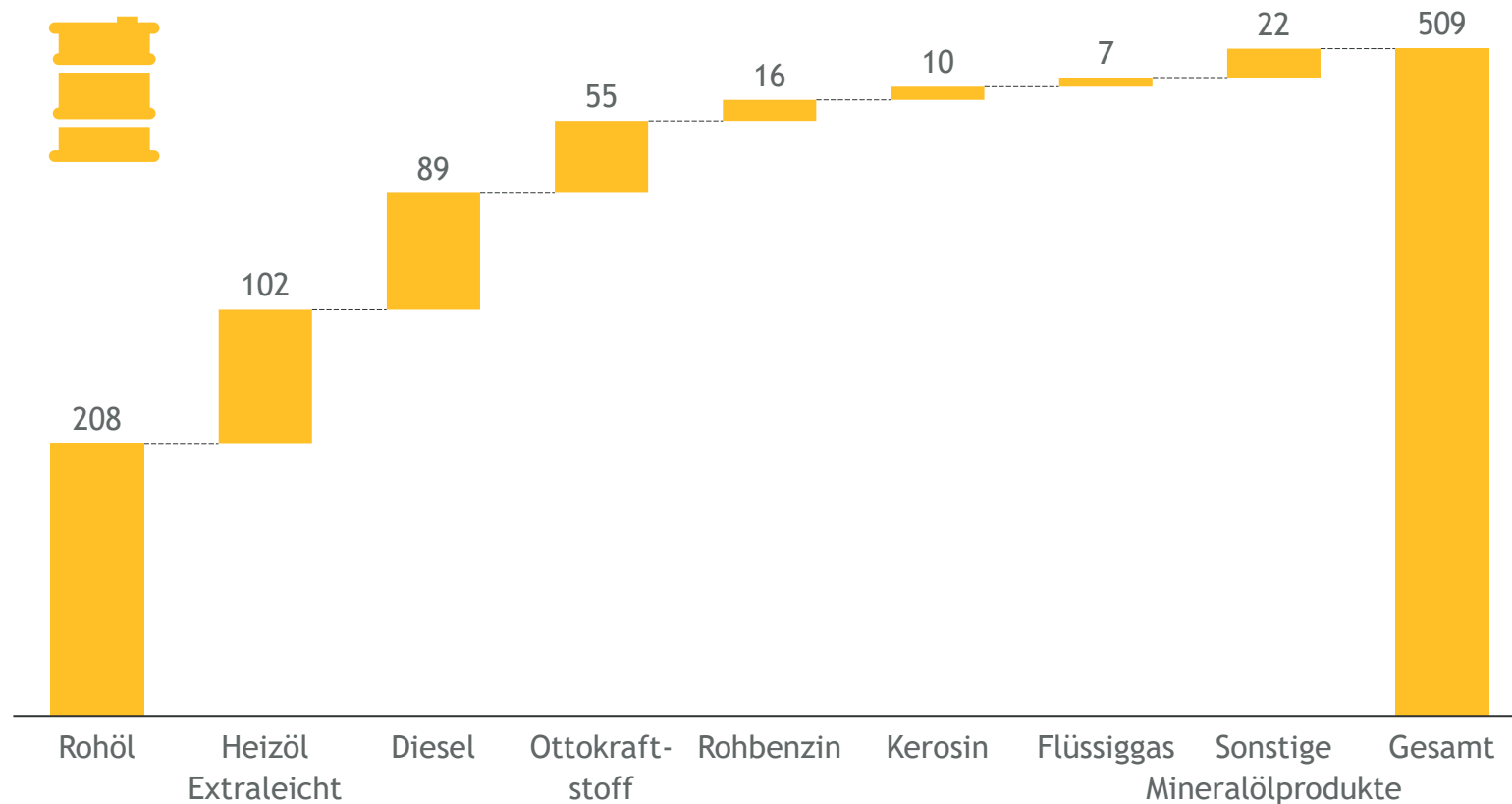
Kommentare

- Es bestehen lediglich für Mineralöl¹ und Gas² gesetzliche Mindestanforderungen für die vorgehaltene Energiemenge.
- Mindestanforderungen für Gas basieren auf Füllstandsvorgaben zu bestimmten Stichtagen bspw. für 1. Sep., 1. Okt., 1. Nov. Und 1. Feb. Die Vorgaben unterscheiden sich dadurch saisonal.
- Falls nicht anders bekannt wurden angenommene Energiemengen mit Füllständen von 50% berechnet. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass die Speicher vollständig wirtschaftlich genutzt werden.

1: [BfJ \(2012\)](#) | 2: [BReg \(2023\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Energiemengen für Mineralöl unterteilen sich in Rohöl und Mineralölprodukte - Rohöl macht mit ca. 40% größten Anteil aus

Angenommene gespeicherte Energiemengen für Rohöl und Mineralölprodukte [TWh]¹



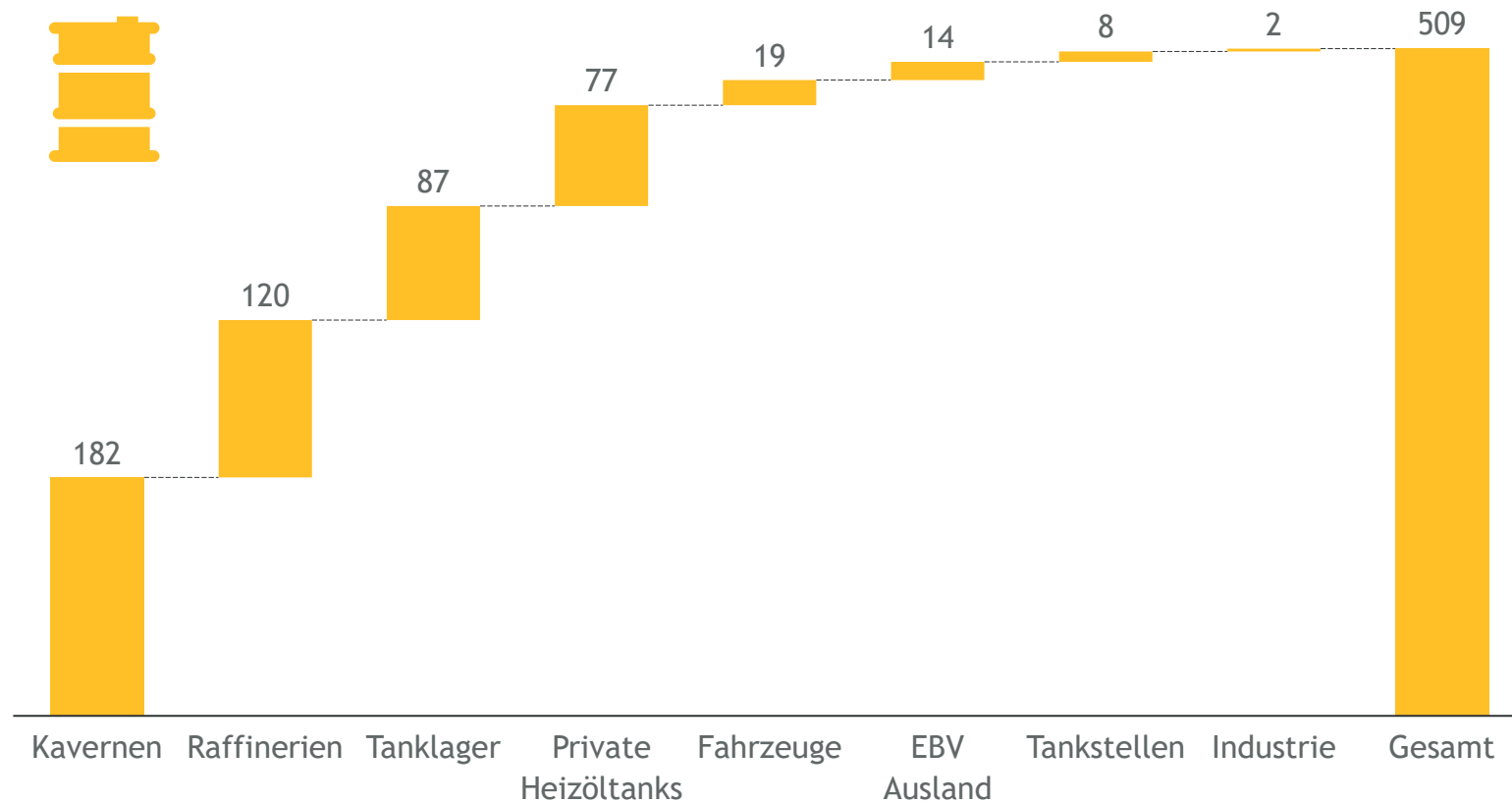
Kommentare

- Rohöl macht ca. 40% der gespeicherten Mineralölmenge aus. Es wird in Raffinerien weiterverarbeitet und erhöht so mittelbar auch die Resilienz der Nutzung der Mineralölprodukte.
- Die meistgenutzten Mineralölprodukte wie Heizöl Extraleicht, Diesel und Ottokraftstoff machen jeweils 10 - 20% der gespeicherten Energiemenge aus.
- Die restliche Energiemenge verteilt sich auf mehrere Mineralölprodukte. Kerosin als im Flugverkehr genutzter Energieträger und Rohbenzin (Naphtha) als in der Chemieindustrie eingesetzter Rohstoff können auch in Zukunft eine große Rolle spielen.

1: [UTV \(2023a\)](#) & eigene Berechnungen auf Basis [AGEB \(2022\)](#) & [KBA \(2023\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

60% der gespeicherten Mineralölmengen befinden sich in Kavernenspeichern sowie Raffineriespeichern

Angenommene gespeicherte Energiemengen für Rohöl und Mineralölprodukte [TWh]¹



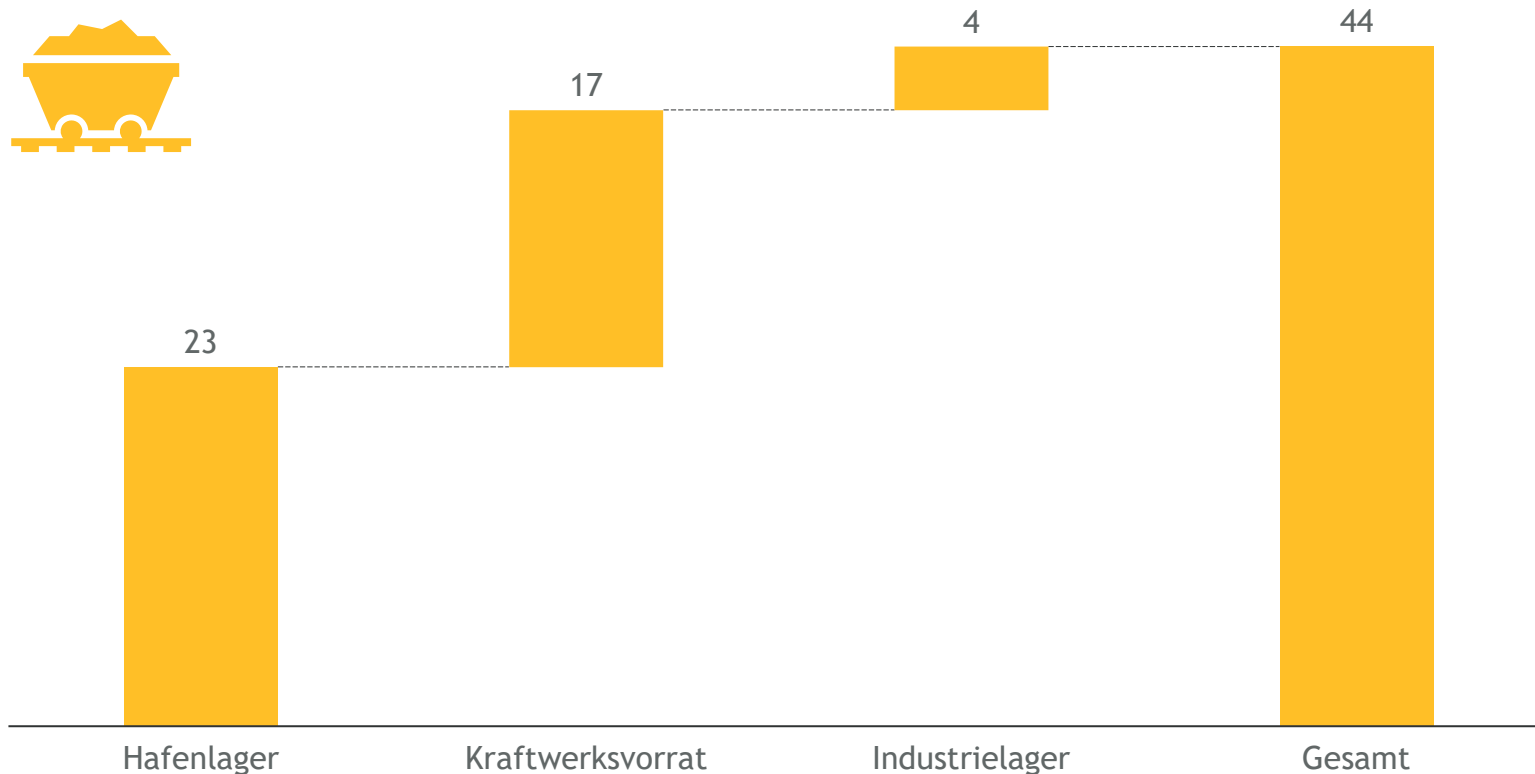
Kommentare

- Die Daten zur Ermittlung der gespeicherten Energiemenge für Rohöl und Mineralölprodukte stammen überwiegend direkt aus Datenbanken und Expertenschätzungen des UTV.
- Lediglich die gespeicherten Energiemengen von Fahrzeugen und Industrie wurden im Rahmen der Analyse auf Basis der KBA-Fahrzeugdaten sowie der Industrieverbräuche auf Basis der AGEB-Bilanz für 2021 abgeschätzt.
- Die höchsten Speichermengen liegen in Kavernen und Raffinerien vor. Tanklager folgen an dritter Stelle, vor den Speichermengen in privaten Heizöltanks.

1: [UTV \(2023a\)](#) & eigene Berechnungen auf Basis [AGEB \(2022\)](#) & [KBA \(2023\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Steinkohle zeigt deutlich geringere gespeicherte Energiemenge als Mineralöl und Gas - Vorrat liegt insb. an Häfen und Kraftwerken

Angenommene gespeicherte Energiemengen für Steinkohle [TWh]



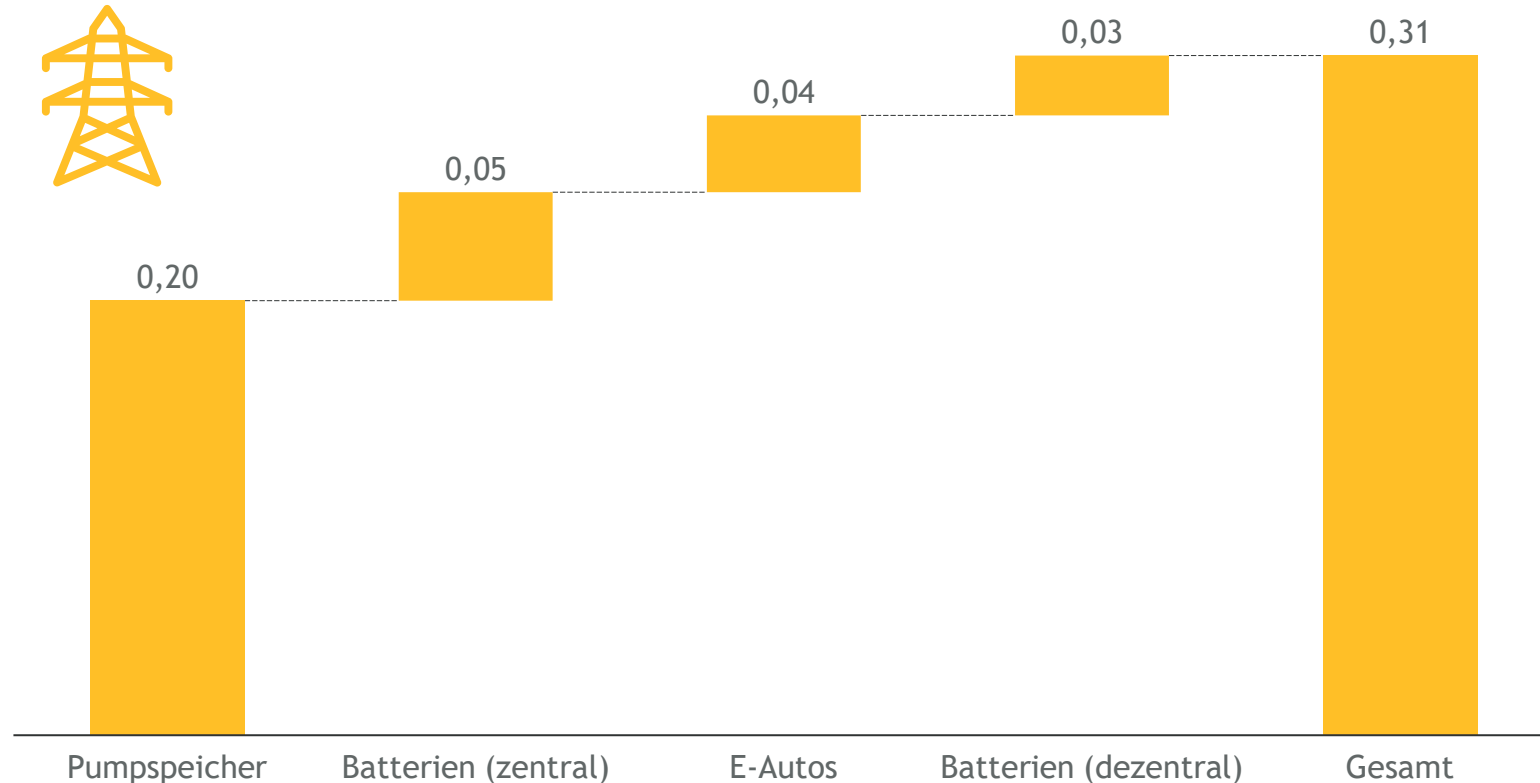
Kommentare

- Für Steinkohle gibt es keine gesetzlich vorgeschriebenen Speichermengen. Die Füllstände wurden für alle Speicher zu 50% angenommen.
- Nach Abschätzung machen Häfen den größten Anteil an Steinkohle aus.¹ Der Hafen von Rotterdam, ein großer Steinkohleumschlagspunkt für in Deutschland genutzte Steinkohle ist hier annahmegemäß nicht berücksichtigt.
- Für den Vorrat an Kraftwerksstandorten wurde eine Menge angenommen, die einen Volllastbetrieb von ca. 10 Tagen zulässt.²
- Vorgehaltene Mengen bei Kokereien, Hochöfen und anderen Industriebetrieben wurden durch die Annahme zur Vorhaltung von 5 Tagesverbräuchen nach der AGEB-Bilanz³ abgeschätzt.

1: Eigene Berechnung auf Basis von Hafendaten | 2: [Telepolis \(2023\)](#) | 3: [AGEB \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Stromspeicher sind im jetzigem Energiesystem nur als Beitrag zur Flexibilität zu betrachten und für die Resilienz vernachlässigbar

Angenommene gespeicherte Energiemengen für Strom [TWh]



Kommentare

- Die Füllstände für alle Speicher im Bereich Strom wurden zu 50% angenommen.
- Speicher im europäischen Ausland (bspw. Skandinavien, Österreich, Schweiz) sind aufgrund der geographischen Eingrenzung nicht Teil der Betrachtung.
- Pumpspeicher machen den größten Teil der gespeicherten Energiemenge des Energieträgers Strom aus. Zentrale Batteriespeicher wachsen im Anteil, stellen aber derzeit nur eine geringe gespeicherte Energiemenge zur Verfügung.¹
- Derzeit sind ca. 1.000.000 E-Autos² und 650.000 dezentrale Batterieheimspeicher³ ans Stromnetz angeschlossen. Die kumulierte Energiemenge entspricht ca. 0,07 TWh gespeicherter Energiemenge.

1: [Energy-Charts \(2023b\)](#) | 2: [KBA \(2023\)](#) | 3: [Figener et al. \(2023\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die gespeicherte Energiemengen für Gas und Wärme sind stark durch die Saisonalität der Nachfrage getrieben

Annahmen für Gas



- Laut GIE Datenbank¹ beträgt die Speicherkapazität der unterirdischen Speicher 261 TWh. Aufgrund kleinerer Speicherkapazität und unsicherer Datenbasis wurden andere Speicher nicht berücksichtigt.
- Aufgrund der Saisonalität des Gasverbrauchs und unterschiedlicher gesetzlicher Vorgaben werden für die Szenarien „Winter“ und „Jahresschnitt“ unterschiedliche Füllstände angenommen.
- Der angenommene Füllstand der Gasspeicher wurde aus den historischen Gasspeicherfüllständen¹ berechnet. Für die vorliegende Analyse wurde ein Füllstand zu 60% im Szenario „Jahresschnitt“ mit 156 TWh und zu 65% im Szenario „Winter“ mit 169 TWh angenommen.

Annahmen für Wärme

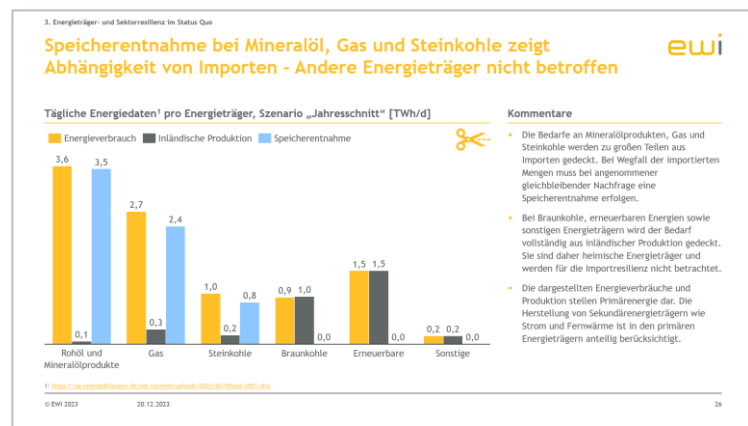


- Für Wärme wurden lediglich zentrale Wärmespeicher betrachtet. Aus der Datenbank der europäischen Energiespeichertechnologien und -anlagen² ergeben sich für zentrale Wärmespeicher eine Speicherkapazität von 0,26 TWh. Mit einer Füllstandsannahme von 50% ergibt sich 0,13 TWh als angenommene Energiemenge.
- Dezentrale Wärmespeicher wurden für die Betrachtung dieser Analyse ausgenommen, da sie die erzeugte Wärme nicht ans Netz zurückgeben können. Gemäß einer Abschätzung im Rahmen der Analyse ergäbe sich unter Berücksichtigung aller Gebäude in Deutschland für dezentrale Wärmespeicher eine Kapazität von ca. 2,2 TWh.
- Aufgrund der geringen Speichermenge von 0,1 TWh werden Wärmespeicher, so wie Stromspeicher mit 0,3 TWh, lediglich als Speicher zur Flexibilitätsbereitstellung angenommen und für die Resilienz Betrachtung vernachlässigt.

1: [GIE \(2023\)](#) | 2: [EU \(2020\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

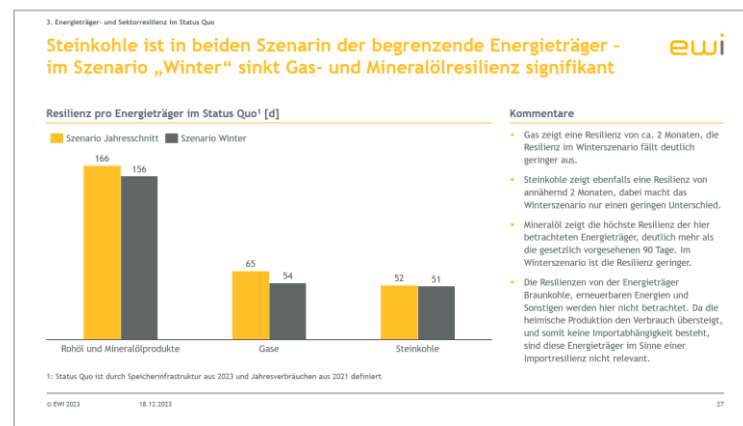
Kapitel 3: Energieträger- und Sektorresilienz im Status Quo - Übersicht

Betrachtung der Nachfrage



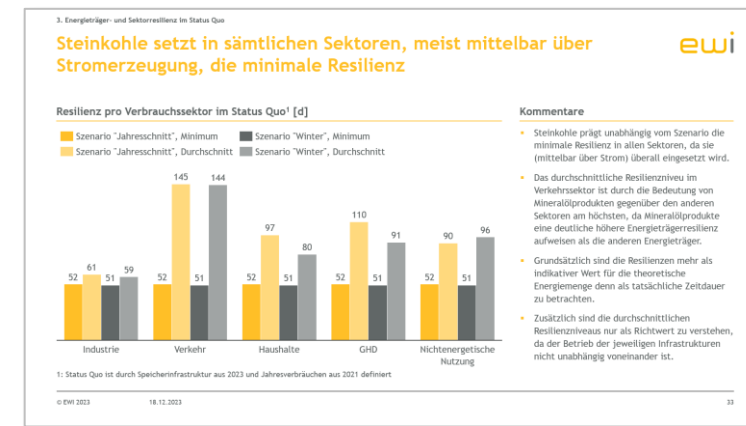
- Die Nachfrage nach Energieträgern wird für beide Szenarien „Jahresschnitt“ und „Winter“ analysiert.
- Die Differenz aus dem Energieverbrauch sowie der inländischen Produktion ergibt die tägliche Speicherentnahme.

Resilienz je Energieträger



- Die tägliche Speicherentnahme müsste annahmegemäß durch die Speichermengen in Deutschland gedeckt werden.
- Die Speicherkapazität geteilt durch die Speicherentnahme definiert das Resilienzniveau in Tagen je Energieträger.

Resilienz in Sektoren



- Die Verbrauchssektoren nutzen verschiedene Energieträger. Die Energieträgerresilienz wirkt sich unterschiedlich auf die sektorale Resilienz aus.
- Die minimale Sektorresilienz entspricht dem Minimum der Resilienzen der eingesetzten Energieträger, die durchschnittliche dem entnahmegewichteten Mittel.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die tägliche Speicherentnahme pro Energieträger wird aus Differenz von Verbrauch und inländischer Produktion berechnet

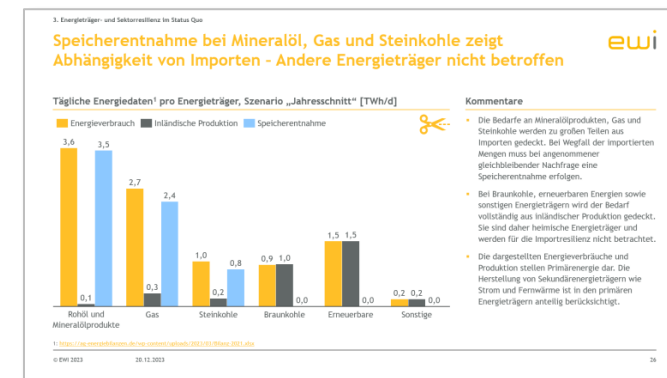
Verbrauch pro Energieträger

Energieträger	Standard												Monatlich											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gas	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000

Inländische Produktion pro Energieträger

Energieträger	Standard												Monatlich											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gas	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000

Speicherentnahme pro Energieträger



- Die Primärenergieverbräuche werden pro Energieträger aus den AGEB-Bilanzen 2021 entnommen und auf Tage bezogen.
- Für das Szenario „Winter“ werden die Werte zum Wärmeverbrauch und Stromerzeugung auf Basis monatlicher Daten angepasst. Die übrigen Werte sind konstant.

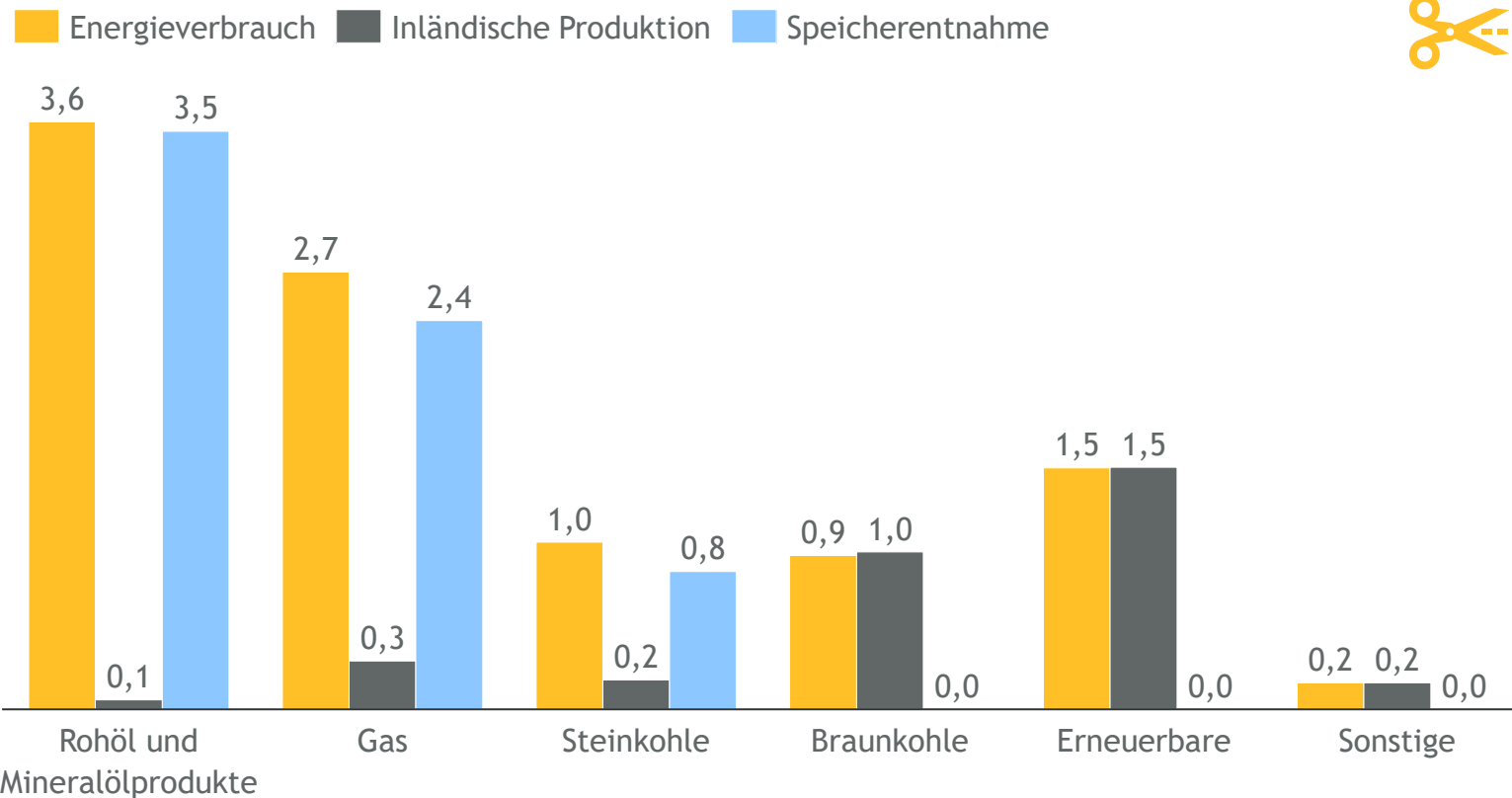
- Die jährlichen, inländische Produktionsdaten werden pro Energieträger aus den AGEB-Bilanzen 2021 entnommen und auf Tage bezogen.
- Für das Szenario „Winter“ wird die erneuerbare Stromerzeugung auf Basis monatlicher Daten angepasst.

- Aus der Differenz des täglichen Verbrauchs und inländischen Produktion pro Energieträger ergibt sich der Teil, der täglich durch Importe gedeckt werden muss.
- Im Szenario eines Importstopps entspricht dies der täglichen Entnahme aus den gespeicherten Energievorräten.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Speicherentnahme bei Mineralöl, Gas und Steinkohle zeigt Abhängigkeit von Importen - Andere Energieträger nicht betroffen

Tägliche Energiedaten¹ pro Energieträger, Szenario „Jahresschnitt“ [TWh/d]¹



Kommentare

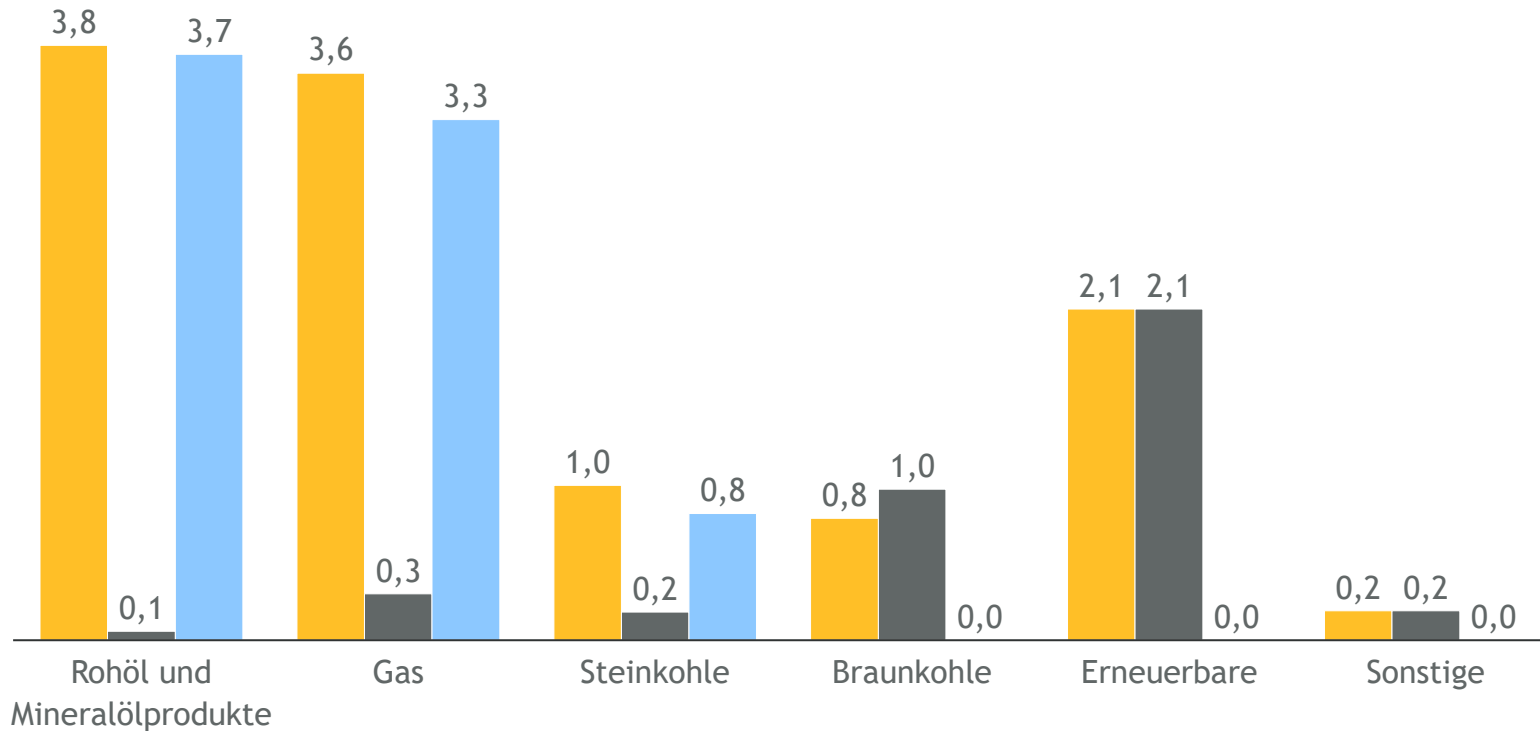
- Es wird von einem vollständig inelastischen Energieverbrauch bei einem Importstopp ausgegangen. Dies beinhaltet den fortgesetzten Export von Energieträgern laut AGEB-Bilanz für das Jahr 2021¹.
- Die Bedarfe an Mineralölprodukten, Gas und Steinkohle werden zu großen Teilen aus Importen gedeckt. Bei Wegfall der importierten Mengen muss bei angenommener gleichbleibender Nachfrage eine Speicherentnahme erfolgen.
- Bei Braunkohle, erneuerbaren Energien sowie sonstigen Energieträgern wird der Bedarf vollständig aus inländischer Produktion gedeckt. Sie sind daher heimische Energieträger und werden für die Importresilienz nicht betrachtet.

1: [AGEB \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Der Gasverbrauch steigt im Szenario „Winter“ im Vergleich zudem Szenario „Jahresschnitt“ deutlich

Tägliche Energiedaten pro Energieträger, Szenario „Winter“ [TWh/d]¹

■ Energieverbrauch
 ■ Inländische Produktion
 ■ Speicherentnahme



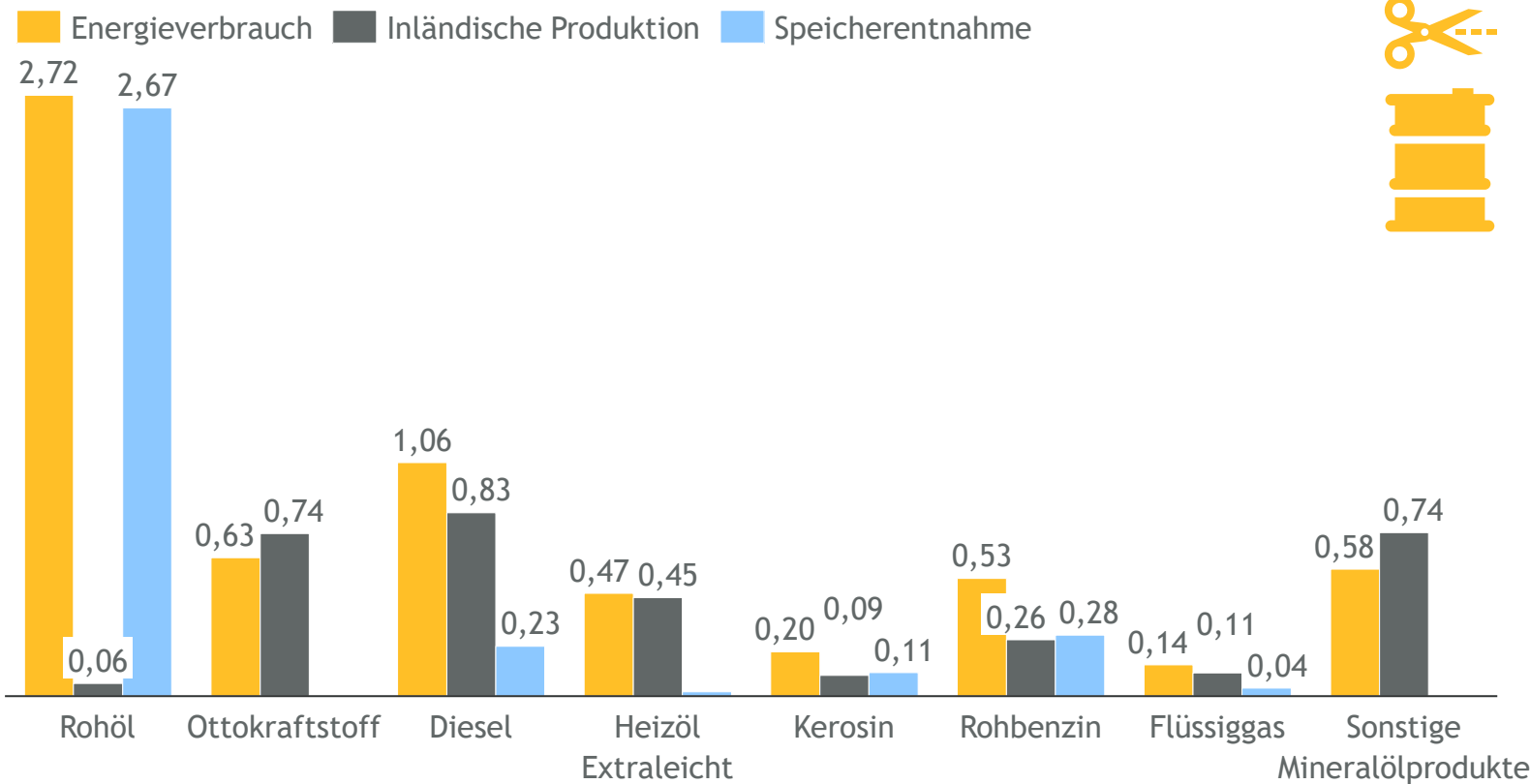
Kommentare

- Der Gasverbrauch steigert sich im Vergleich zum Szenario „Jahresschnitt“ um ca. 35%, der zusätzliche Verbrauch wirkt sich direkt auf die Speicherentnahme aus.
- Der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung steigert sich aufgrund höherer Produktion aus Windenergie. Diese übertreffen die geringere Einspeisung aus Solarenergie.
- Der Verbrauch von Stein- und Braunkohle fällt nur leicht aufgrund des steigenden Fernwärmebedarfs und der verringerten Stromerzeugung.
- Der Mineralölverbrauch wird durch den gesteigerten Heizölverbrauch leicht erhöht.

1: [AGEB \(2022\)](#) & eigene Berechnung basierend auf [Eurostat \(2023\)](#) & [Energy-Charts \(2023a\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicher aus 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Bei Rohöl zeigt sich große Abhängigkeit - Nach Wegfall von Rohöl würde sich Speicherentnahme für andere Produkte erhöhen

Tägliche Energiedaten pro Mineralölprodukt, Szenario „Jahresschnitt“ [TWh/d]¹



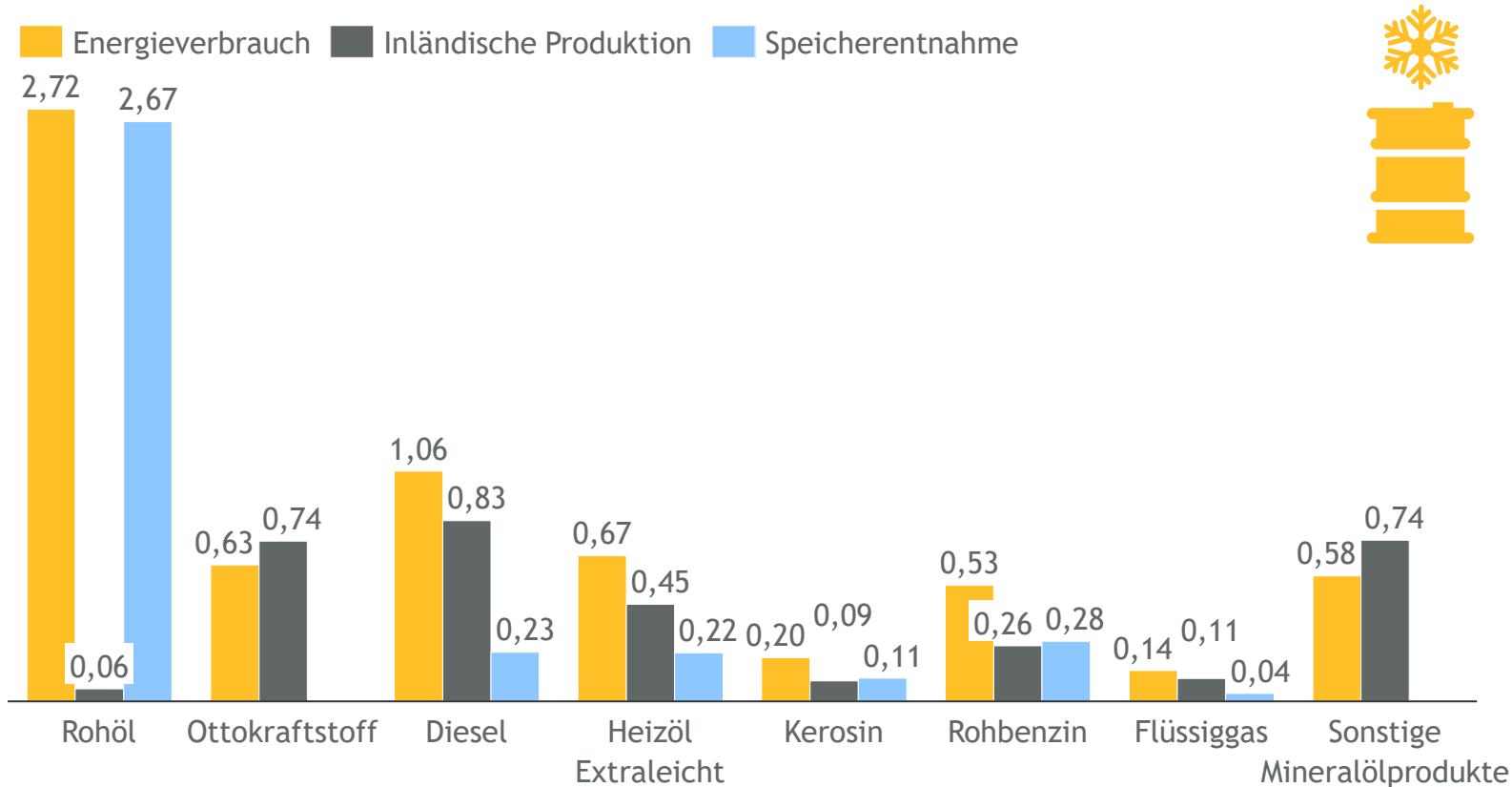
Kommentare

- Insbesondere der Rohölverbrauch wird im Regelfall in erster Linie durch Importe gedeckt.
- Folgeprodukte werden zu großen Teilen in heimischen Raffinerien produziert, mitunter aber auch in relevantem Umfang als Produkte importiert.
- Sobald das Rohöl vollständig aufgebraucht ist, fällt die inländische Produktion der restlichen Mineralölprodukte weg.
- Dadurch ergeben sich für die einzelnen Mineralölprodukte jeweils Resilienzwerte, obwohl die Produktion aus Rohöl den eigentlichen Endverbrauch übersteigt.

1: [AGEB \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Für Szenario „Winter“ wurde bei Mineralöl lediglich ein gesteigerter Verbrauch von Heizöl Extraleicht angenommen

Tägliche Energiedaten pro Mineralölprodukt, Szenario „Winter“ [TWh/d]¹



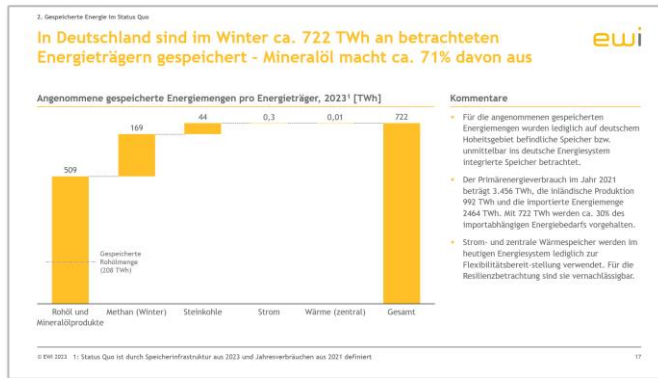
Kommentare

- Im Szenario „Winter“ erhöht sich der Verbrauch von Heizöl Extraleicht um ca. 40%.
- Der Verbrauch der anderen Mineralölprodukte wird insbesondere durch den nichtenergetischen Verbrauch sowie den Verkehrssektor getrieben. Da der Verbrauch in diesen Sektoren als konstant angenommen wird, wirkt sich das Szenario „Winter“ nur auf den Verbrauch von Heizöl Extraleicht aus.

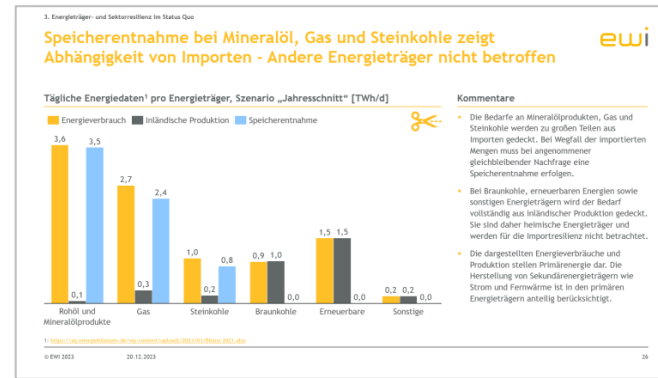
1: [AGEB \(2022\)](#) & eigene Berechnung basierend auf [Eurostat \(2023\)](#) & [Energy-Charts \(2023a\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicher aus 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Das Resilienzniveau wird berechnet, indem die gespeicherte Energiemenge durch die tägliche Speicherentnahme dividiert wird

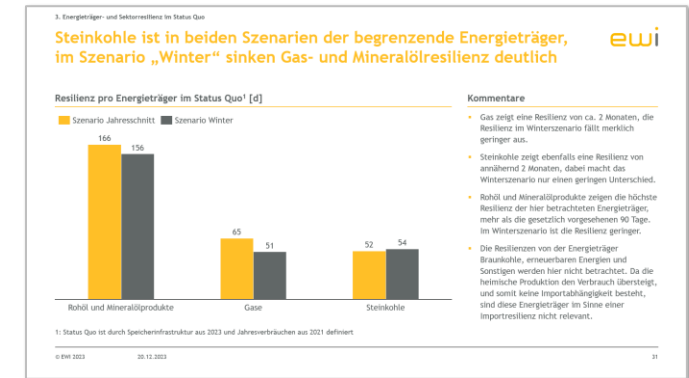
Gespeicherte Energiemenge



Tägliche Speicherentnahme



Resilienz pro Energieträger



- Die angenommene gespeicherte Energiemenge wurde für Energieträger berechnet. Die Energiemengen sind für die meisten Energieträger über beide Szenarien hinweg gleich.
- Lediglich Gas unterscheidet sich mit höherem Füllstand im Szenario „Winter“ (169 TWh) vom Szenario „Jahresschnitt“ (156 TWh).

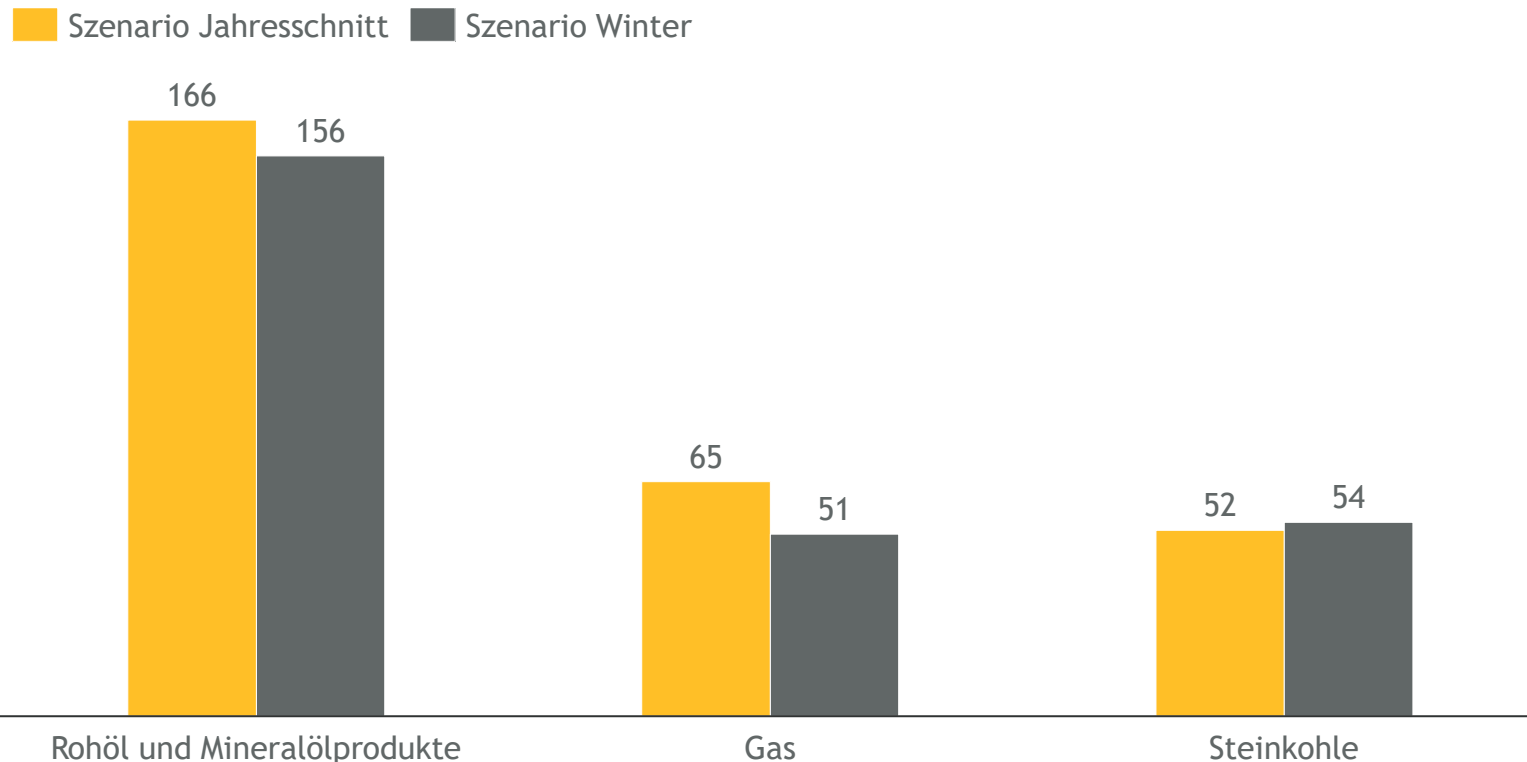
- Die tägliche Speicherentnahme wird aus der Differenz von täglichem Verbrauch und täglicher Produktion berechnet.
- Im Szenario „Winter“ unterscheiden sich die täglichen Verbräuche und Produktion nur für Wärme und Strom.

- Die berechneten Resilienzen werden pro Szenario pro Energieträger bzw. Mineralölprodukt dargestellt.
- Die Resilienzen sind als indikativer Wert zur Kontextualisierung der gespeicherten Energiemenge denn als tatsächliche Zeitdauer zu betrachten.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Steinkohle ist im „Jahresschnitt“ der begrenzende Energieträger, Gas im Szenario „Winter“ durch deutlich fallende Resilienz

Resilienz pro Energieträger im Status Quo [d]



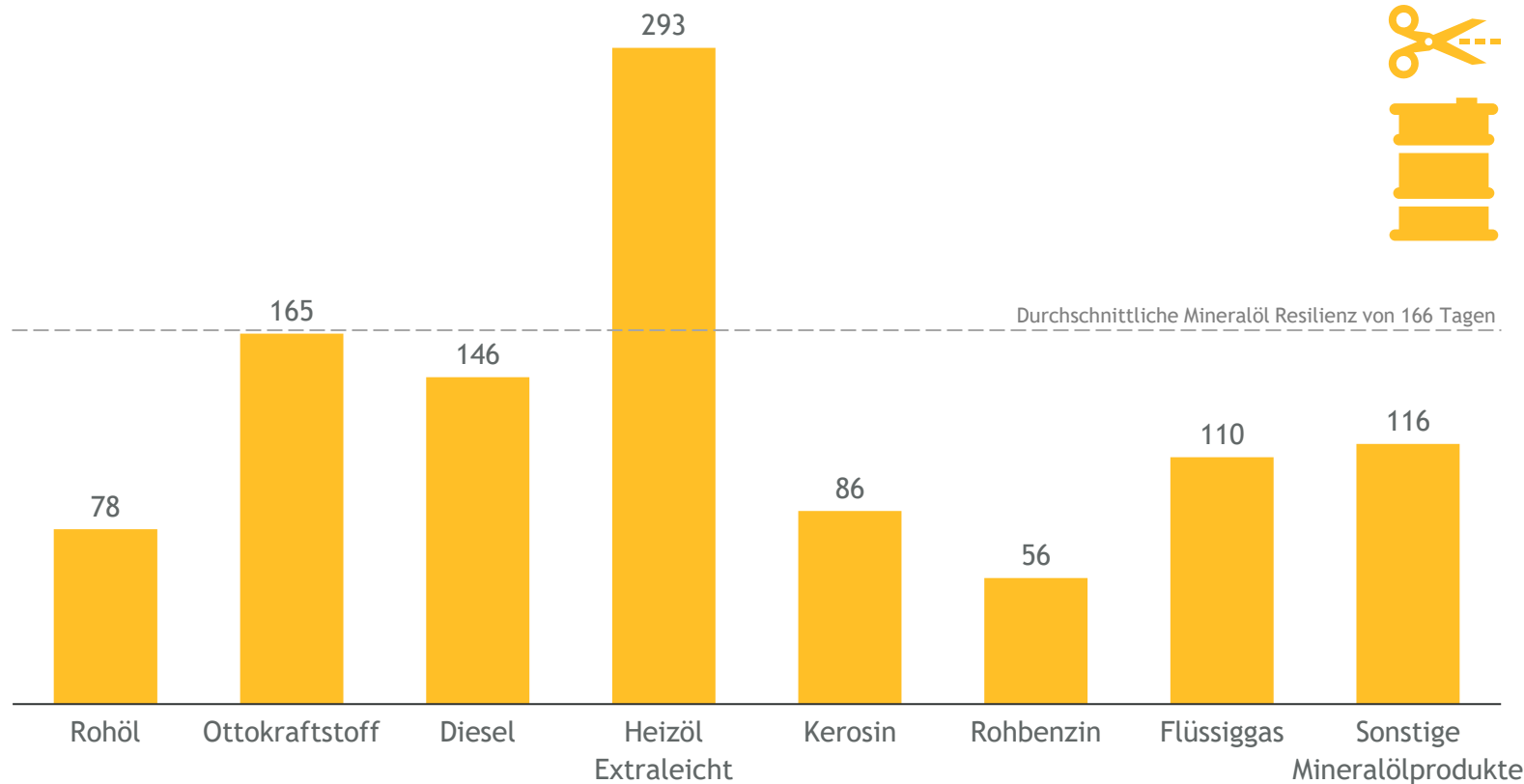
Kommentare

- Gas zeigt eine Resilienz von ca. 2 Monaten, die Resilienz im Winterszenario fällt merklich geringer aus.
- Steinkohle zeigt ebenfalls eine Resilienz von annähernd 2 Monaten, dabei macht das Winterszenario nur einen geringen Unterschied.
- Rohöl und Mineralölprodukte zeigen die höchste Resilienz der hier betrachteten Energieträger, mehr als die gesetzlich vorgesehenen 90 Tage. Im Winterszenario ist die Resilienz geringer.
- Die Resilienzen von der Energieträger Braunkohle, erneuerbaren Energien und Sonstigen werden hier nicht betrachtet. Da die heimische Produktion den Verbrauch übersteigt, und somit keine Importabhängigkeit besteht, sind diese Energieträger im Sinne einer Importresilienz nicht relevant.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die Mineralölprodukte weisen überwiegend geringere Resilienz als das Mittel auf - Heizöl Extraleicht zieht den Schnitt nach oben

Resilienz pro Mineralölprodukt im Status Quo [d], Szenario „Jahresschnitt“ [TWh/d]



Kommentare

- Die Resilienz der Mineralölprodukte ist abhängig von der Rohölresilienz, da diese zum Großteil innerhalb Deutschlands aus Rohöl hergestellt werden. Sobald das Rohöl vollständig aufgebraucht ist, fällt die inländische Produktion der Mineralölprodukte weg und die tägliche Speichorentnahme steigt deutlich.
- Rohbenzin stellt das Produkt mit der geringsten Resilienz dar - es ist für die Erzeugung chemischer Produkte im Bereich der nichtenergetischen Nutzung relevant.
- Die Resilienz von Heizöl Extraleicht ist mit Abstand am höchsten - im Szenario „Winter“ läge es durch den erhöhten Verbrauch bei 205 Wintertagen.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Für die Sektorverbräuche werden die Endenergieverbräuche und Verbräuche für Sekundärenergieträger summiert

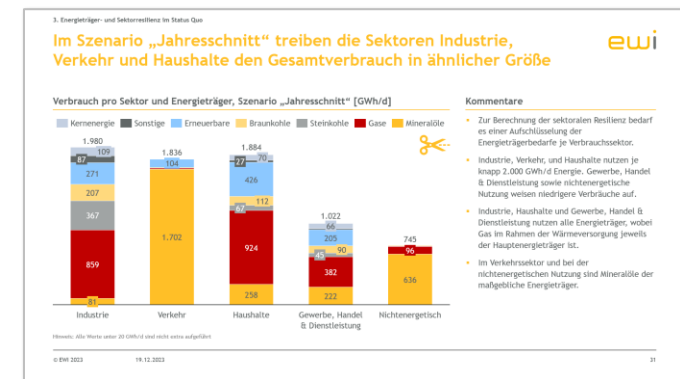
Endenergieverbrauch in Sektoren

Verbrauch für Sekundärenergieträger

Verbräuche in den Sektoren

Energiebilanz der Bundesrepublik 2021	Zeile	Steinkohlen				Braunkohlen			
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
		Kohle	Briketts	Koks	Andere Steinkohlen- produkte	Kohle	Briketts	Andere Braunkohlen- produkte	Braunkohle
Stand: 31.01.2023 (endgültige Daten)									
Energieverbrauch im Umwandlungsbereich	40	-	-	-	-	4 757	262	108	
Fischerei u. Landwirtschaft	41	-	-	-	-	-	-	-	
ENERGIESEKTOR IM NULIUMWANDLUNGSBILANZ	42	238 127	2 072	139 743	-	14 404	19 196	61 150	
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	43	388	-	2 722	-	256	-	13 239	
Statische Differenzen	44	-13 072	-	-11 214	-	-8 756	-	-10 221	
ENDENERGIEVERBRAUCH	45	224 667	2 072	148 235	-	5 391	19 066	64 132	
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	46	-	-	63	-	-	0	2 537	
Ernährung und Tabak	47	2 441	-	-	-	1 293	-	1 069	
Papiergewerbe	48	4 209	-	-	-	2 299	-	1 696	
Grundstoffchemie	49	10 591	-	-	-	1 518	-	1 300	
Sonstige chemische Industrie	50	1 291	-	16	-	2 581	-	-	
Gummi u. Kunststoffwaren	51	-	-	-	-	-	-	-	
Glas u. Keram.	52	-	-	2	-	-	-	-	
Verarbeitung v. Steine u. Erden	53	9 669	-	2 808	-	-	1	43 477	
Metallerzeugung	54	189 309	-	136 402	-	-	-	13 624	
Metallwerke - gitterreisen	55	694	-	8 185	-	-	-	7	
Metallbearbeitung	56	1	-	-	-	-	-	0	
Maschinenbau	57	490	-	52	-	-	-	45	
Fahrzeugbau	58	5 799	-	-	-	-	-	-	
Sonstige Wirtschaftszweige	59	130	-	36	-	-	-	68	
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe	60	224 585	-	148 235	-	5 391	3 006	64 132	
Verkehr insgesamt	65	-	-	-	-	-	-	-	
Haushalte	66	81	2 072	-	-	-	-	12 460	
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	67	32	-	-	-	-	-	-	

Energieträger	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	
Braunkohle	TJ	1.570	1.654	1.608	1.503	1.383	1.261	1.273	1.200	1.161	1.050	942
Braunkohle	PJ	1.796	1.854	1.820	1.750	1.630	1.530	1.540	1.470	1.420	1.310	1.220
Mittelsteinkohle	TJ	111	137	123	101	97	83	90	85	87	85	87
Mittelsteinkohle	PJ	129	160	145	116	111	121	127	122	125	124	124
Steinkohle	TJ	113	131	123	102	104	97	83	90	85	87	87
Steinkohle	PJ	132	152	143	121	123	115	122	117	120	118	118
Braunkohle	TJ	111	127	123	102	104	97	83	90	85	87	87
Braunkohle	PJ	132	152	143	121	123	115	122	117	120	118	118
Erneuerbare	TJ	16	18	19	20	22	26	30	37	41	46	51
Erneuerbare	PJ	1.843	1.958	2.120	2.174	2.400	2.800	3.200	3.750	4.170	4.710	5.240

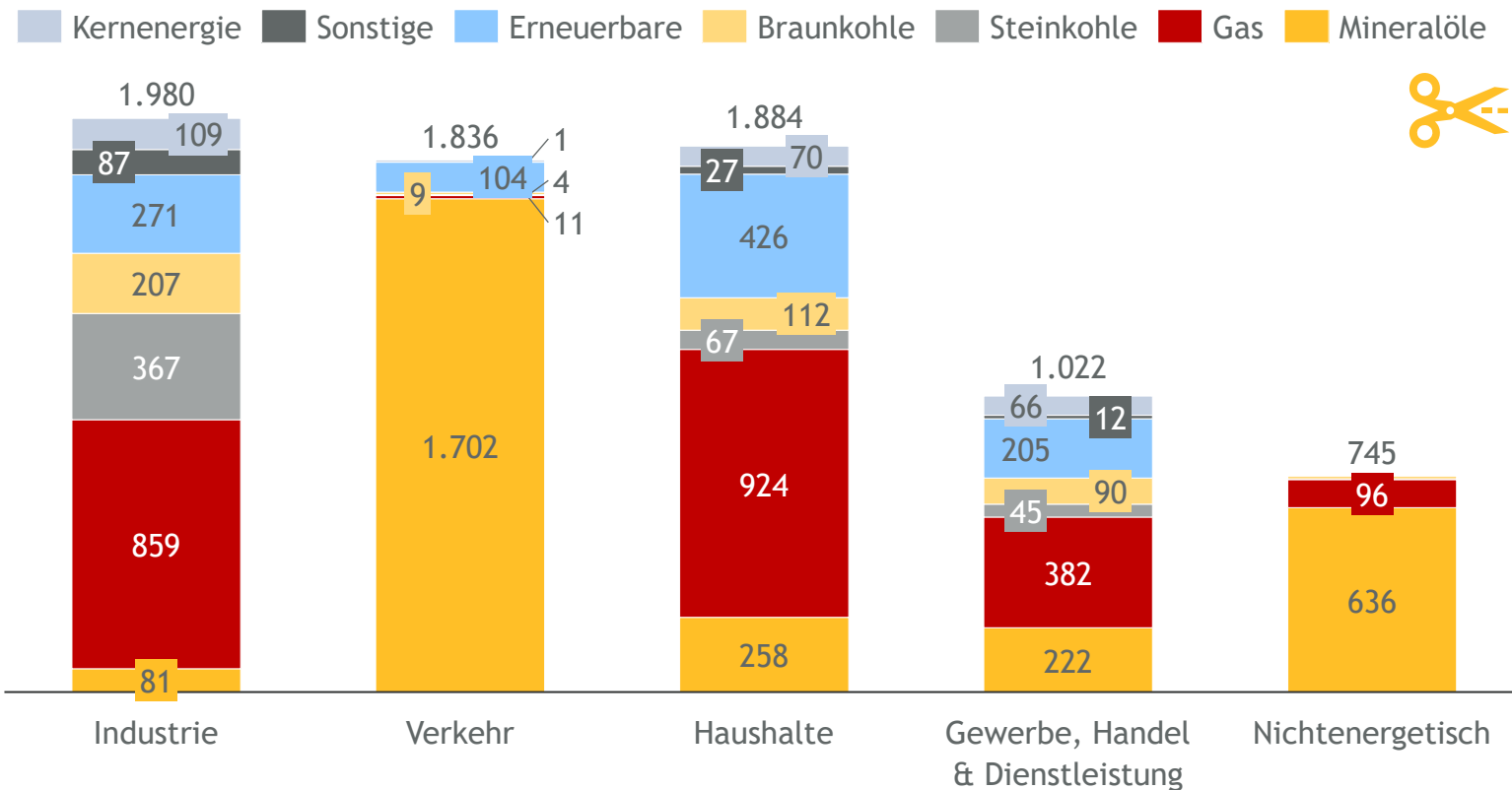


- Die Endenergieverbräuche werden pro Sektor und Energieträger aus den AGEB-Bilanzen 2021 entnommen und auf Tage bezogen.
- Für das Szenario „Winter“ werden die Werte zum Wärmeverbrauch auf Basis von monatlichen Gasnachfragedaten angepasst. Die übrigen Werte bleiben gleich.
- Der Strom- und Fernwärmeverbrauch werden über einen Schlüssel zum Primärenergieaufwand auf die Energieträger übertragen. Der Schlüssel wird auf Basis der AGEB-Daten berechnet.
- Im Szenario „Winter“ wird die erhöhte erneuerbare Einspeisung beim Strom berücksichtigt.
- Aus der Summe des Endenergieverbrauchs und dem Primärenergieverbrauch für Sekundärenergieträger werden die Sektorverbräuche berechnet.
- Die Verbräuche unterscheiden sich im Szenario „Winter“ für fast alle Energieträger leicht, da sich der Verbrauch der Stromerzeugung ändert.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Im Szenario „Jahresschnitt“ treiben die Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalte den Gesamtverbrauch in ähnlicher Größe

Verbrauch pro Sektor und Energieträger, Szenario „Jahresschnitt“ [GWh/d]¹



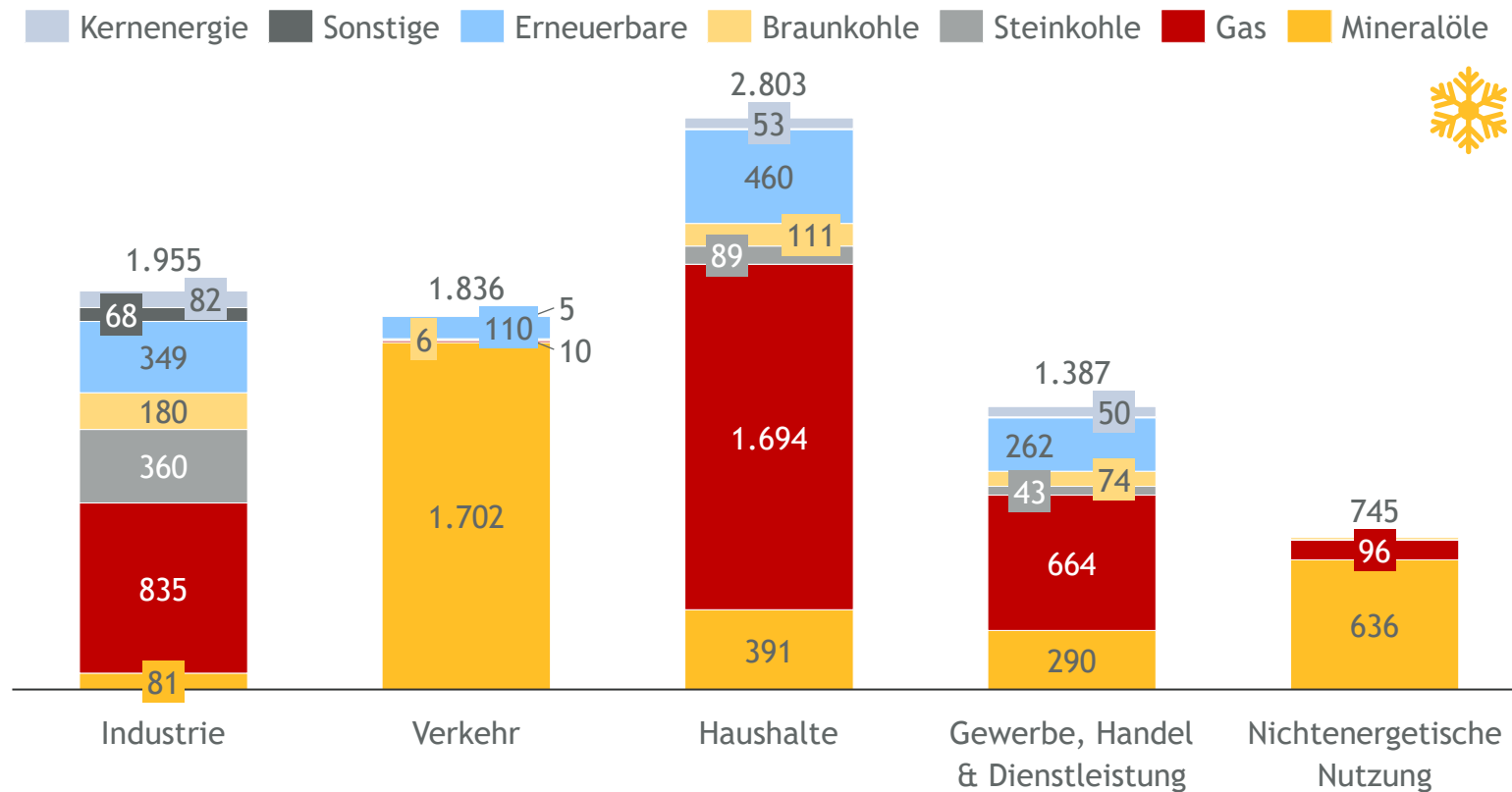
Kommentare

- Zur Berechnung der sektoralen Resilienz bedarf es einer Aufschlüsselung der Energieträgerbedarfe je Verbrauchssektor.
- Industrie, Verkehr, und Haushalte nutzen je knapp 2.000 GWh/d Energie. Gewerbe, Handel & Dienstleistung sowie nichtenergetische Nutzung weisen niedrigere Verbräuche auf.
- Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistung nutzen alle Energieträger, wobei Gas im Rahmen der Wärmeversorgung jeweils der Hauptenergieträger ist.
- Im Verkehrssektor und bei der nicht-energetischen Nutzung sind Mineralölprodukte der maßgebliche Energieträger.
- Die Herstellung von Sekundärenergieträgern wie Strom und Fernwärme ist in den primären Energieträgern anteilig berücksichtigt.

1: [AGEB \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Im Szenario „Winter“ sticht der Haushaltssektor mit einem stark erhöhten Gasverbrauch zur Wärmeerzeugung heraus

Energieverbrauch pro Sektor und Energieträger, Szenario „Winter“ [GWh/d]¹



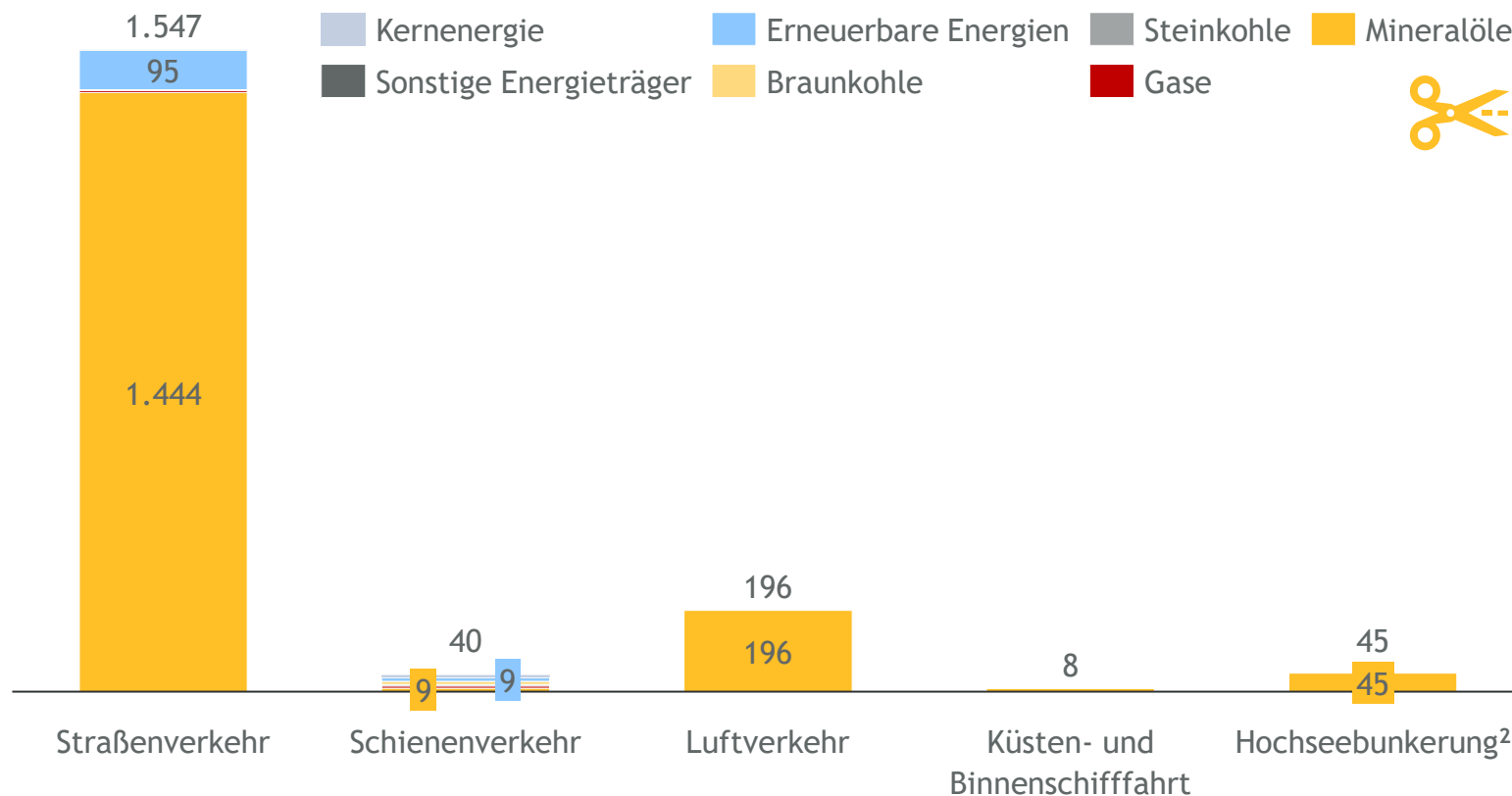
Kommentare

- Im Szenario „Winter“ zeigt sich ein deutlich erhöhter Gas- und ein leicht erhöhter Ölbedarf in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistung.
- Durch die Heizungsnutzung ist die Energienachfrage im Winter in den Haushalten deutlich höher als in Industrie und Verkehr.
- Während Gase im Jahresschnitt etwa die Hälfte des Energiebedarfes im Haushaltssektor decken, sind es im Winter fast zwei Drittel.
- Die Herstellung von Sekundärenergieträgern wie Strom und Fernwärme ist in den primären Energieträgern anteilig berücksichtigt.

1: [AGEB \(2022\)](#) & eigene Berechnung basierend auf [Eurostat \(2023\)](#) & [Energy-Charts \(2023a\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicher aus 2023 und Jahresverbräuchen aus 2021 definiert.

Straßenverkehr macht größten Verbrauchsanteil im Verkehr aus - Verbrauch wird fast vollständig durch Mineralölprodukte gedeckt

Verbrauch pro Energieträger und Verkehrsträger, Szenario „Jahresschnitt“ [GWh/d]¹



Kommentare

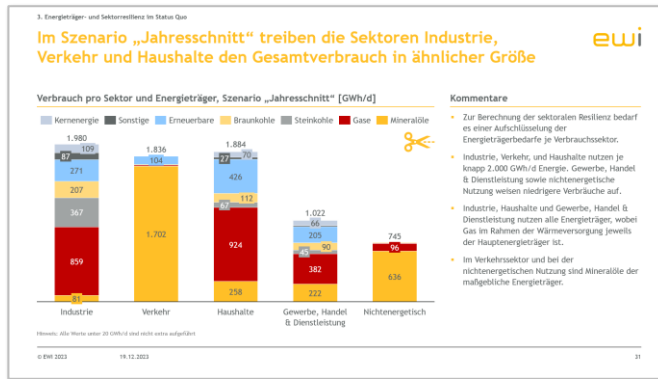
- Der Verbrauch im Verkehrssektor wurde wegen geringer Nachfragesaisonalität nur für das Szenario „Jahresschnitt“ aufgeschlüsselt.
- Der Straßenverkehr stellt ca. 85% des Energieverbrauchs im Verkehrssektor. Der Verbrauch in allen Sektoren wird überwiegend durch Mineralölprodukte gedeckt.
- Erneuerbare Energien machen ca. 6% des Energieverbrauchs im Verkehrssektor aus und sind nach Mineralölprodukten zweitmeistgenutzter Energieträger.
- Die Herstellung von Sekundärenergieträgern wie Strom ist in den primären Energieträgern anteilig berücksichtigt.

1: [AGEB \(2022\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

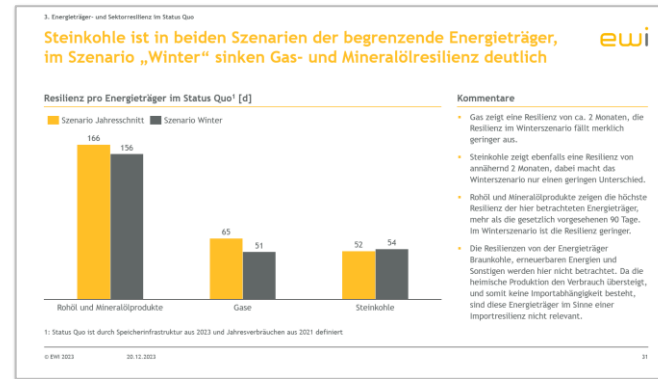
2: Hochseebunkerung bezeichnet den Energieträgereinsatz für die Hochseeschifffahrt

Resilienz-niveaus in den Sektoren werden auf Basis der Resilienzen pro Energieträger und anteiligen Verbräuche berechnet

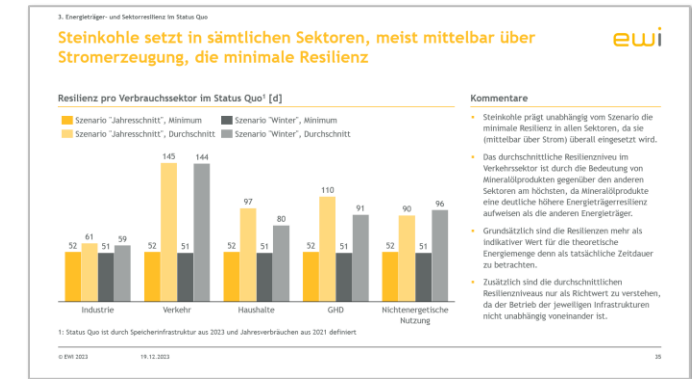
Anteilige Verbräuche in Sektoren



Resilienz pro Energieträger



Resilienzen pro Verbrauchssektor



- In den Verbrauchssektoren unterscheiden sich Anteile von Energieträgern am Gesamtverbrauch im jeweiligen Sektor.
- Die täglichen Verbräuche unterscheiden sich im Szenario „Winter“ für Wärme deutlich. Die Stromerzeugung zeigt auch leichte Unterschiede.

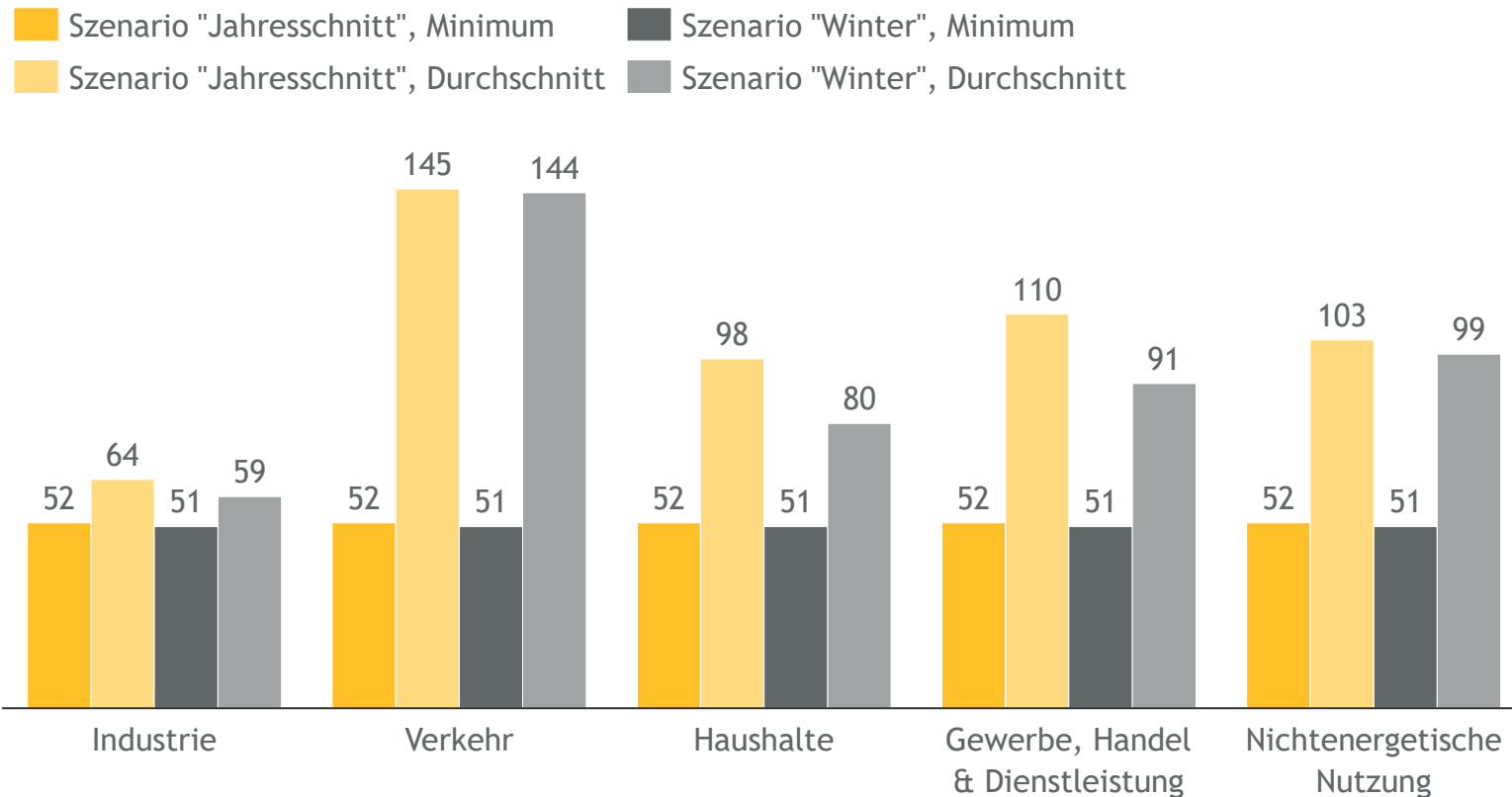
- Die zuvor berechneten Resilienzen pro Energieträger und Mineralölprodukt bilden die Basis für die Resilienzen in den Verbrauchssektoren.
- Alle im Verbrauchssektor verwendeten Energieträger und Mineralölprodukte werden einzeln berücksichtigt.

- Die minimale Resilienz ist die niedrigste Resilienz der genutzten Energieträger und stellt die zuerst auftretende Knappheit bei durchschnittlichem Verbrauchsverhalten dar.
- Die durchschnittliche Resilienz ist das Produkt aus anteiligen Endenergieverbräuchen pro Energieträger und jeweiligem Resilienzwert.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Steinkohle und Gas setzen szenarioabhängig in allen Sektoren, meist mittelbar über Stromerzeugung, die minimale Resilienz

Resilienz pro Verbrauchssektor im Status Quo¹ [d]



Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

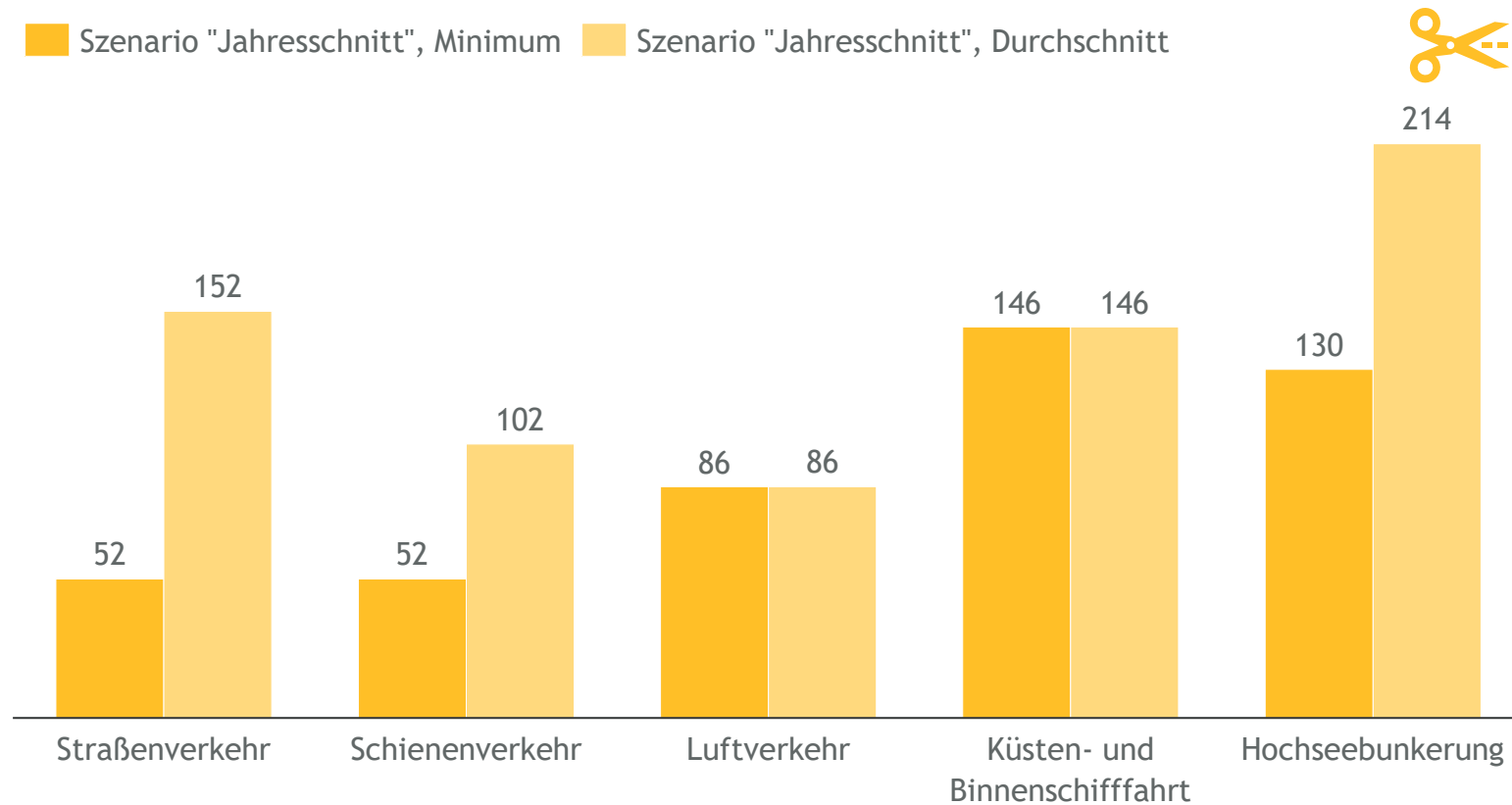
Kommentare

- Steinkohle und Gas prägen abhängig vom Szenario die minimale Resilienz in allen Sektoren, da sie (mittelbar über Strom) überall eingesetzt werden.
- Das durchschnittliche Resilienzniveau im Verkehrssektor ist durch die Bedeutung von Mineralölprodukten gegenüber den anderen Sektoren am höchsten, da Mineralölprodukte eine deutliche höhere Energieträgerresilienz aufweisen als die anderen Energieträger.
- Grundsätzlich sind die Resilienzen mehr als indikativer Wert für die theoretische Energiemenge denn als tatsächliche Zeitdauer zu betrachten.
- Zusätzlich sind die durchschnittlichen Resilienzniveaus deswegen nur als Richtwert zu verstehen, da der Betrieb der Infrastrukturen nicht unabhängig voneinander ist.

Die Resilienz der einzelnen Verkehrsträger ist stark von den verwendeten Mineralölprodukten abhängig

Resilienz pro Verkehrsträger, Szenario „Jahresschnitt“ [d]

■ Szenario "Jahresschnitt", Minimum ■ Szenario "Jahresschnitt", Durchschnitt



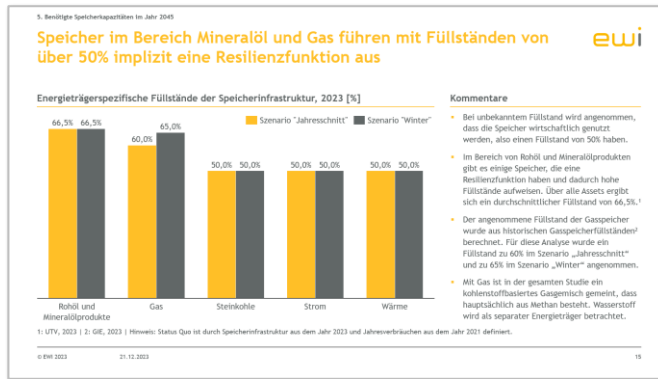
Kommentare

- Die Resilienz im Verkehrssektor wurde wegen geringer Nachfragesaisonalität nur für das Szenario „Jahresschnitt“ berechnet.
- Für Straßen- und Schienenverkehr setzt Steinkohle als Energieträger für Stromerzeugung die minimale Resilienz.
- Der durchschnittliche Wert zeigt einen deutlich abweichenden Wert, da bspw. der Straßenverkehr stark auf Diesel und Ottokraftstoff setzt.
- Der Luftverkehr ist nur abhängig von Kerosin, Küsten- und Binnenschifffahrt nur von Diesel - Die Resilienzen spiegeln dies wider.
- Die Hochseebunkerung nutzt Heizöl schwer und leicht (in Form von Marinedieselöl) - die Resilienz bildet den gewichteten Durchschnitt der beiden Mineralölprodukte.

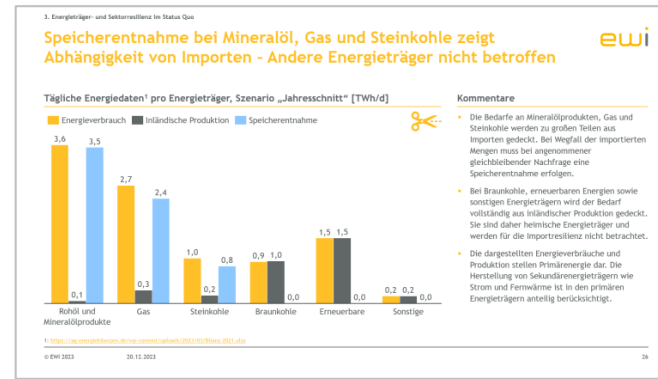
Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die sektorspezifischen Füllstände basieren auf den Energieträger-Füllständen und dem Sektoranteil an der Speicherentnahme

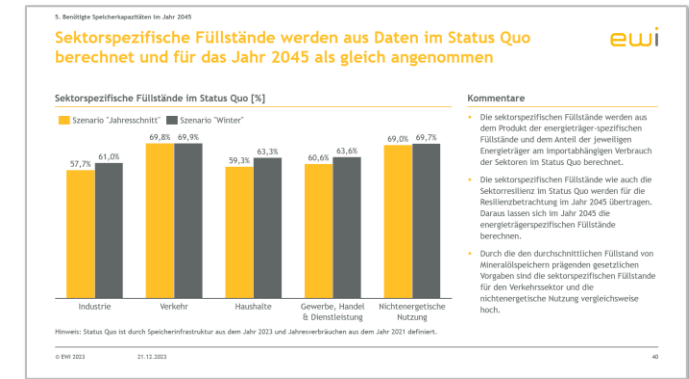
Energieträgerspezifische Füllstände



Sektoranteil an Speicherentnahme



Sektorspezifische Füllstände



- Die energieträgerspezifischen Füllstände ergeben sich auf Basis der in Kapitel 2 getätigten Recherchen.
- Sie basieren teilweise auf Expertenschätzungen und sind teilweise durch Annahmen getrieben, bspw. durch eine Füllstandsannahme von 50% bei wirtschaftlicher Nutzung.

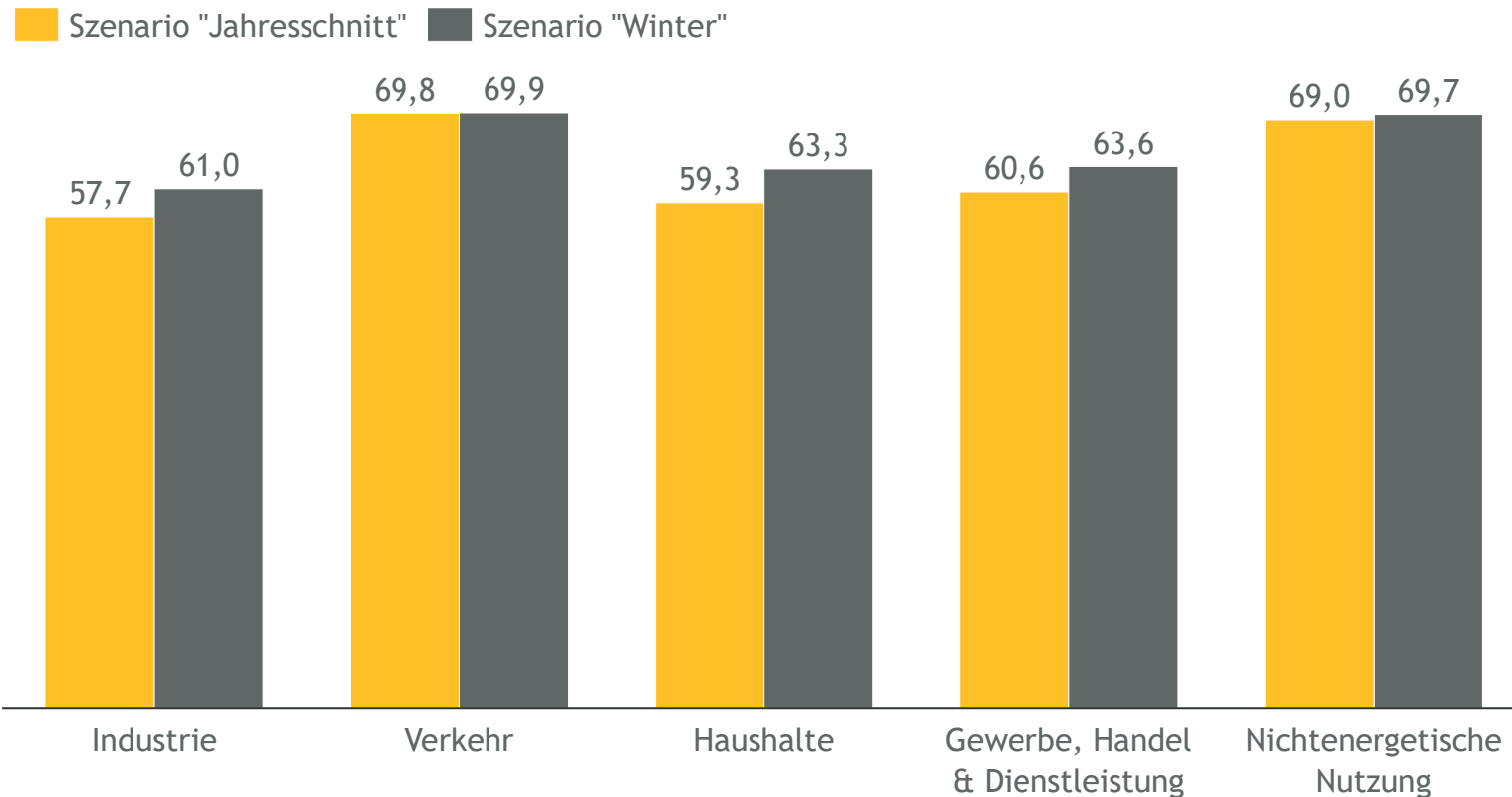
- Die tägliche Speicherentnahme wird aus der Differenz von täglichem Verbrauch und täglicher Produktion berechnet.
- Im Szenario „Winter“ unterscheiden sich die täglichen Verbräuche und Produktion nur für Wärme und Strom.

- Die sektorspezifischen Füllstände sind ein theoretischer Wert, der die Füllstände aller genutzten Energieträger berücksichtigt.
- Sie bilden die Basis, um aus den berechneten gespeicherten Energiemengen im Jahr 2045 die benötigte Speicherkapazität analog zum Status Quo zu berechnen.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Sektorspezifische Füllstände werden aus Daten im Status Quo berechnet und für das Jahr 2045 als gleich angenommen

Sektorspezifische Füllstände im Status Quo [%]



Kommentare

- Die sektorspezifischen Füllstände werden aus dem Produkt der energieträger-spezifischen Füllstände und dem Anteil der jeweiligen Energieträger am importabhängigen Verbrauch der Sektoren im Status Quo berechnet.
- Die sektorspezifischen Füllstände wie auch die Sektorresilienz im Status Quo werden für die Resilienz Betrachtung im Jahr 2045 übertragen. Daraus lassen sich im Jahr 2045 die energieträgerspezifischen Füllstände berechnen.
- Durch die den durchschnittlichen Füllstand von Mineralölspeichern prägenden gesetzlichen Vorgaben sind die sektorspezifischen Füllstände für den Verkehrssektor und die nichtenergetische Nutzung vergleichsweise hoch.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Käme es zu einem Importstopp, zeigen die Ergebnisse im Status Quo ein Resilienzniveau in der Größe von Monaten



In Deutschland werden große Mengen fossiler Energieträger gespeichert, auch auf Basis gesetzlicher Vorgaben. Eine besondere Rolle spielt die strategische Ölreserve aufgrund der derzeitigen volkswirtschaftlichen Bedeutung von Mineralölen¹.



Strom- und Wärmespeicher sind gegenüber chemischen Speichern deutlich kleiner.



Innerhalb der betrachteten Szenarien setzt Steinkohle im „Jahresschnitt“ und Gas im „Winter“, mittelbar über die Stromerzeugung, für alle Verbrauchssektoren das minimale Resilienzniveau.

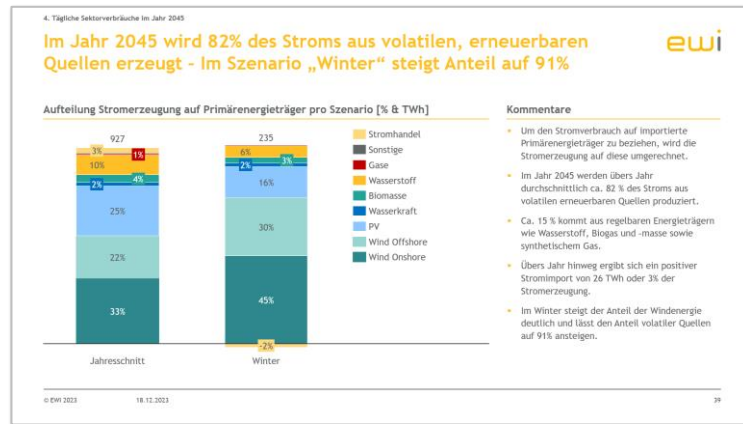


In den Verbrauchssektoren werden je nach Betrachtungsweise Resilienzniveaus von ca. 50 bis 100 Tagen erreicht.

1: [BMWK \(2023a\)](#) | Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

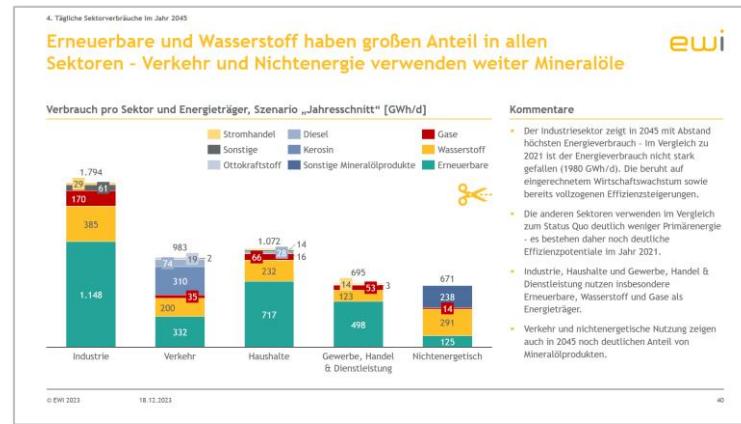
Kapitel 4: Tägliche Sektorverbräuche im Jahr 2045 - Übersicht

Quantifizierung Primärenergie für Strom



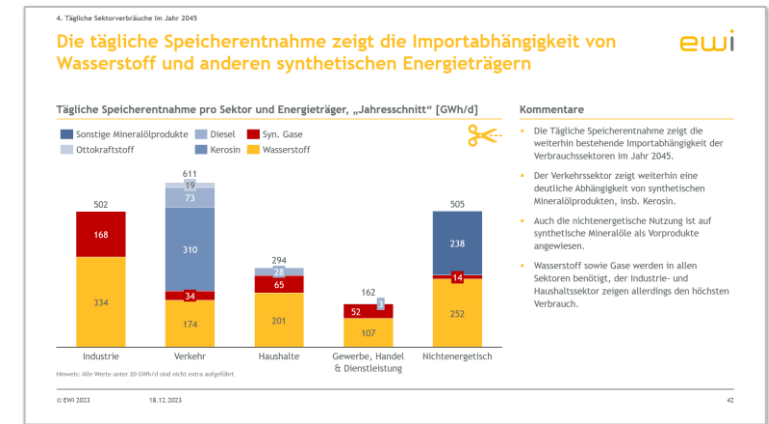
- Analog zur Betrachtung im Status Quo werden die Primärenergieaufwände im Jahr 2045 für Strom, Fernwärme und Wasserstoffherzeugung auf die Primärenergieträger umgerechnet.
- Da Strom ca. 50% des Endenergieverbrauchs ausmacht, wird die Aufteilung in beiden Szenarien hier gesondert gezeigt.

Ermittlung Verbrauch in Sektoren



- Aus den Verbräuchen und der Produktion des dena-Leitstudien szenario KN100 werden die Verbrauchsprofile der Sektoren dargestellt.
- Die Aufschlüsselung wird für beide Szenarien vorgenommen. Im Winter zeigt sich ein deutlich erhöhter Verbrauch für den Haushaltsektor.

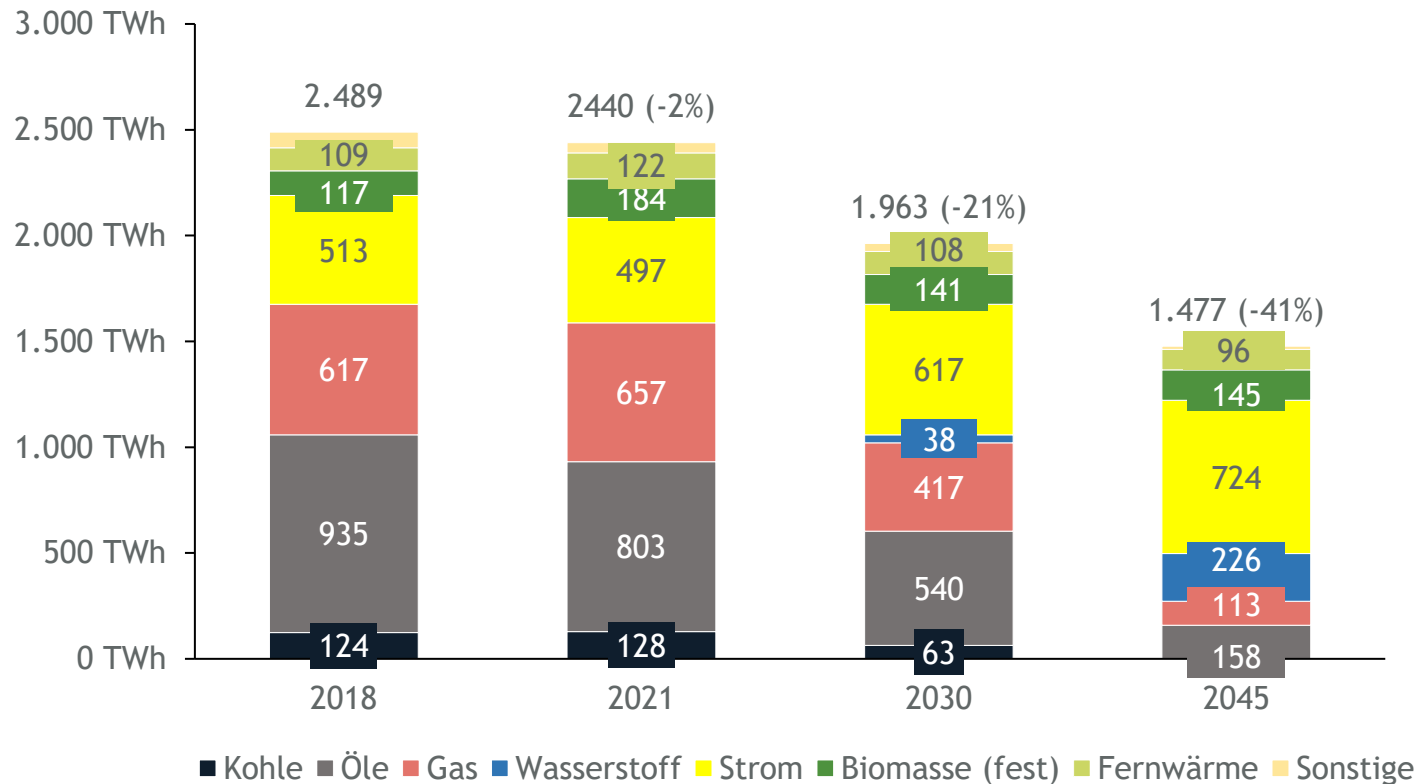
Berechnung täglicher Speicherentnahme



- Aus der Verbrauchsprojektion und einer angenommenen heimischen Produktion wird die tägliche Speicherentnahme pro Energieträger und Sektor für beide Szenarien berechnet.
- Dies dient als Grundlage für die weitere Berechnung der benötigten gespeicherten Energiemengen.

Das dena-Leitstudienzenario KN100 zeigt für 2045 Elektrifizierung und Rückgang des Endenergiebedarfs in den Verbrauchssektoren

Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern [TWh]¹



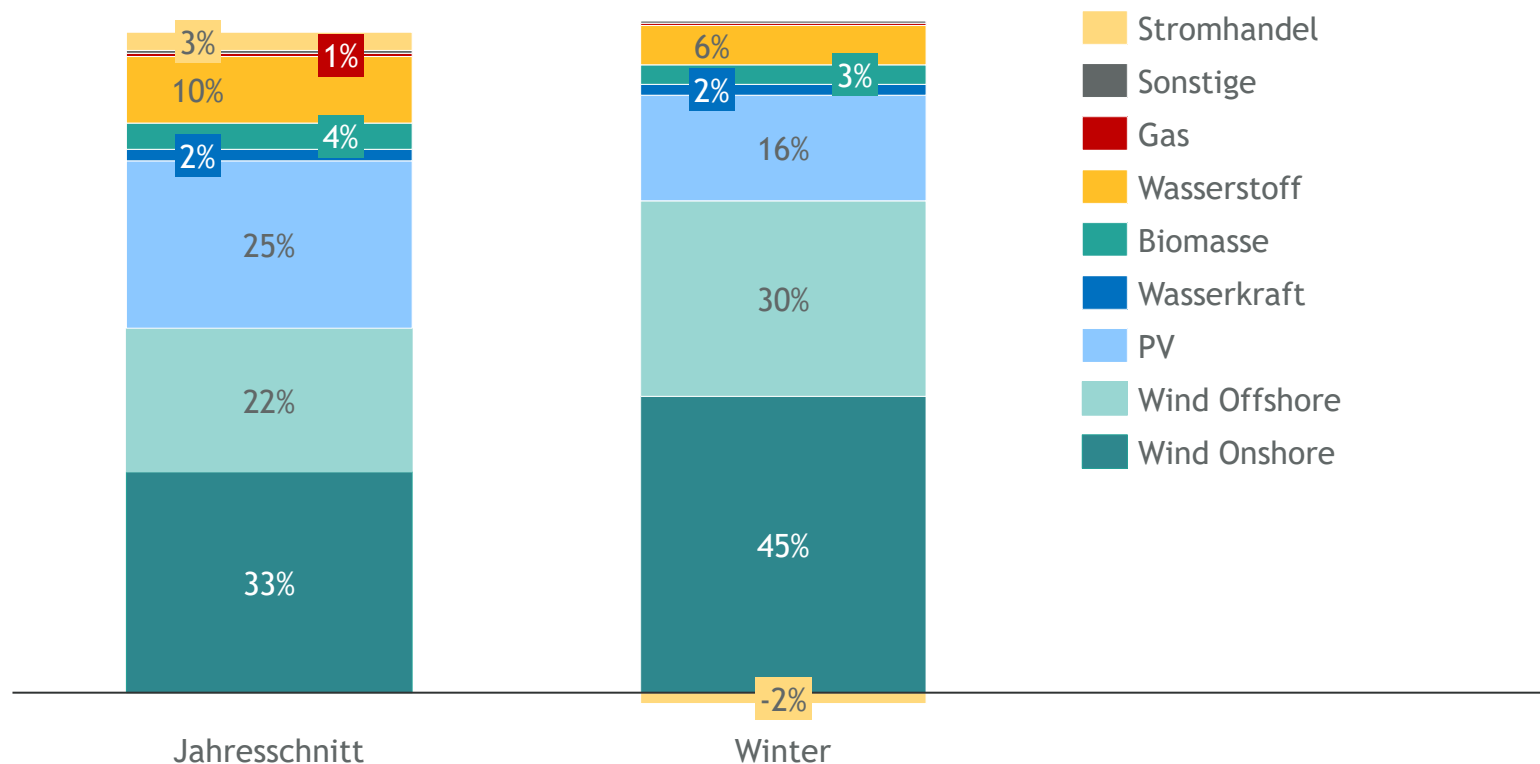
Kommentare

- Das Szenario KN100 der dena-Leitstudie rechnet mit einer 41%-igen Reduktion des Endenergieverbrauchs zwischen 2018 und 2045. Dieser wird insbesondere durch Effizienzsteigerungen wie bessere Dämmung und Elektrifizierung erreicht. Von 2018 bis 2021 ist der Endenergieverbrauch bisher um 2% zurückgegangen.
- Im Szenario wird 50% der Endenergie im Jahr 2045 über Strom gedeckt, dieser ist damit der wichtigste Energieträger. 15% der Endenergie im Jahr 2045 entfallen auf Wasserstoff, der damit der zweitwichtigste Energieträger ist.
- 18% des Endenergieverbrauchs entfallen im Jahr 2045 auf Öl und Gas. Diese werden als biogene oder synthetische Brennstoffe bereitgestellt bzw. als fossile Brennstoffe, deren CO₂-Emissionen in Deutschland ausgeglichen werden.

1: [EWI \(2021\)](#)

Im Jahr 2045 wird 82% des Stroms aus volatilen, erneuerbaren Quellen erzeugt - Im Szenario „Winter“ steigt Anteil auf 93%

Aufteilung Stromerzeugung auf Primärenergieträger pro Szenario [%]¹



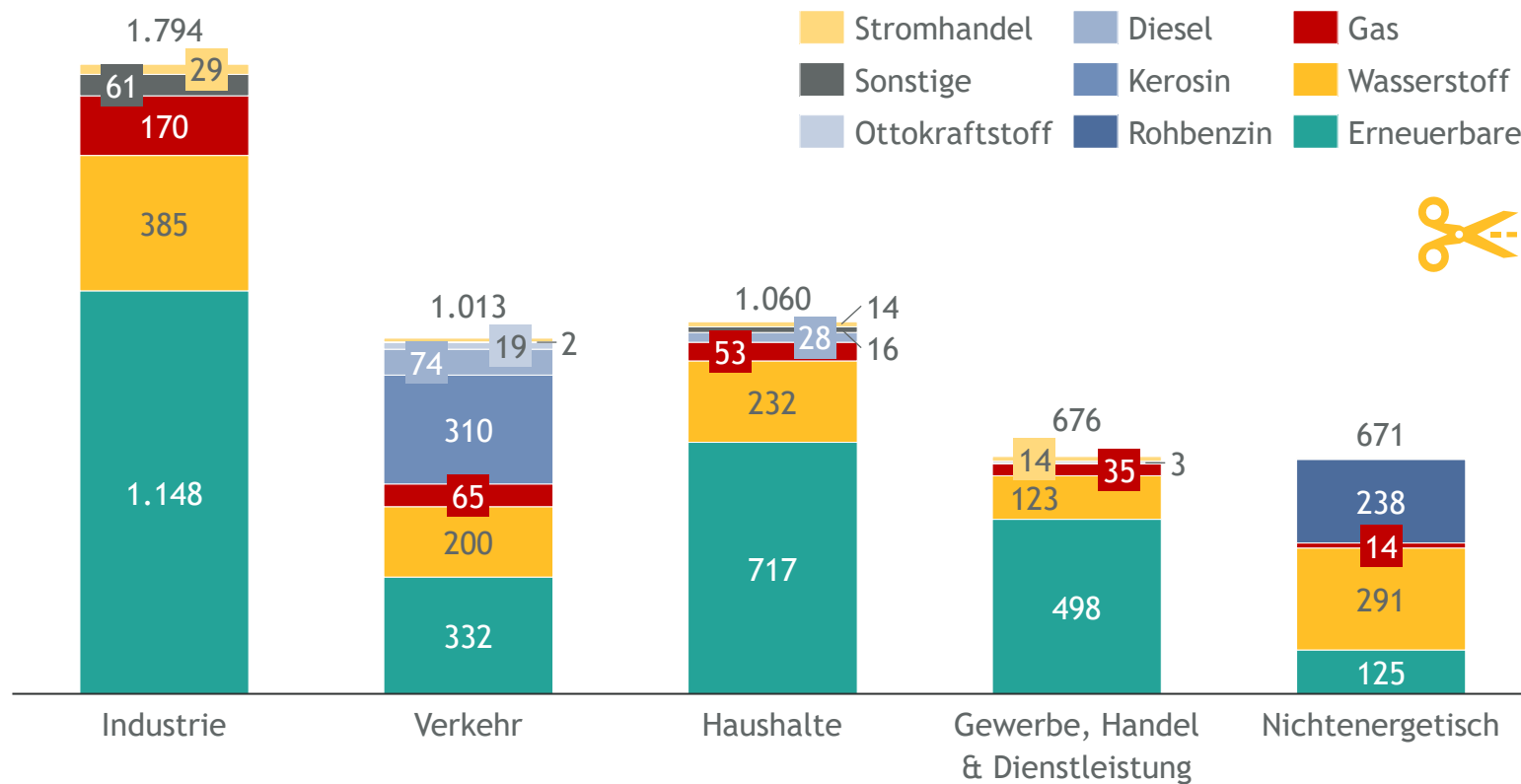
Kommentare

- Um den Stromverbrauch auf importierte Primärenergieträger zu beziehen, wird die Stromerzeugung auf diese umgerechnet.
- Im Jahr 2045 werden übers Jahr durchschnittlich ca. 82% des Stroms aus volatilen erneuerbaren Quellen produziert.
- Ca. 15% kommt aus regelbaren Energieträgern wie Wasserstoff, Biomasse sowie Gasen.
- Übers Jahr hinweg ergibt sich ein positiver Stromimport von 26 TWh oder 3% der Stromerzeugung.
- Im Winter steigt der Anteil der Windenergie deutlich und lässt den Anteil volatiler Quellen auf 93% ansteigen.

1: Eigene Berechnungen auf Basis von [EWI \(2021\)](#)

Erneuerbare und Wasserstoff haben großen Anteil in allen Sektoren - Verkehr und Nichtenergie verwenden weiter Mineralöle

Verbrauch pro Sektor und Energieträger, Szenario „Jahresschnitt“, 2045 [GWh/d]¹



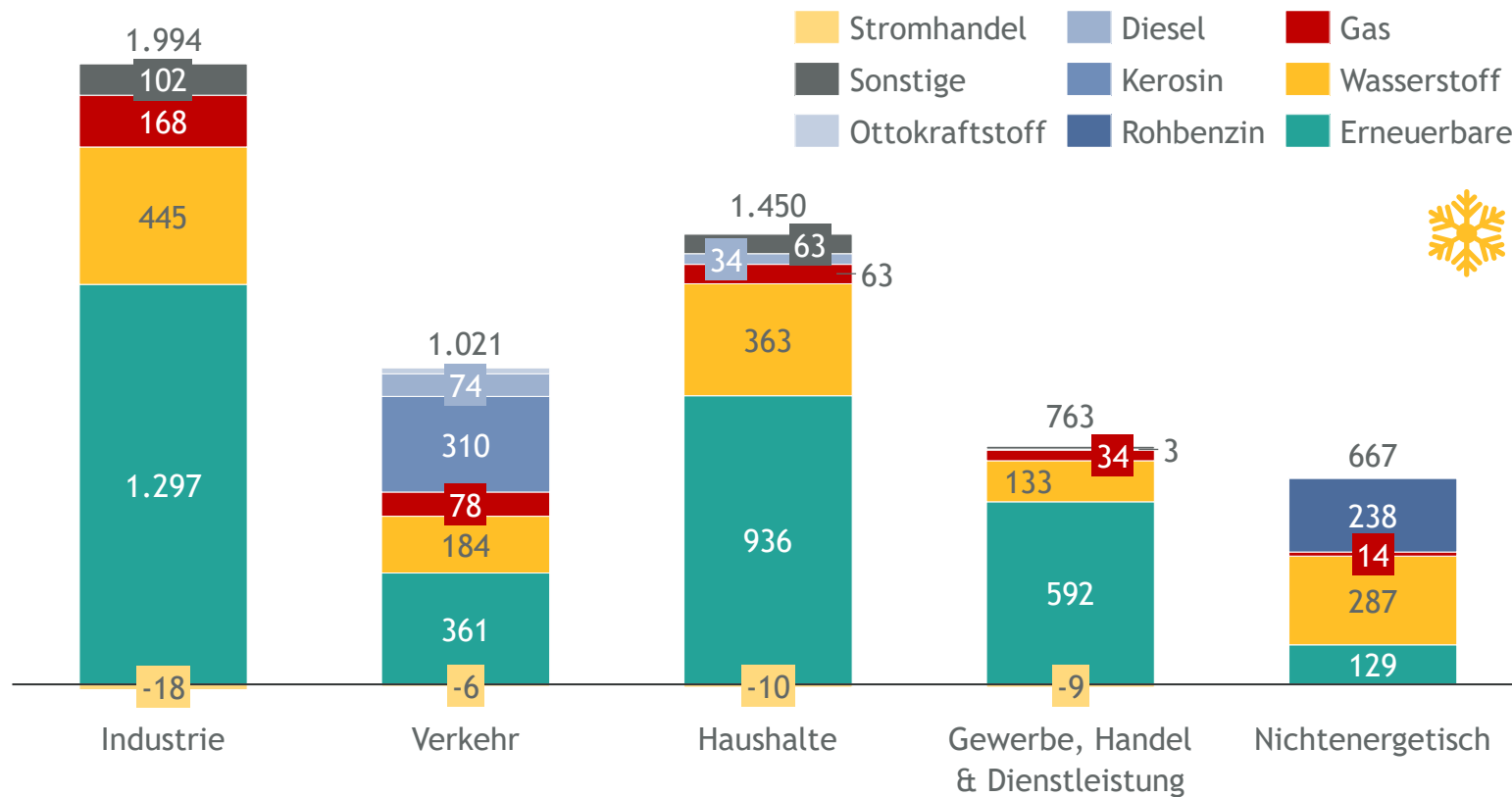
Kommentare

- Der Industriesektor zeigt im Jahr 2045 mit Abstand den höchsten Energieverbrauch - im Vergleich zu 2021 ist der Energieverbrauch nicht stark gefallen (1980 GWh/d). Dies beruht auf angenommenem Wirtschaftswachstum sowie bereits vollzogenen Effizienzsteigerungen.
- Die anderen Sektoren verwenden im Vergleich zum Status Quo deutlich weniger Primärenergie - es bestehen annahmegemäß daher noch deutliche Effizienzpotentiale im Jahr 2021.
- Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistung nutzen insbesondere erneuerbare Energien, Wasserstoff und Gase als Energieträger.
- Verkehr und nichtenergetische Nutzung zeigen auch im Jahr 2045 noch einen deutlichen Anteil von THG-neutralen synthetischen flüssigen Energieträgern.

1: [EWI \(2021\)](#)

Im Szenario „Winter“ steigen Verbräuche im Industrie-, Haushalts- und GHD-Sektor - insbesondere Haushaltsverbrauch steigt stark

Verbrauch pro Sektor und Energieträger, Szenario „Winter“, 2045 [GWh/d]¹



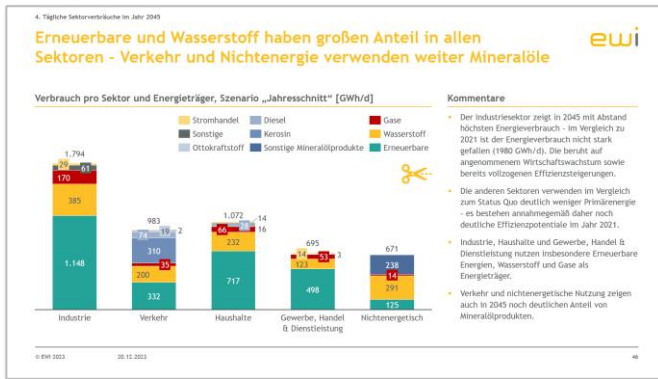
Kommentare

- Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistung zeigen im Winter einen erhöhten Verbrauch - insbesondere der Verbrauch im Haushaltssektor steigt deutlich (~37%).
- Der gesteigerte Verbrauch wird insbesondere von Erneuerbaren und Wasserstoff getragen - der Verbrauch anderer Energieträger ist auch leicht erhöht.
- Der Verkehrssektor und die nichtenergetische Nutzung sind nicht betroffen - dies beruht auf dem gleichmäßig angenommenen Nutzungsverhalten über die Wintermonate.
- Der Primärenergieverbrauch von Haushalten ist im Vergleich zu 2021 um fast 50% reduziert (2803 GWh/d).

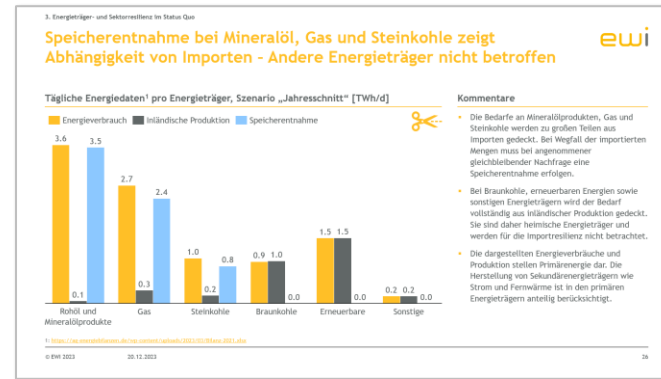
1: Eigene Berechnungen auf Basis von [EWI \(2021\)](#)

Die Speicherentnahme pro Sektor ist das Produkt aus Speicherentnahme pro Energieträger und Sektoranteil an Energieträger

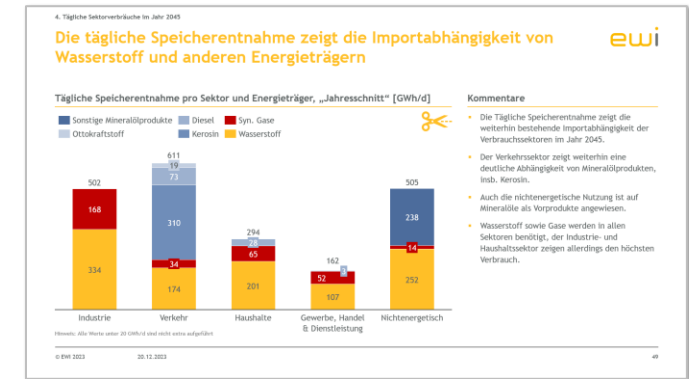
Sektoranteil an Energieträger



Speicherentnahme pro Energieträger



Speicherentnahme pro Sektor



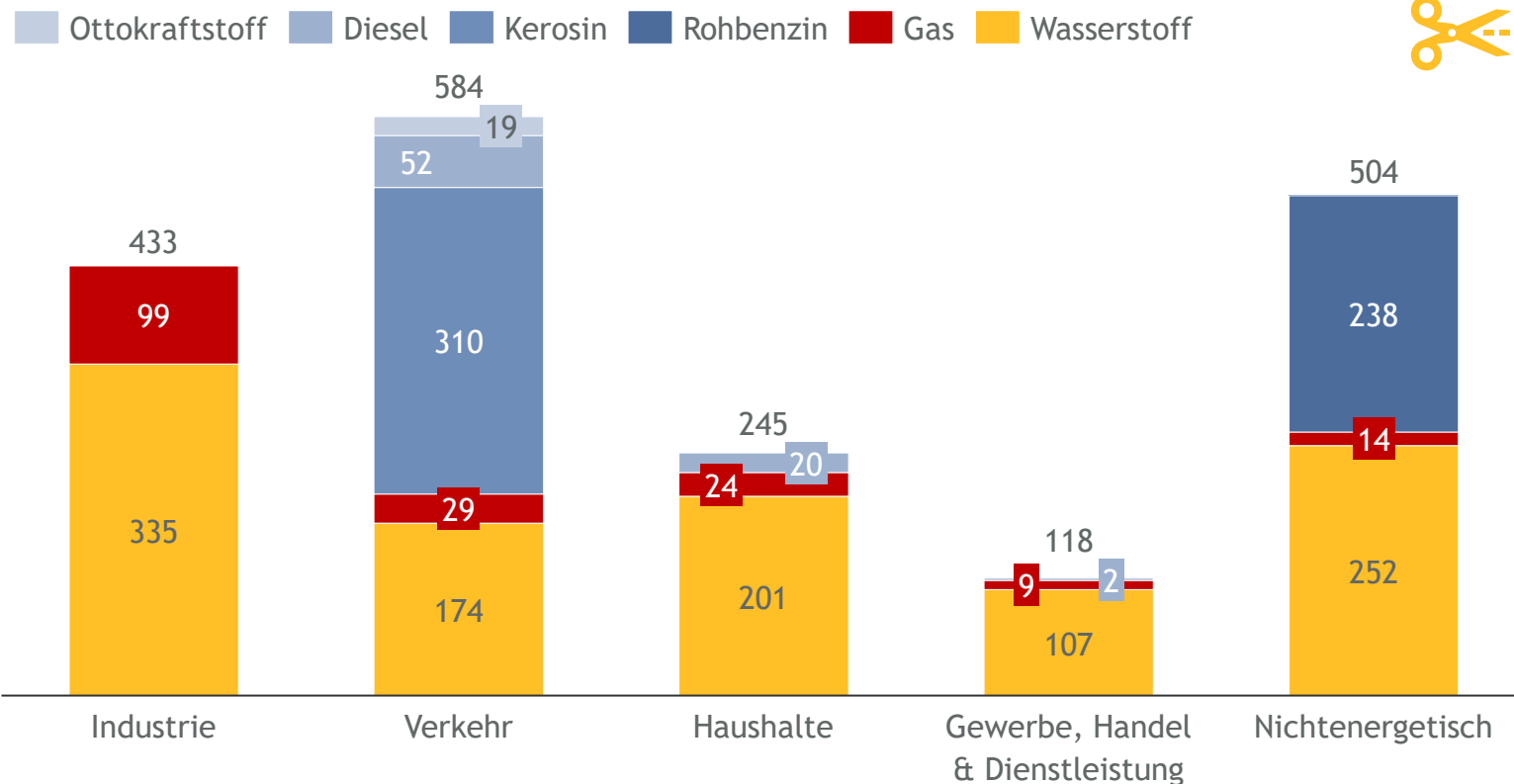
- Die Sektorverbräuche werden analog zu Kapitel 3 auf Basis des Endenergieverbrauchs und Primärenergie für Sekundärenergieträger aus dem dena-Leitstudienzenario KN100 kalkuliert.
- Aus den Sektorverbräuchen von Energieträgern wird der prozentuale Anteil jedes Sektors am jeweiligen Energieträgerverbrauch ermittelt.

- Analog zu Kapitel 3 wird die Speicherentnahme pro Energieträger aus der Differenz von Verbrauch und inländischer Produktion auf Basis des dena-Leitstudienzenario KN100 berechnet.
- Für das Szenario „Winter“ wird die erneuerbare Stromerzeugung und die Wärmenachfrage auf Basis monatlicher Daten angepasst.

- Aus dem Produkt des Sektoranteils pro Energieträger sowie der Speicherentnahme pro Energieträger wird die Speicherentnahme pro Sektor berechnet.
- Die Daten werden als Basis für die Resilienzberchnung auf durchschnittliche Tage in den Szenarien ermittelt.

Die tägliche Speicherentnahme zeigt die Importabhängigkeit von Wasserstoff und anderen Energieträgern

Tägliche Speicherentnahme pro Sektor, Szenario „Jahresschnitt“, 2045 [GWh/d]¹



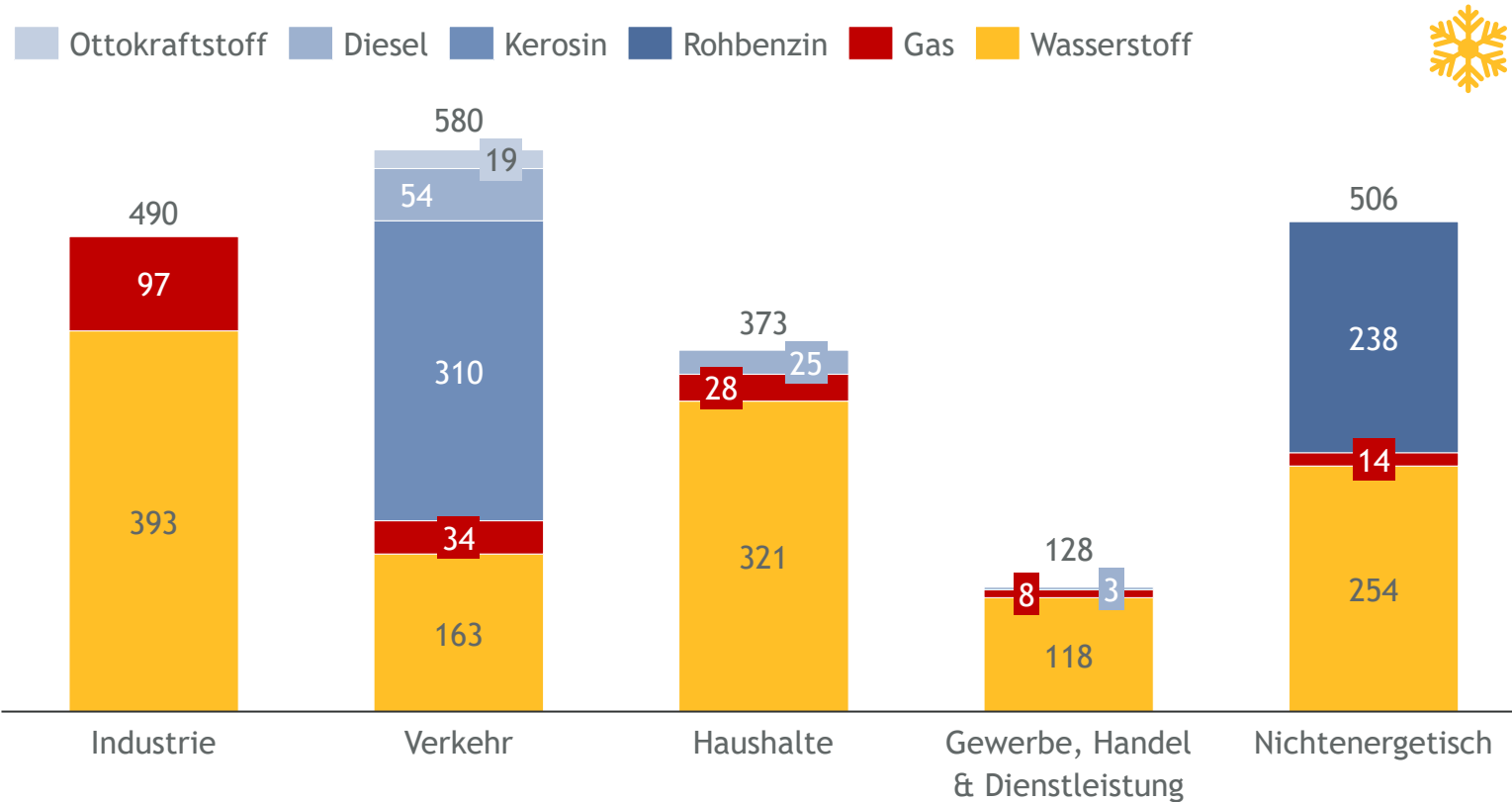
Kommentare

- Der heimische, biogen produzierte Anteil von eigentlich importabhängigen Energieträgern wie Gas oder Diesel ist für die tägliche Speicherentnahme abgezogen worden.
- Die tägliche Speicherentnahme zeigt die weiterhin bestehende Importabhängigkeit der Verbrauchssektoren im Jahr 2045.
- Der Verkehrssektor zeigt weiterhin eine deutliche Abhängigkeit von THG-neutralen synthetischen flüssigen Energieträgern, insbesondere Kerosin.
- Auch die nichtenergetische Nutzung ist auf THG-neutrale synthetische flüssige Energieträger als Vorprodukte angewiesen.
- Wasserstoff sowie Gase werden in allen Sektoren benötigt, der Industrie- und Haushaltssektor zeigen den höchsten Verbrauch dieser Energieträger.

1: Eigene Berechnungen auf Basis von [EWI \(2021\)](#)

Im Szenario „Winter“ besteht eine höhere Importabhängigkeit, insbesondere für die Sektoren Industrie und Haushalte

Tägliche Speicherentnahme pro Sektor, Szenario „Winter“, 2045 [GWh/d]¹



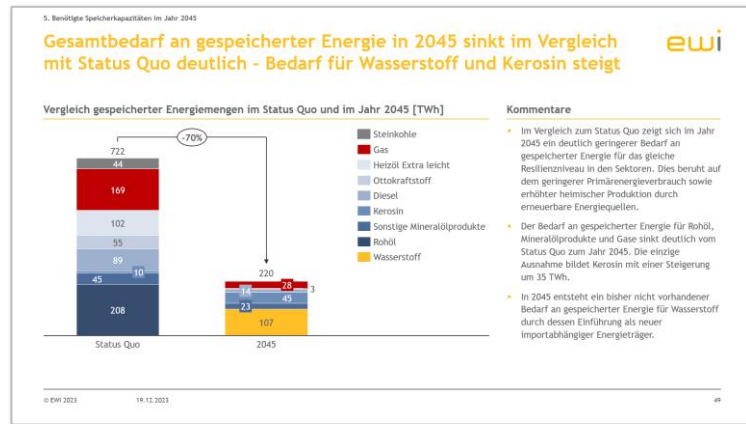
Kommentare

- Die benötigte Speicherentnahme zur Nachfragedeckung bei einem angenommenen Importstopp steigt für die Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistung im Winter an.
- Wie schon den bei Verbräuchen sticht insbesondere der Haushaltssektor mit einer deutlichen Erhöhung heraus.
- Die Speicherentnahme von Wasserstoff für den Verkehrssektor nimmt leicht ab, da der Verbrauch im Stromsektor durch eine erhöhte erneuerbare Erzeugung leicht abnimmt.

1: Eigene Berechnungen auf Basis von [EWI \(2021\)](#)

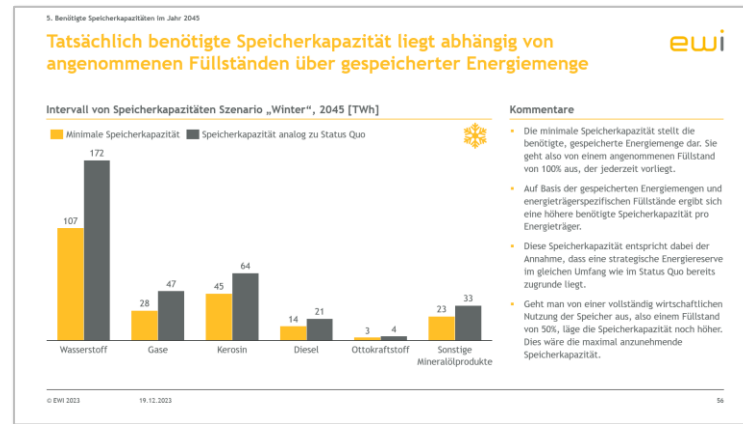
Kapitel 5: Benötigte Speicherkapazitäten im Jahr 2045 - Übersicht

Berechnung gespeicherter Energiemenge



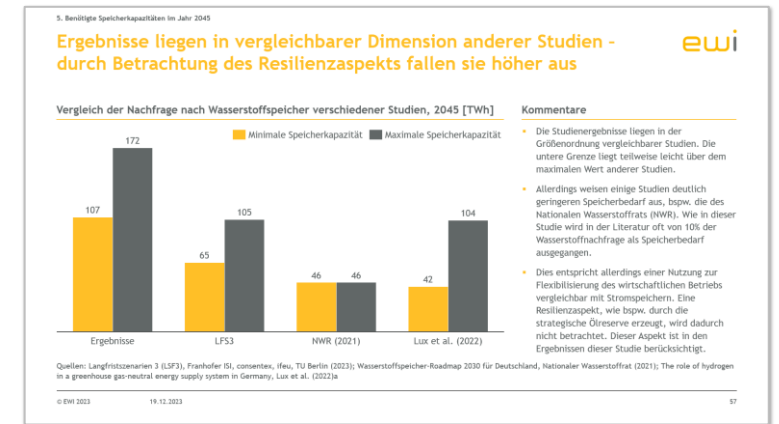
- Aus den Daten in Kapitel 4 wird die benötigte gespeicherte Energiemenge pro Energieträger im Jahr 2045 berechnet.
- In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse mit dem Status Quo verglichen, um die Unterschiede an benötigter gespeicherter Energie herauszustellen.

Ermittlung von Speicherkapazität



- Nach der Berechnung der benötigten gespeicherten Energiemenge pro Energieträger wird diese in Speicherkapazitäten überführt.
- Dazu wird auf Basis der Sektorfüllstände aus dem Status Quo eine Speicherkapazität berechnet, die den Annahmen zu den Energiereserven im Status Quo entspricht.

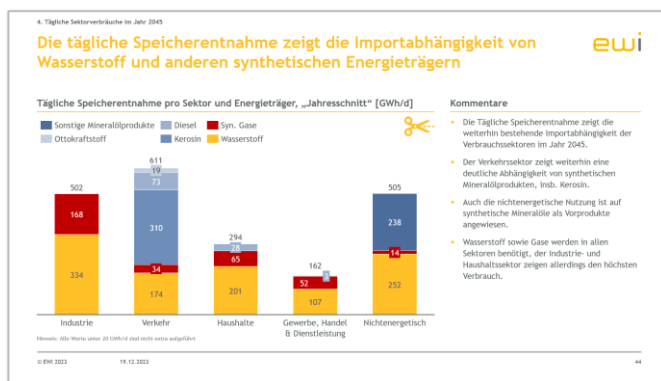
Einordnung der Speicherkapazitäten



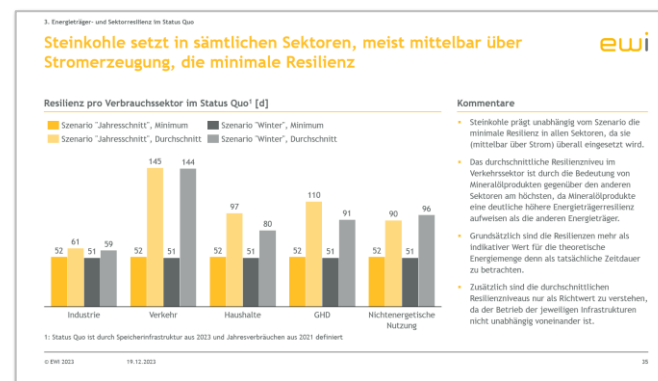
- Die erzielten Analyseergebnisse im Bereich Wasserstoff werden mit ähnlichen Studien verglichen und Unterschiede herausgearbeitet.
- Zusätzlich werden mögliche Wege zur Umsetzung der Speicherkapazitäten im Bereich Wasserstoff miteinander verglichen.

Benötigte gespeicherte Energiemenge ist Produkt von täglichen Speicherentnahmen pro Sektor und Resilienzen pro Sektor

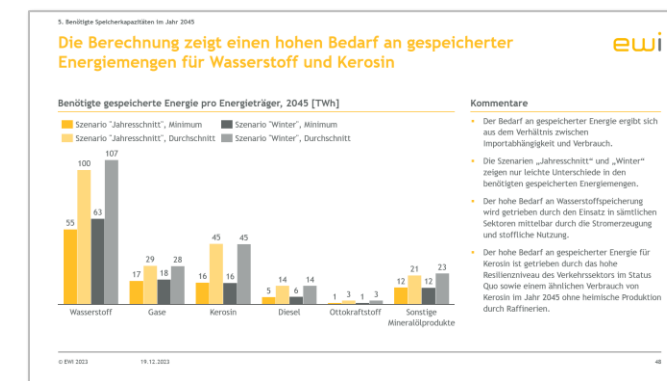
Tägliche Speicherentnahme in Sektoren



Resilienz pro Sektor (aus Kapitel 3)



Benötigte gespeicherte Energiemengen



- Analog zur Methodik in Kapitel 3 wird der Primärenergieverbrauch zur Erzeugung der Sekundärenergieträger anteilig auf die Sektoren bezogen.
- Aus den Verbräuchen und der inländischen Produktion werden die täglichen Speicherentnahmen pro Sektor berechnet.

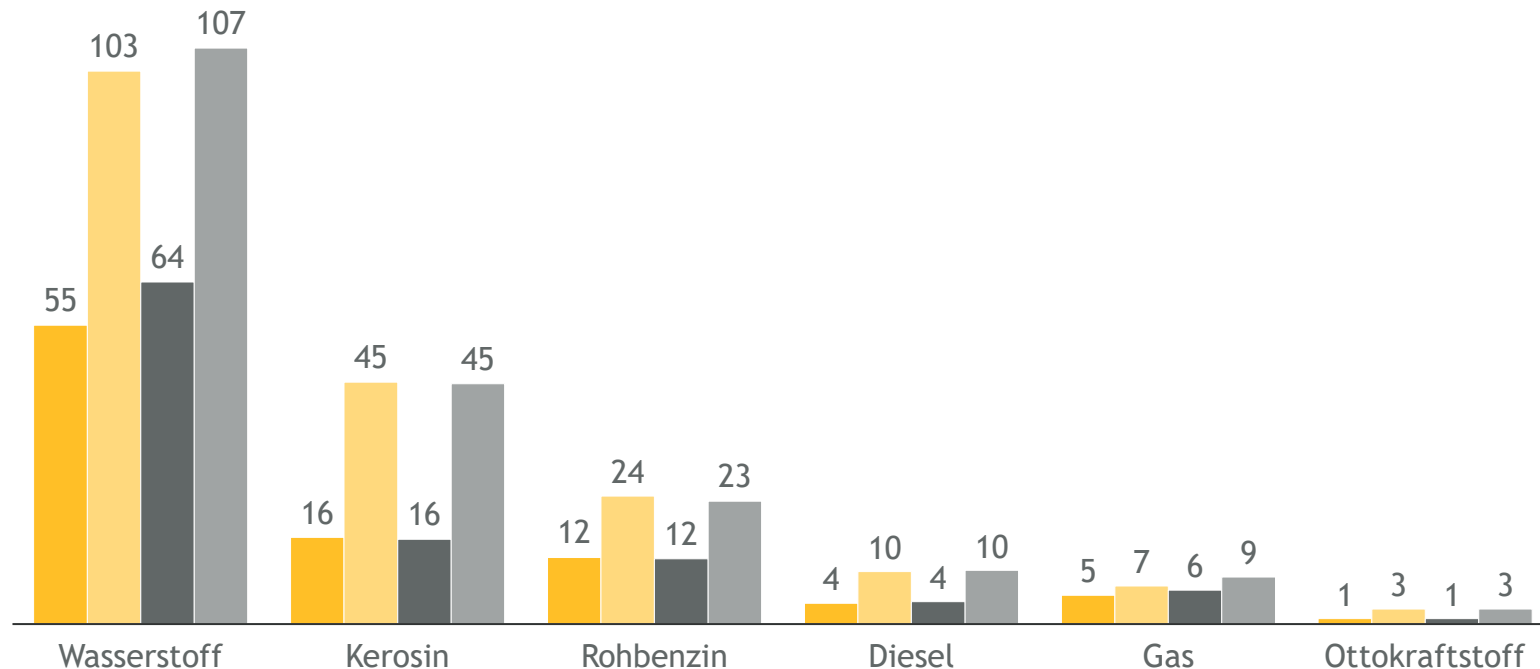
- Die Resilienzen pro Verbrauchssektoren wurden in Kapitel 3 berechnet. Sowohl die minimale als auch durchschnittliche Resilienz wurden für Szenarien „Jahresschnitt“ und „Winter“ berechnet.
- Diese Resilienzen werden für die Berechnungen in diesem Kapitel als gegeben übernommen.

- Multipliziert man die täglichen Speicherentnahmen mit den Resilienzen pro Sektor ergeben sich die benötigten gespeicherten Energiemengen pro Energieträger.
- Aus den berechneten Energiemengen für die durchschnittlichen Resilienzen werden die Werte aus dem Szenario „Winter“ für die weitere Betrachtung zugrunde gelegt.

Die Berechnung zeigt einen hohen Bedarf an gespeicherter Energiemengen für Wasserstoff und Kerosin

Benötigte gespeicherte Energie pro Energieträger, 2045 [TWh]

■ Szenario "Jahresschnitt", Minimum ■ Szenario "Winter", Minimum
■ Szenario "Jahresschnitt", Durchschnitt ■ Szenario "Winter", Durchschnitt

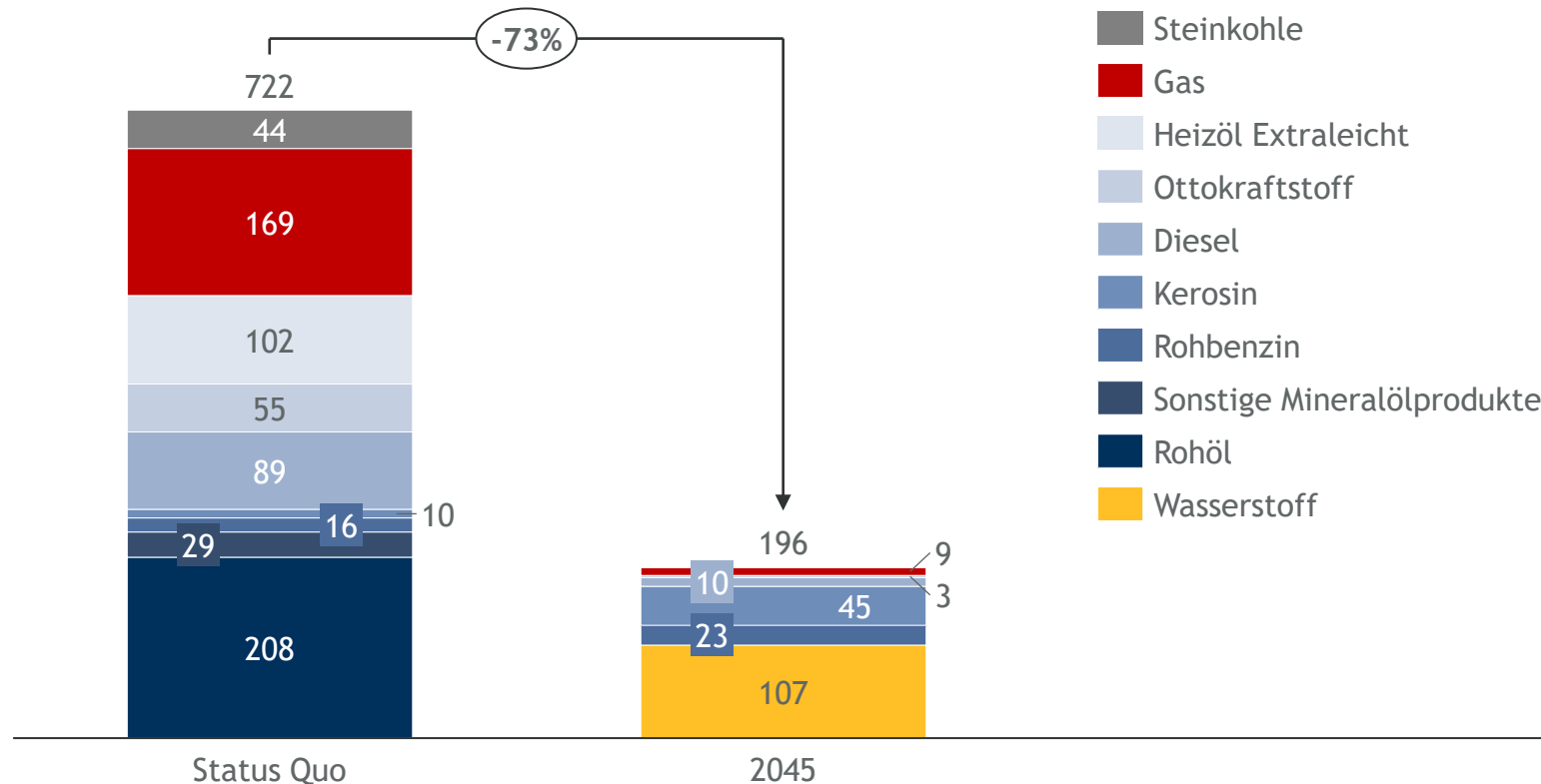


Kommentare

- Der Bedarf an gespeicherter Energie ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Importabhängigkeit und Verbrauch.
- Die Szenarien „Jahresschnitt“ und „Winter“ zeigen nur leichte Unterschiede in den benötigten gespeicherten Energiemengen.
- Der hohe Bedarf an Wasserstoffspeicherung wird getrieben durch den Einsatz in sämtlichen Sektoren, auch mittelbar durch die Stromerzeugung und als stoffliche Nutzung.
- Der hohe Bedarf an gespeicherter Energie für Kerosin ist getrieben durch das hohe Resilienzniveau des Verkehrssektors im Status Quo sowie einem ähnlichen Verbrauch von Kerosin im Jahr 2045, dann ohne heimische Produktion durch Raffinerien.

Gesamtbedarf an gespeicherter Energie in 2045 sinkt im Vergleich mit Status Quo deutlich - Bedarf für Wasserstoff kommt neu hinzu

Vergleich gespeicherter Energiemengen im Status Quo und im Jahr 2045 [TWh]



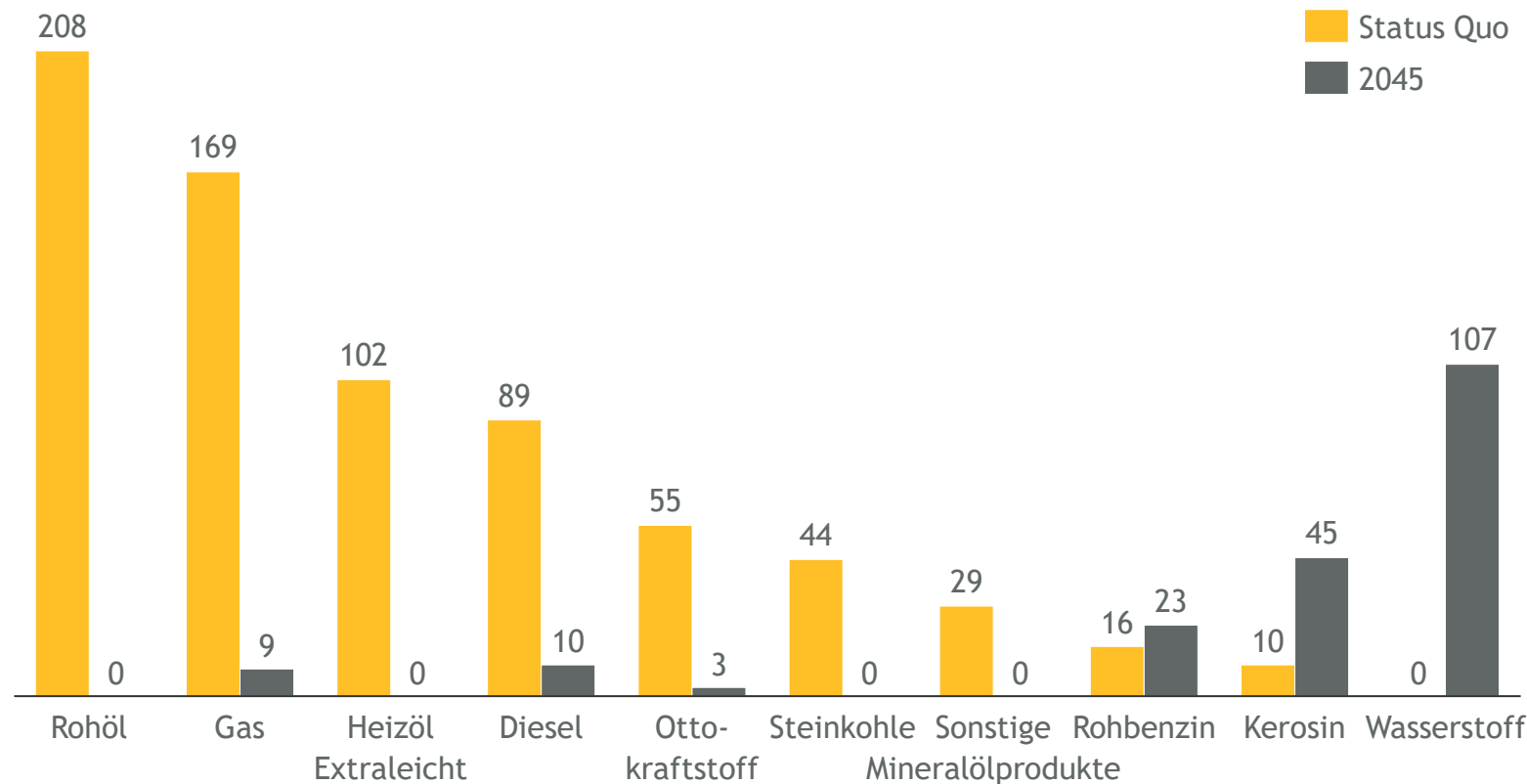
Kommentare

- Im Vergleich zum Status Quo zeigt sich im Jahr 2045 ein deutlich geringerer Bedarf an gespeicherter Energie für das gleiche Resilienzniveau in den Sektoren. Dies beruht auf dem geringeren Primärenergieverbrauch sowie erhöhter heimischer Produktion durch erneuerbare Energiequellen.
- Der Bedarf an gespeicherter Energie für Rohöl, Mineralölprodukte und Gase sinkt deutlich vom Status Quo zum Jahr 2045. Die einzigen Ausnahmen bildet Kerosin und Rohbenzin mit einer Steigerung um ca. 35 TWh und um 7 TWh.
- In 2045 entsteht ein bisher nicht vorhandener Bedarf an gespeicherter Energie für Wasserstoff durch dessen Einführung als neuer importabhängiger Energieträger.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert. | Hinweis: Abweichungen in Summen durch Rundungen.

Struktur ändert sich grundlegend - Energieträger mit geringster Menge im Status Quo machen im Jahr 2045 größten Anteil aus

Vergleich gespeicherter Energiemengen einzelner Energieträger [TWh]



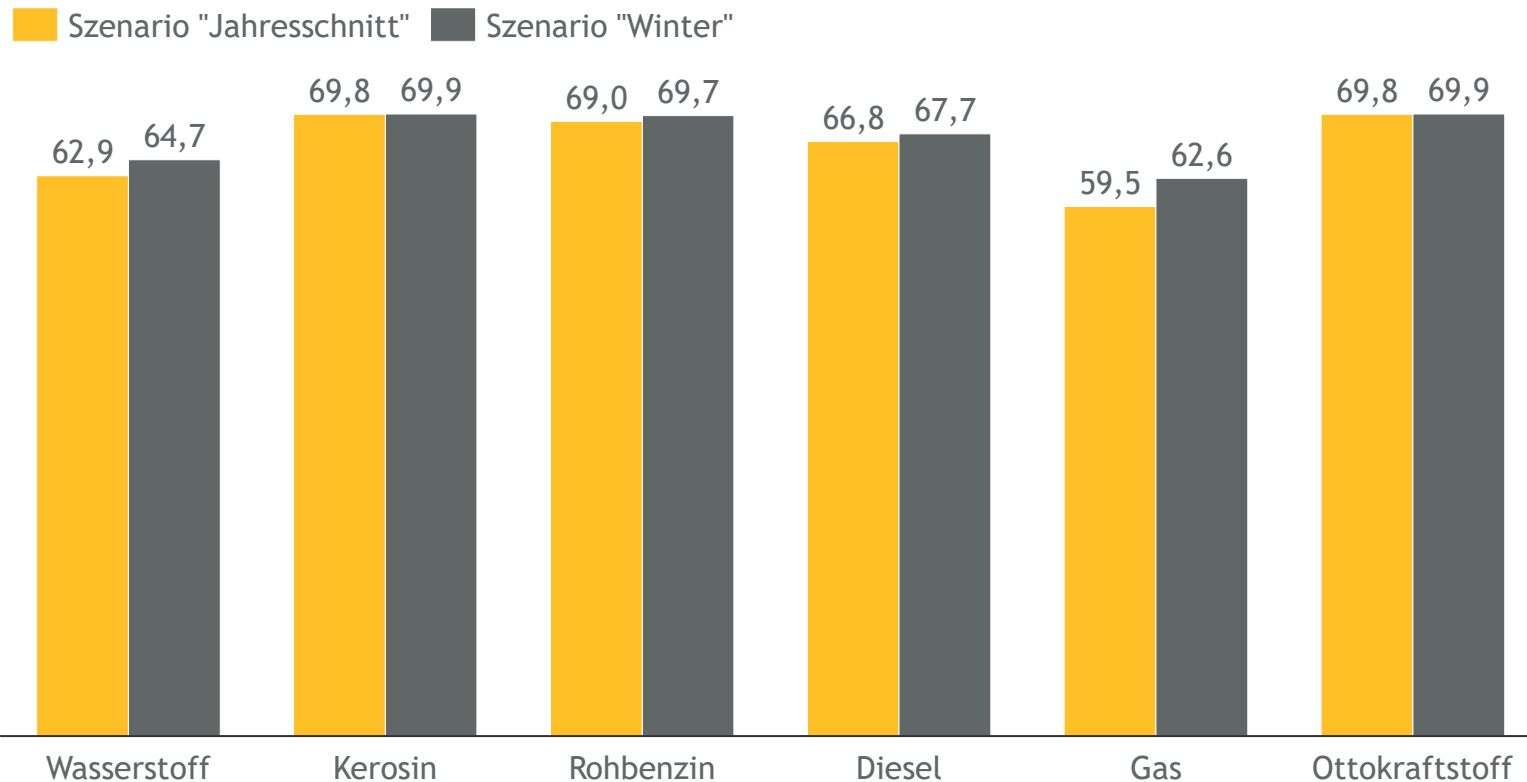
Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Kommentare

- Durch die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem bis 2045 könnte sich die Zusammensetzung genutzter Energieträger deutlich ändern - dadurch würde sich auch eine grundlegende Änderung der Struktur der gespeicherten Energiemengen ergeben.
- Energieträger, die im Status Quo nicht oder nur wenig gespeichert wurden, wie Rohbenzin, Kerosin und Wasserstoff, könnten in 2045 einen Großteil der benötigten gespeicherten Energiemenge ausmachen.
- Für die zuvor verwendeten Energieträger Kerosin und Rohbenzin ist dies auf den Wegfall der heimischen Raffinerieproduktion bei ähnlichem Endverbrauch zurückzuführen.

Energieträgerspezifische Füllstände bilden Basis zur Berechnung der Speicherkapazität im Jahr 2045

Energieträgerspezifische Füllstände der Speicherinfrastruktur, 2045 [%]



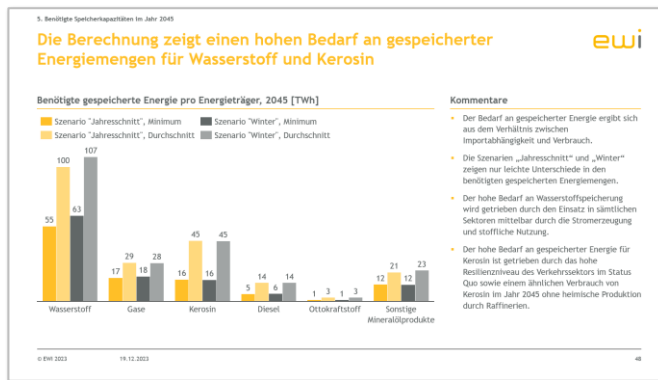
Kommentare

- Die energieträgerspezifischen Füllstände berechnen sich aus dem Produkt der sektorspezifischen Füllstände und den Sektoranteilen an der täglichen Speicherentnahme der Energieträger.
- Durch den Übertrag der sektorspezifischen Füllstände aus dem Status Quo lassen sich die energieträgerspezifischen Füllstände auch für die neu verwendeten Energieträger berechnen.
- Die Mineralölprodukte zeigen durch hohe sektorspezifische Füllstände im Verkehr und der nichtenergetischen Nutzung einen hohen energieträgerspezifischen Füllstand.
- Der Füllstand für Wasserstoff und Gase ist deutlich niedriger.

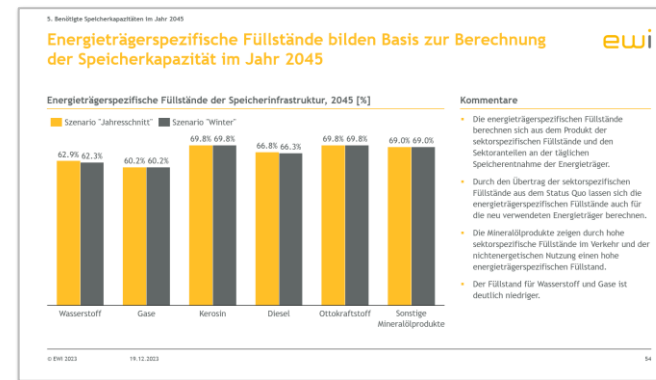
Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die Speicherkapazität analog zum Status Quo ist Quotient aus gespeicherter Energie und energieträgerspezifischem Füllstand

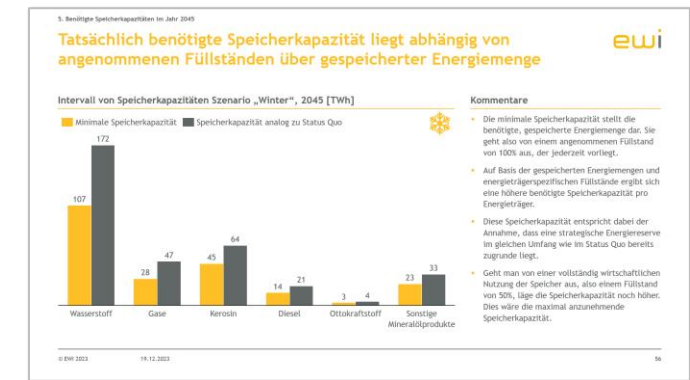
Gespeicherte Energiemenge



Energieträgerspezifischer Füllstand



Speicherkapazität analog zu Status Quo

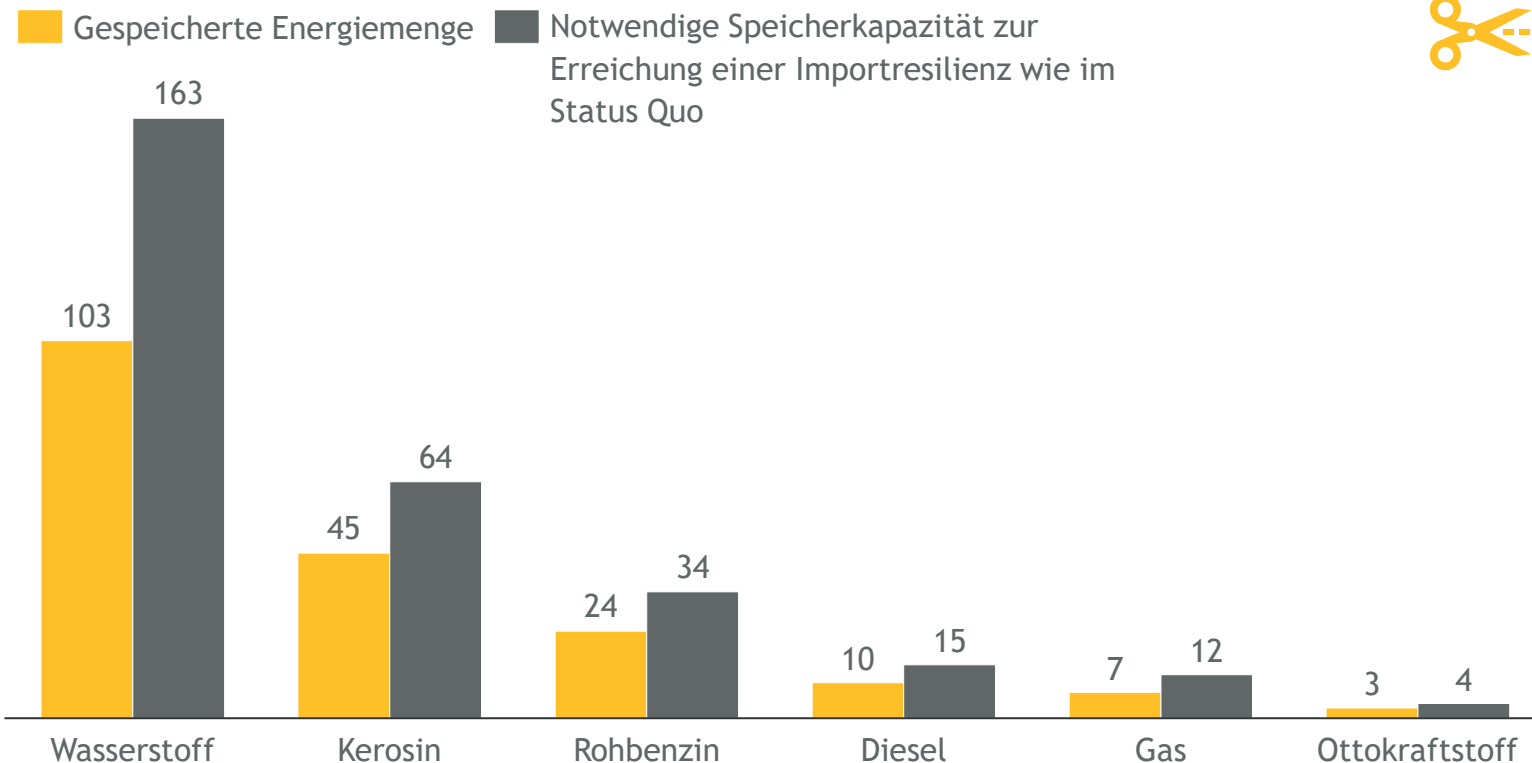


- Die benötigte gespeicherte Energiemenge pro Energieträger ist die Basis zur Ableitung der benötigten Speicherkapazität.
- Die benötigte gespeicherte Energiemenge bildet die minimale Speicherkapazität. Je nach Füllstandsannahme muss die Speicherkapazität höher liegen.
- Der energieträgerspezifische Füllstand wird aus dem sektorspezifischen Füllstand über Annahmen aus dem Status Quo berechnet.
- Er bildet die Annahme welcher Energieträger mit ähnlichen Bedingungen wie im Status Quo welchen Füllstand aufweisen würde.
- Aus dem Quotienten der gespeicherten Energiemenge pro Energieträger und dem energieträgerspezifischen Füllstand ergibt sich die Speicherkapazität analog zum Status Quo.
- Legt man andere Füllstandsannahmen zugrunde, würden sich andere Speicherkapazitäten ergeben.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Die tatsächlich benötigte Speicherkapazität liegt abhängig von angenommenen Füllständen über gespeicherter Energiemenge

Benötigte Speicherkapazitäten Szenario „Jahresschnitt“, 2045 [TWh]



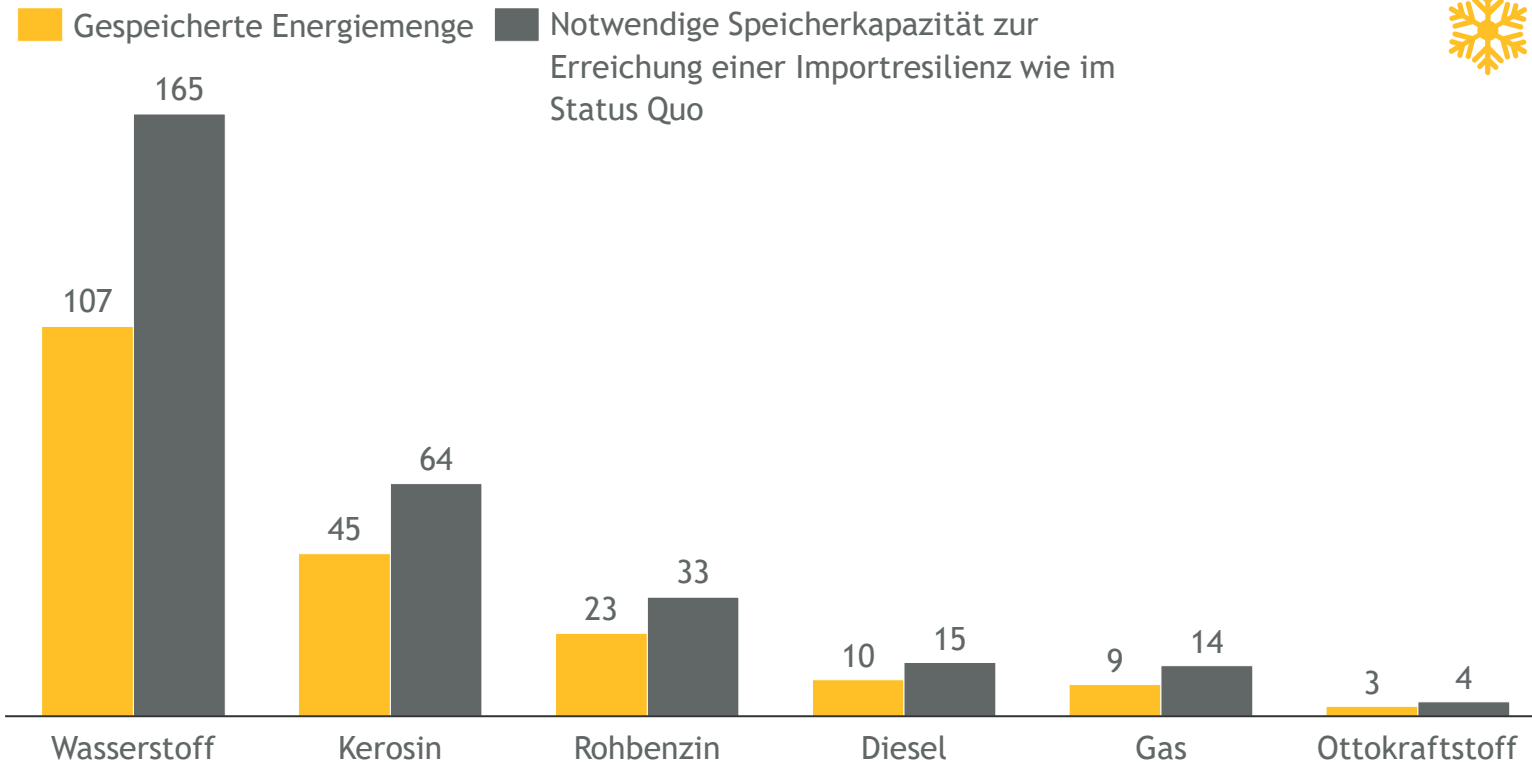
Kommentare

- Die minimale Speicherkapazität stellt die benötigte, gespeicherte Energiemenge dar. Sie geht also von einem angenommenen Füllstand von 100% aus, der jederzeit vorliegt.
- Auf Basis der gespeicherten Energiemengen und energieträgerspezifischen Füllstände ergibt sich eine höhere benötigte Speicherkapazität pro Energieträger.
- Diese Speicherkapazität kann derart interpretiert werden, als dass eine strategische Energiereserve im gleichen Umfang wie im Status Quo bereits zugrunde liegt.
- Geht man von einer vollständig wirtschaftlichen Nutzung der Speicher aus, also einem durchschnittlichen Füllstand von 50%, läge die Speicherkapazität noch höher.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Tatsächlich benötigte Speicherkapazität liegt abhängig von angenommenen Füllständen über gespeicherter Energiemenge

Benötigte Speicherkapazitäten Szenario „Winter“, 2045 [TWh]



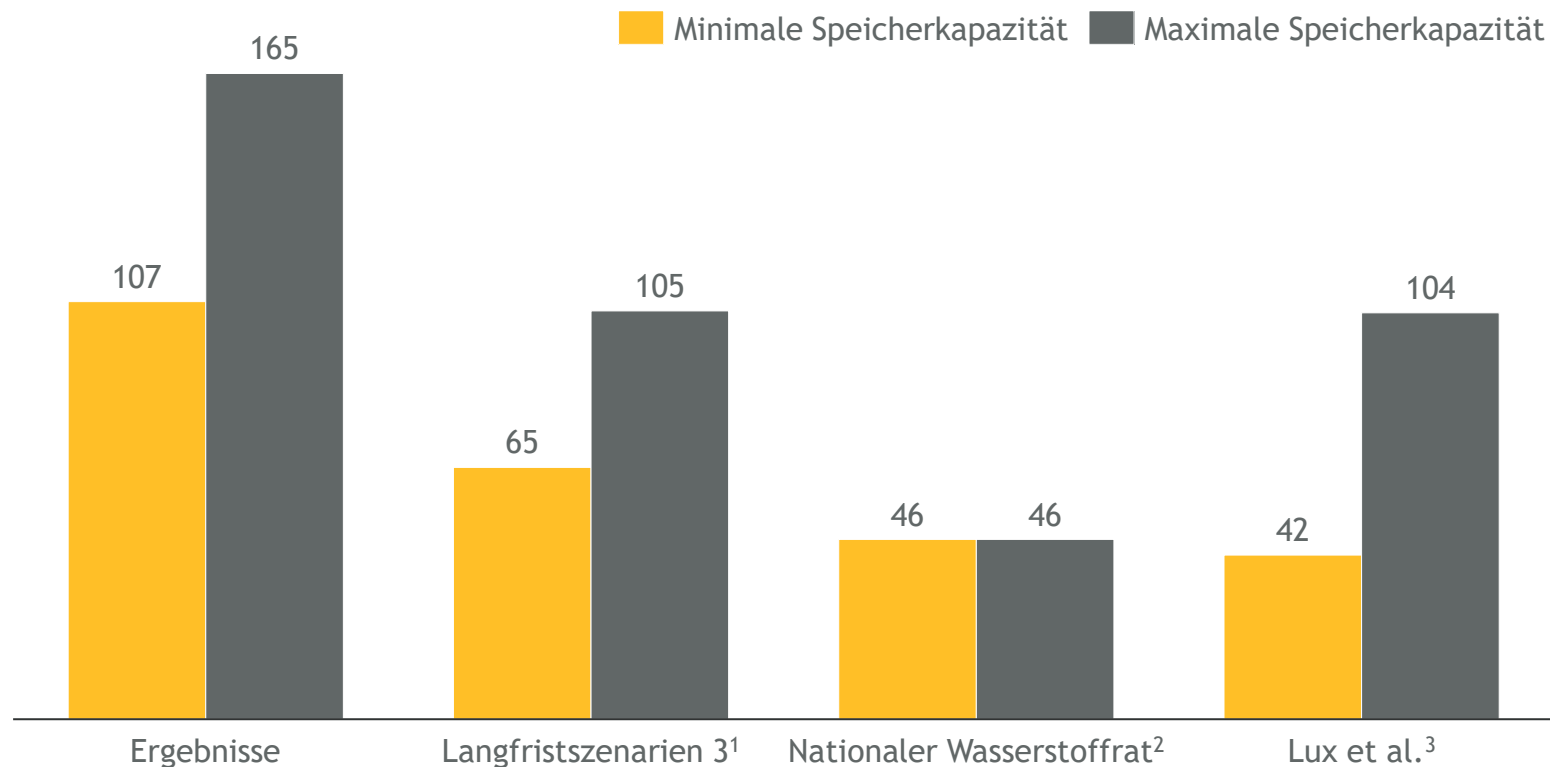
Kommentare

- Im Winterszenario ergibt sich, insbesondere für Wasserstoff, eine höhere benötigte Speicherkapazität, um bei einem angenommenen Füllstand von 64,7% eine Speichermenge von 107 TWh zu erreichen.
- Da die anderen importierten Energieträger hauptsächlich in wenig saisonalen Sektoren eingesetzt werden, weicht die benötigte Speicherkapazität für das angenommene Resilienzniveau im Winterszenario nur gering vom Jahresschnitt ab.
- Wie auch im Jahresschnitt ist die benötigte Speicherkapazität abhängig vom angenommenen Füllstand im Winterszenario, dass sich hier aus den gewichteten Energieträgerfüllständen im Status Quo orientiert.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Ergebnisse liegen in vergleichbarer Dimension anderer Studien - durch Betrachtung des Resilienzaspekts fallen sie höher aus

Vergleich der Nachfrage nach Wasserstoffspeicher verschiedener Studien, 2045 [TWh]



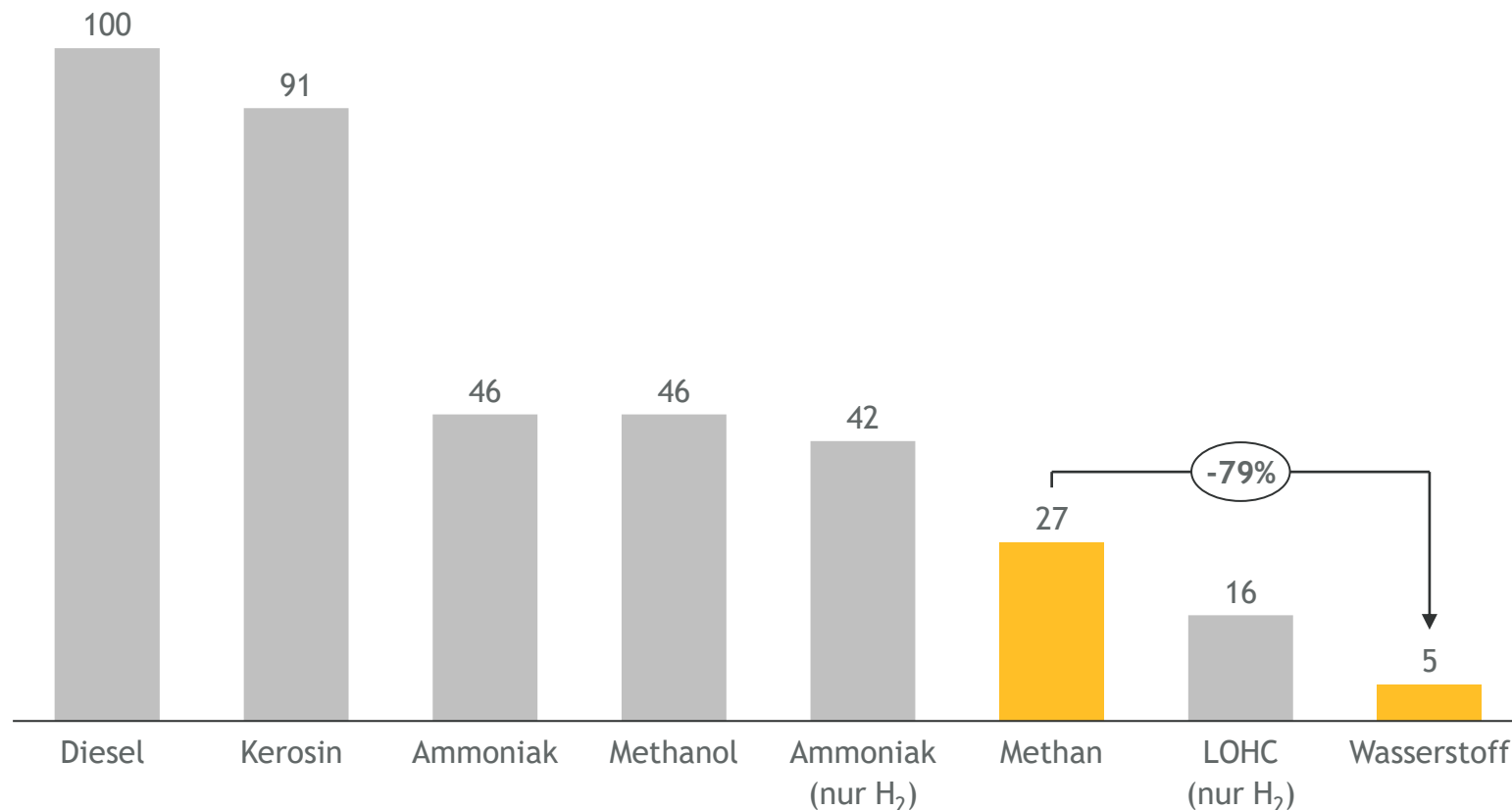
Kommentare

- Die Ergebnisse der Analyse liegen in der Größenordnung vergleichbarer Studien. Die untere Grenze liegt allerdings leicht über dem maximalen Wert anderer Studien.
- Einige Studien weisen einen deutlich geringeren Speicherbedarf aus, bspw. die des Nationalen Wasserstoffrats (NWR). Wie in dieser Studie wird in der Literatur oft von 10% der Wasserstoffnachfrage als Speicherbedarf ausgegangen.
- Dies entspricht allerdings einer Nutzung zur Flexibilisierung des wirtschaftlichen Betriebs vergleichbar mit Stromspeichern. Ein Resilienzaspekt, wie bspw. durch die strategische Ölreserve erzeugt, wird dadurch nicht betrachtet. Dieser Aspekt ist in den Ergebnissen dieser Analyse berücksichtigt.

1: [Fraunhofer ISI, consentex, ifeu & TU Berlin \(2021\)](#) | 2: [NWR \(2021\)](#), [EWI \(2021\)](#) | 3: [Lux et al. \(2022\)](#)

Wegen geringer Energiedichte reicht die Umrüstung bestehender Gaskavernenspeicher zur Wasserstoffspeicherung nicht aus

Volumetrische Energiedichte verschiedener Energieträger [% von Diesel]^{1,2}



Kommentare

- Wasserstoff weist nur ca. ein Fünftel der volumetrischen Energiedichte von Methan auf.
- Bei der Nutzung umgewandelter Kavernenspeicher (von Erdgas auf Wasserstoff) können ca. 33 TWh an Wasserstoff gespeichert werden.
- Der restliche Bedarf für Wasserstoffspeicher von ca. 74 - 132 TWh muss durch weitere Speicher gedeckt werden.
- Das theoretische Potential für neue Kavernenspeicher liegt bei 9,400 TWh und übertrifft damit bei weitem den Bedarf.
- Aus ökonomischer Sicht hat neben der Erschließung neuer Kavernen dafür auch die Speicherung anderer Wasserstoffderivate Potential. Dies ist getrieben durch die höhere volumetrische Energiedichte.

1: Wasserstoff und Methan liegen bei 200 bar vor, flüssiger Ammoniak bei 15 bar, flüssige Stoffe bei Standardbedingungen. Für LOHC am Beispiel von Toluol, wird nur der H₂-Anteil der Energie ausgewiesen. | 2 : [Deutscher Bundestag \(2020\)](#), [Fluxys \(2023\)](#), [VDI \(2019\)](#)

Die Ergebnisse zeigen einen Bedarf an zusätzlichen Speichern für Wasserstoff und Kerosin im klimaneutralen Energiesystem 2045



In 2045 sinkt der Endenergieverbrauch durch Effizienzsteigerungen inkl. Elektrifizierung um 40% im Vergleich zum Status Quo.



Aufgrund erhöhter erneuerbarer Erzeugung und steigender Energieeffizienz fällt der Importbedarf um 70% von 6,3 TWh/d im Status Quo auf 1,9 TWh/d im Jahr 2045.



Dadurch sinkt die insgesamt benötigte gespeicherte Energiemenge von 722 TWh im Status Quo auf 196 TWh im Jahr 2045.



Für Wasserstoff und Kerosin ergeben sich allerdings im Jahr 2045 neue Speicherbedarfe von 107 TWh und 45 TWh (im Vergleich zu 0 TWh und 10 TWh im Status Quo).



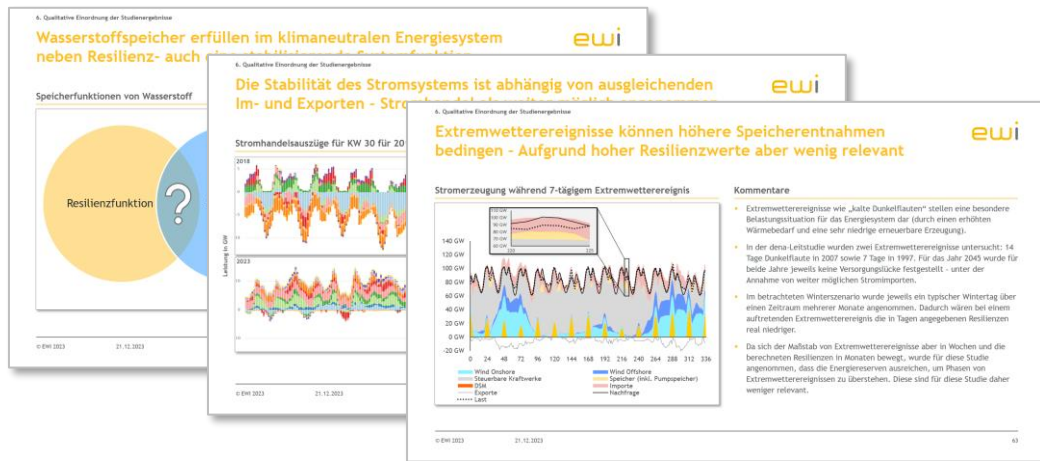
Für eine Wasserstoffspeicherung in dieser Höhe reicht eine Umrüstung der bestehenden Gaskavernenspeicher dabei nicht aus.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Kapitel 6: Qualitative Einordnung der Analyseergebnisse - Übersicht

Einordnung der Annahmen und Beschränkungen der Analyse

Qualitatives Fazit aus Analyseergebnissen



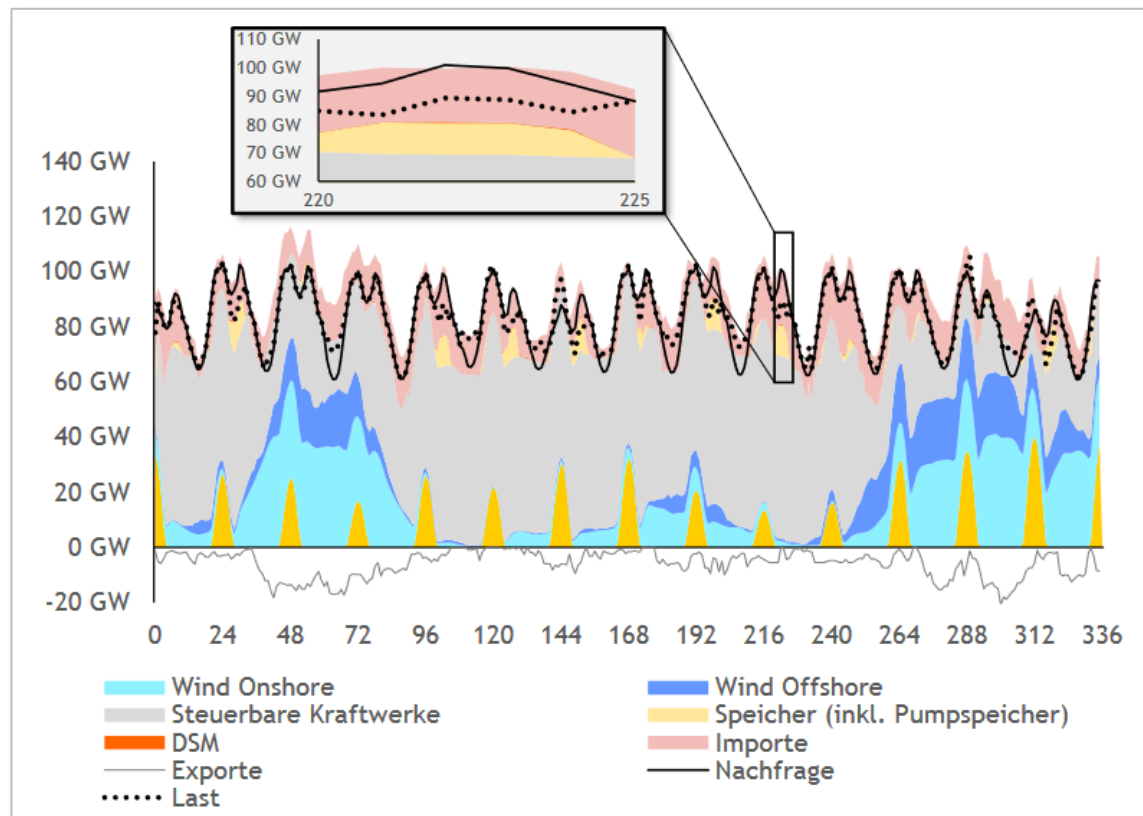
- Im Rahmen der Analyse wurden einige Annahmen getroffen, um die Umsetzung zu ermöglichen. Insbesondere in Bezug auf die Resilienz ergeben sich zusätzliche Fragestellungen aus einigen Annahmen.
- Die wichtigsten getroffenen Annahmen werden hier begründet und deren Auswirkungen eingeschätzt.



- Die Analyseergebnisse wurden in Form von konkreten Zahlen dargelegt und erklärt. Diese Zahlen sind aber bedingt durch getroffene Annahmen und bilden dadurch ein vereinfachtes Modell ab.
- Im qualitativen Fazit werden aus der Analyse Schlussfolgerungen abgeleitet, wie die Zahlen im Rahmen der getroffenen Annahmen gedeutet werden können.

Extremwetterereignisse können höhere Speicherentnahmen bedingen - Aufgrund hoher Resilienzwerte aber wenig relevant

Stromerzeugung während 7-tägigem Extremwetterereignis¹



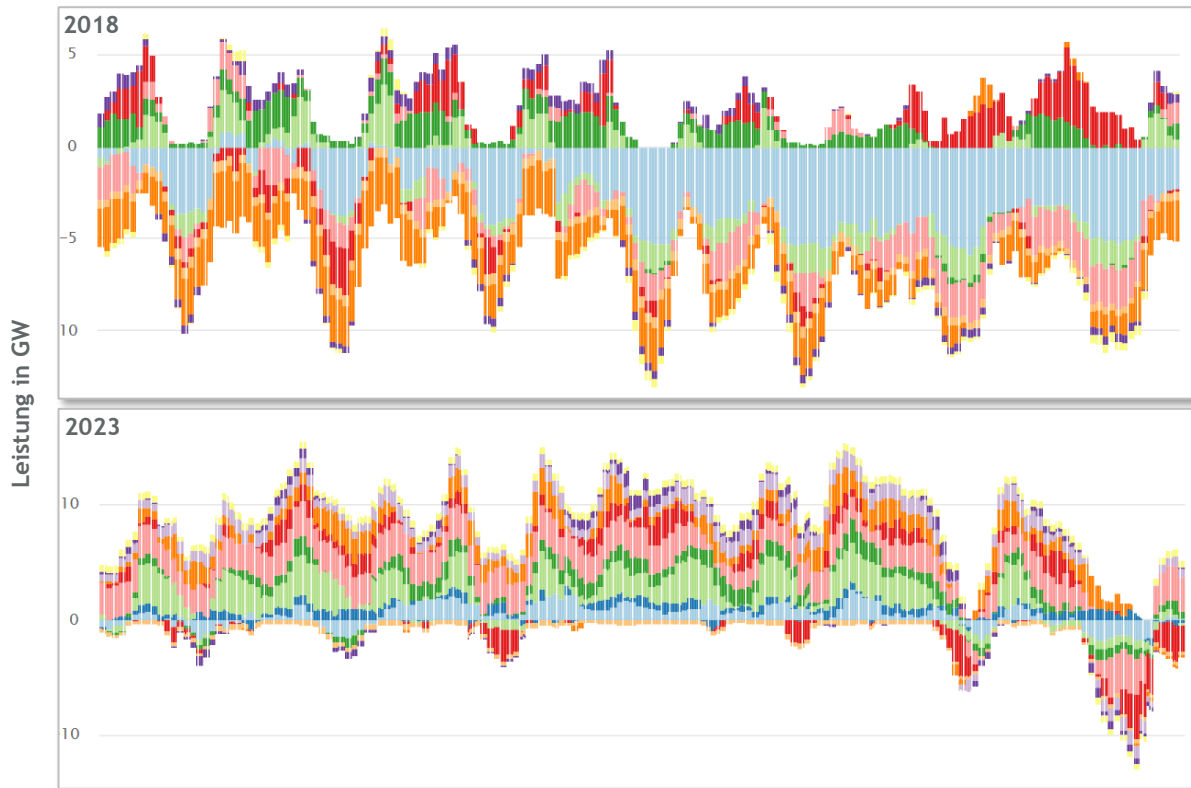
1: [EWI \(2021\)](#)

Kommentare

- Extremwetterereignisse wie „kalte Dunkelflauten“ stellen eine besondere Belastungssituation für das Energiesystem dar (durch einen erhöhten Wärmebedarf und eine sehr niedrige erneuerbare Erzeugung).
- In der dena-Leitstudie¹ wurden zwei Extremwetterereignisse untersucht: 14 Tage Dunkelflaute in 2007 sowie 7 Tage in 1997. Für das Jahr 2045 wurde für beide Jahre jeweils keine Versorgungslücke festgestellt - unter der Annahme von weiter möglichen Stromimporten.
- Im betrachteten Winterszenario wurde jeweils ein typischer Wintertag über einen Zeitraum mehrerer Monate angenommen. Dadurch wären bei einem auftretenden Extremwetterereignis die in Tagen angegebenen Resilienzen real niedriger.
- Da sich der Maßstab von Extremwetterereignisse aber im Wochen-Bereich und der für die berechneten Resilienzen im Monats-Bereich bewegt, wurde für diese Analyse angenommen, dass die Energiereserven ausreichen, um Phasen von Extremwetterereignissen zu überstehen. Diese sind für diese Analyse daher weniger relevant.

Die Stabilität des Stromsystems ist abhängig von ausgleichenden Im- und Exporten - Stromhandel als weiter möglich angenommen

Stromhandelsauszüge für KW 30 für 2018 und 2023¹



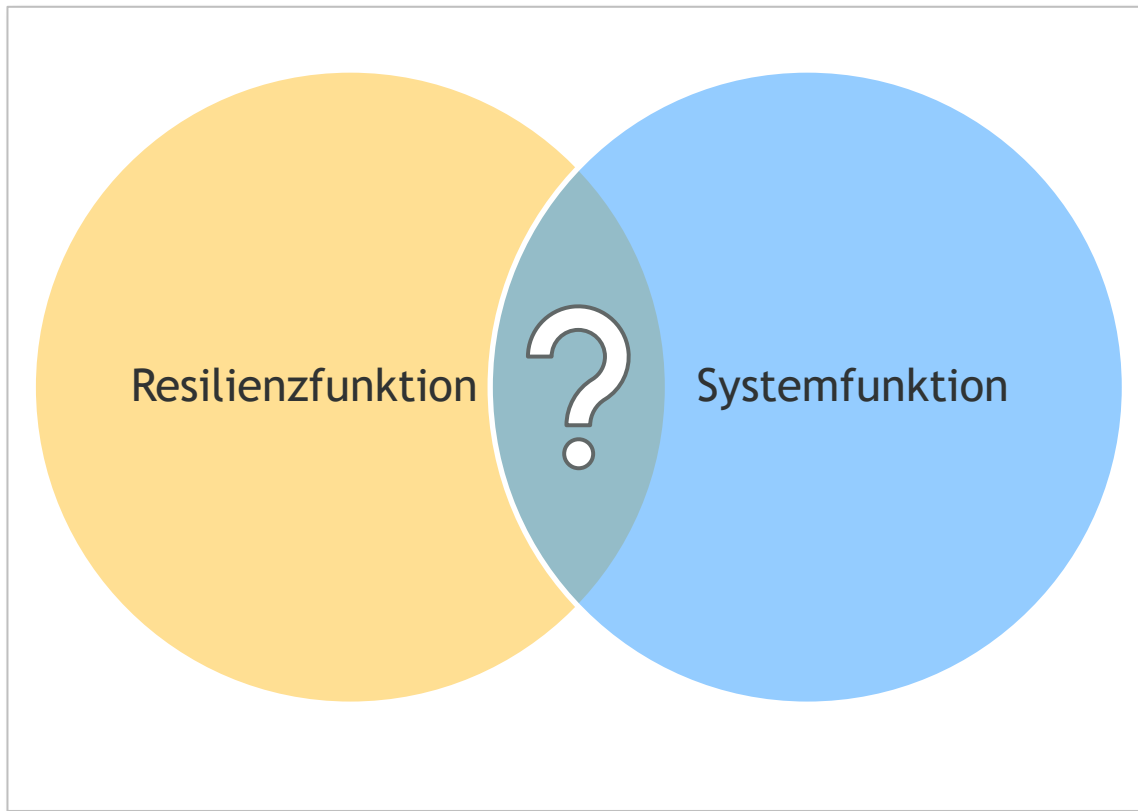
1: [Energy-Charts \(2023c\)](#) | 2: [EWI \(2021\)](#)

Kommentare

- Aufgrund der erhöhten Einspeisung von erneuerbarer Energie im zukünftigen Energiesystem nimmt die Volatilität im Stromsystem deutlich zu. Diese Volatilität wird teilweise durch erhöhte stündliche Stromim- und -exporte ausgeglichen.
- Im dena-Leitstudienzenario KN100² ergibt sich eine jährliche Stromhandelsbilanz von nur ca. 26 TWh - über das Jahr werden zur Wahrung der Netzstabilität allerdings deutlich höhere Mengen ausgetauscht.
- Insbesondere kann es Situationen geben, in denen alle regelbaren Kraftwerken im Einsatz sind und die verbliebene Last durch Stromimporte gedeckt werden muss. Ohne Stromimporte wäre die Lastdeckung unter Umständen nicht zu erreichen.
- Um eine Leistungsdeckung im Stromsystem in dieser Analyse nicht zu betrachten und auch aufgrund der physikalisch nur schwer verhinderbaren Stromflüsse wurde der Stromhandel daher als weiter möglich angenommen.

Wasserstoffspeicher erfüllen im klimaneutralen Energiesystem neben Resilienz- auch eine stabilisierende Systemfunktion

Speicherfunktionen von Wasserstoff



Kommentare

- Wasserstoffspeicher dienen im zukünftigen Energiesystem nicht nur der Bereitstellung von Resilienz, sondern dienen auch im Normalbetrieb als (saisonaler) Systemspeicher.
- Die benötigte Speichermenge, um das Energiesystem im „Normalbetrieb“ bei adversen Wetter zu versorgen ist erheblich (Ruhnau & Qvist (2022) berechnen ca. 50 TWh bei heutiger Nachfrage und einem autarken Energiesystem)¹.
- Die Resilienz- und Systemfunktionen von Wasserstoffspeichern haben Synergien und sind demnach nicht strikt zu trennen. Durch die unterschiedlichen Funktionen von Wasserstoffspeichern ergeben sich ggfs. zusätzliche Bedingungen für die Eigenschaften und Menge der benötigten Wasserstoffspeicher.
- Im Rahmen dieser Analyse wurden Wasserstoffspeicher lediglich als Resilienzspeicher angenommen, sodass diese zusätzlichen Bedingungen vernachlässigt wurden.

1: [Ruhnau & Qvist \(2022\)](#)

Das Resilienzniveau ist Ausdruck eines komplexen Zusammenspiels aus betriebs- und volkswirtschaftlichen Parametern

1

Die berechneten durchschnittlichen Resilienzniveaus pro Verbrauchssektoren sind indikativ zu verstehen, da einige Gründe in der Realität zu einer sektorübergreifenden anderen Verteilung führen würden, z.B. die Regulierung durch den Staat.

2

Für die Resilienzbeurteilung sind Strom- und Wärmespeicher vernachlässigbar; Auch bei stärkerer Diffusion von zentralen und dezentralen Batteriespeichern sowie batterieelektrischen Fahrzeugen wird Resilienz von wenigen Tagen nicht überschritten.

3

Das Resilienzniveau kann in der Theorie als Gleichgewicht aus individueller und gesellschaftlicher Zahlungsbereitschaft für Resilienz sowie Speicherkosten verstanden werden; Änderungen hier würden zu veränderten optimalen Resilienzniveaus führen.

4

Die vorgehaltenen Energiemengen (insbesondere Rohöl und Mineralölprodukte) und dadurch ermittelte Resilienzniveaus beruhen in der Praxis auf Gesetzesvorgaben oder individueller Risikoabsicherung sowie Strategie marktlicher Akteure.

5

Im Falle eines tatsächlichen Importstopps wäre die wirkliche Resilienz gegebenenfalls noch höher, da die Nachfrage elastisch wäre und Energieträger untereinander substituiert werden könnten.

Ein sich verändernder Energiemix bedarf einer Diskussion über zukünftige, strategische Speicherbedarfe

6

Durch die erhöhte Erzeugung durch erneuerbare Energien im Jahr 2045 sinkt die Importabhängigkeit Deutschlands erheblich. Dennoch besteht bei einigen Energieträgern für Deutschland weiterhin eine bedeutsame Importabhängigkeit.

7

Bei dem Energiesystem des dena-Leitstudien Szenarios KN100 ist insbesondere grüner Wasserstoff ein zentraler Energieträger. Geht man von einem gleichbleibenden Resilienzniveau aus, sind große Kapazitäten neuer Wasserstoffspeicher nötig.

8

In den bisherigen Energiesystemstudien wurden Speicherkosten nicht vollumfänglich berücksichtigt. Täte man dies, könnte sich ggfs. ein anderer optimaler Energiemix einstellen.

9

Inwieweit sich das in der Vergangenheit gesellschaftlich eingestellte Resilienzniveau bei höheren Speicherkosten halten würde, ist offen. Andererseits können geopolitische Entwicklungen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Resilienz implizieren.

10

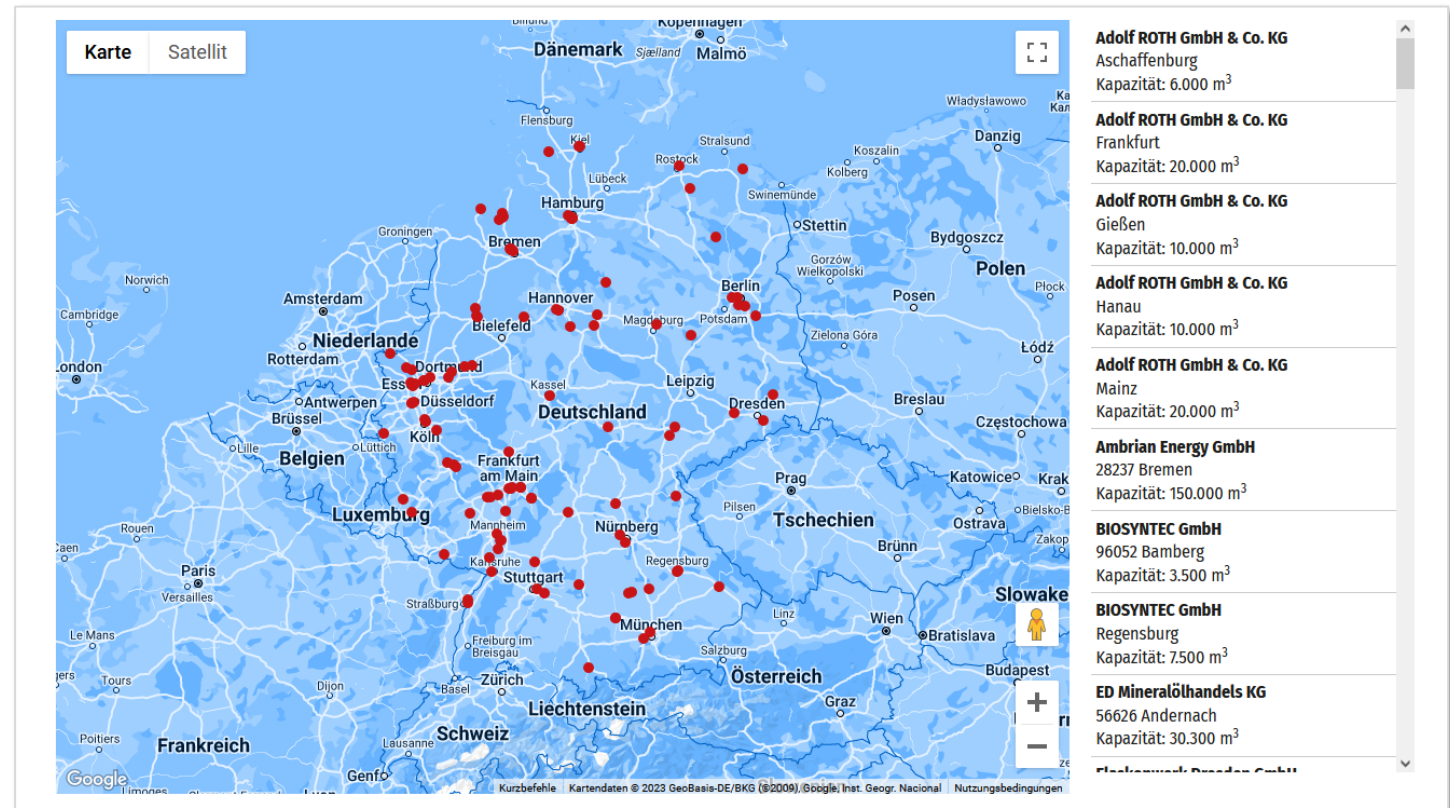
Wird ein sich wandelnder Energieträgermix erwartet, kann es sinnvoll sein, bisherige gesetzliche Vorgaben für Mineralöl und Gas zu adaptieren, um eine strategische Energiereserve mit den dann vorherrschenden Energieträgern zu gewährleisten.

Impuls: Zusätzlich zur Analyse wird die Rolle der bestehenden Tanklager im Energiesystem der Zukunft untersucht

Motivation für den Impuls

- In der heutigen Infrastruktur spielen Tanklager eine bedeutende Rolle bei der Bevorratung, Lagerung und dem Vertrieb von Mineralöl. Die Relevanz dieser spezifischen Rolle wird mit der Transformation des Energiesystems abnehmen.
- Tanklager sind dezentral verteilt, in das bestehende Logistiksystem eingebunden, und weisen umfangreiche Genehmigungen auf. Trotz der voraussichtlich sinkenden Bedeutung von Mineralöl bilden sie daher einen guten Ansatzpunkt, um anderweitige Erzeugungs- oder Speicherkonzepte für bspw. Wasserstoff oder Batteriespeicher umzusetzen.
- In diesem Impuls werden daher relevante Use-Cases für die bestehenden Tanklager im zukünftigen Energiesystem entwickelt und untersucht.

Verteilung der bestehenden (UTV-)Tanklager über Deutschland¹



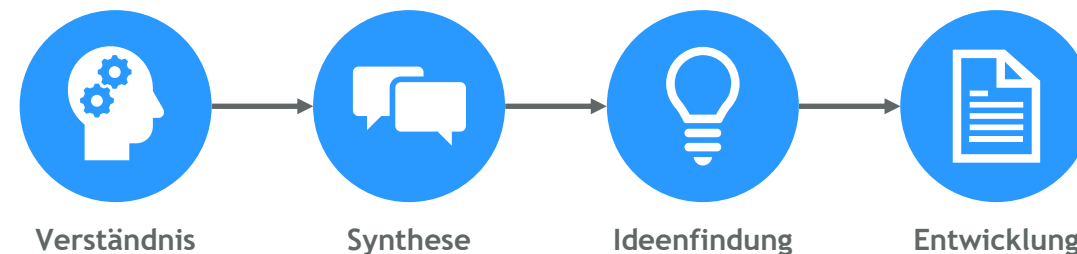
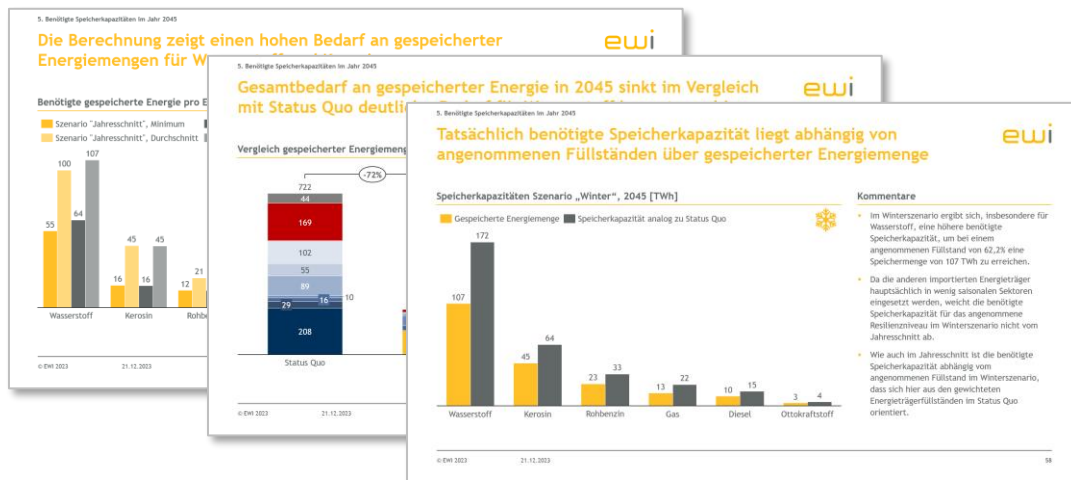
1: [UTV \(2023b\)](#)

Für die zukünftige Rolle der Tanklager wurden auf Basis der Ergebnisse und zusätzlicher Ideenfindung 6 Use-Cases definiert

Analyseergebnisse zu zukünftigen Speicherkapazitäten

Zusätzliche Ideenfindung durch Design Thinking

Basis zur Entwicklung der Use-Cases

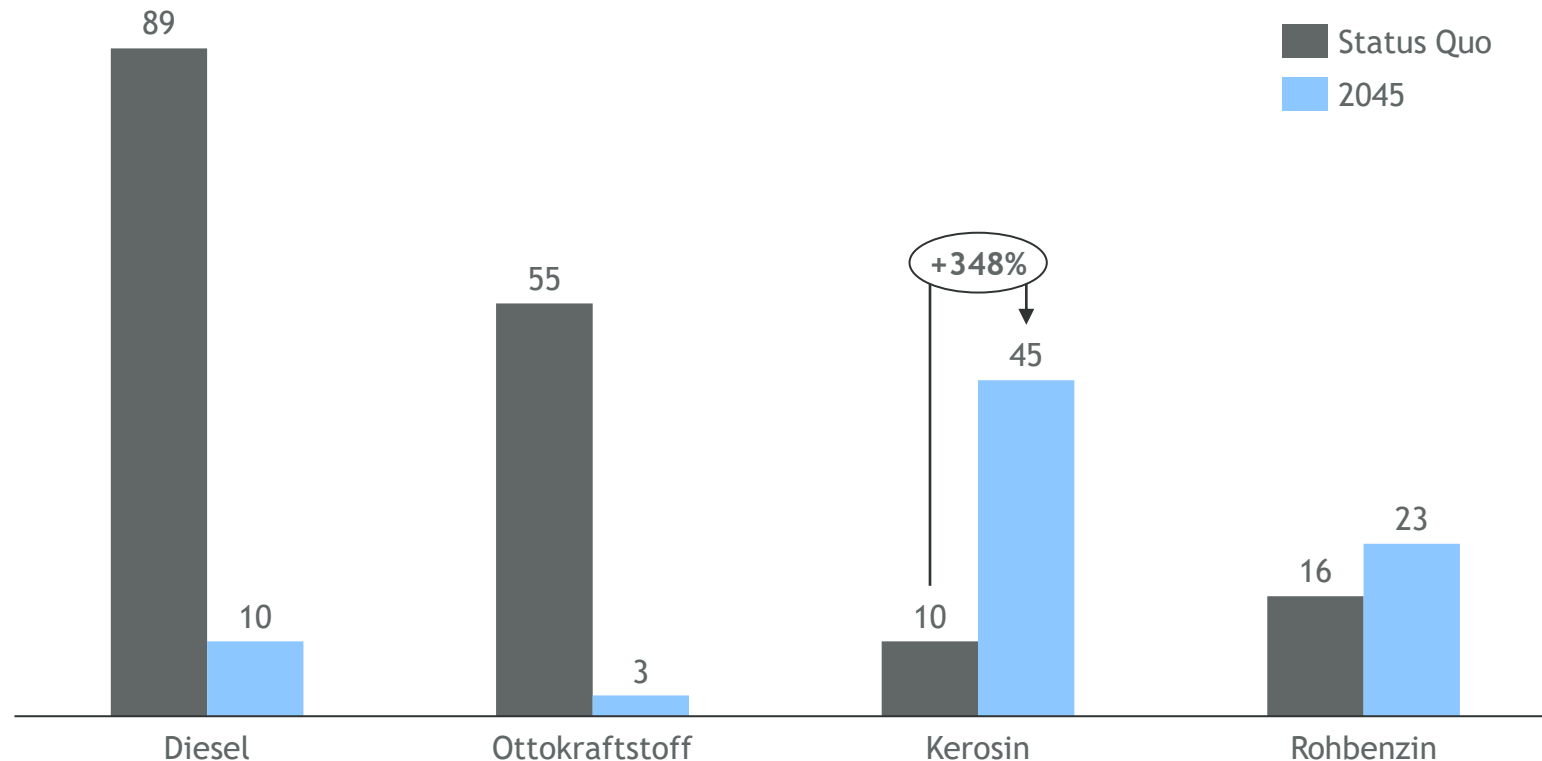


Ausgewählte Use-Cases

- 1** Zusätzliche Kerosinbevorratung
- 2** Resilienzspeicher
- 3** Speicher für chemische Vor- und Zwischenprodukte
- 4** Mit synthetischen Ölen betriebene Reservekraftwerke
- 5** Redox-Flow-Batterien
- 6** Carbon Capture and Utilization Hubs

Ein naheliegender Use-Case für Tanklager ist die Deckung des erhöhten Bedarfs an Kerosinspeicherung im Jahr 2045

Veränderung der gespeicherten Energiemenge von Mineralölprodukten [TWh]



Kommentare

- Die benötigte gespeicherte Energiemenge von Diesel- und Ottokraftstoff könnte im Rahmen der Dekarbonisierung des Verkehrssektors von 2021 auf 2045 stark zurückgehen. Dies liegt insbesondere an der verstärkten Relevanz der Elektromobilität.
- Der Speicherbedarf von synthetischem Kerosin steigt dagegen voraussichtlich stark. Bei gleichbleibender Resilienz wäre er um mehr als das Dreifache höher. Das liegt daran, dass im Flugverkehr auch langfristig Kerosin gebraucht wird. Die Resilienz durch Lagerung von Rohöl fiel weg, sodass Kerosin verstärkt als Produkt gespeichert würde.
- Dieser erhöhte Bedarf an Speicherung von Kerosin stellt einen naheliegenden, zukünftigen Use-Case dar.

Hinweis: Status Quo ist durch Speicherinfrastruktur aus dem Jahr 2023 und Jahresverbräuchen aus dem Jahr 2021 definiert.

Durch den voraussichtlichen Wegfall der Raffineriekapazitäten in Deutschland entsteht ein erhöhter Bedarf an Kerosinbevorratung



Beschreibung des Use-Case

- In Zukunft ist ein erhöhter Bedarf für die Bevorratung von Kerosin wahrscheinlich. Laut den Ergebnissen dieser Analyse ist ein Anstieg von 10 TWh auf 45 TWh denkbar.
- Um diesen Bedarf zu decken, können bestehende Assets des UTVs, in denen zuvor andere Mineralölprodukte gelagert wurden, genutzt werden. Die müssten für die Lagerung von Kerosin umgerüstet werden.
- Zusätzlich ist ein Ausbau der Kapazitäten an Standorten möglich, die bereits für die Kerosinverteilung und -lagerung verwendet werden.



Charakteristika der Assets

- Die Nähe zu Flughäfen.
- Die Möglichkeit zur ökonomisch sinnvollen Umrüstung für Lagerung von Kerosin.
- Ggfs. Anschluss an oder Nähe zu Nato-Pipeline bzw. Jet A1 Infrastruktur.



Begründung des Potentials

- In Deutschland wird bis zum Jahr 2045 voraussichtlich die Produktion von Kerosin aus Rohöl wegfallen. Der Bedarf im Flugverkehr bleibt aber voraussichtlich in ähnlicher Höhe.
- Um den Wegfall der heimischen Produktion zu kompensieren, wäre eine Erhöhung des Bevorratungsvolumens denkbar.

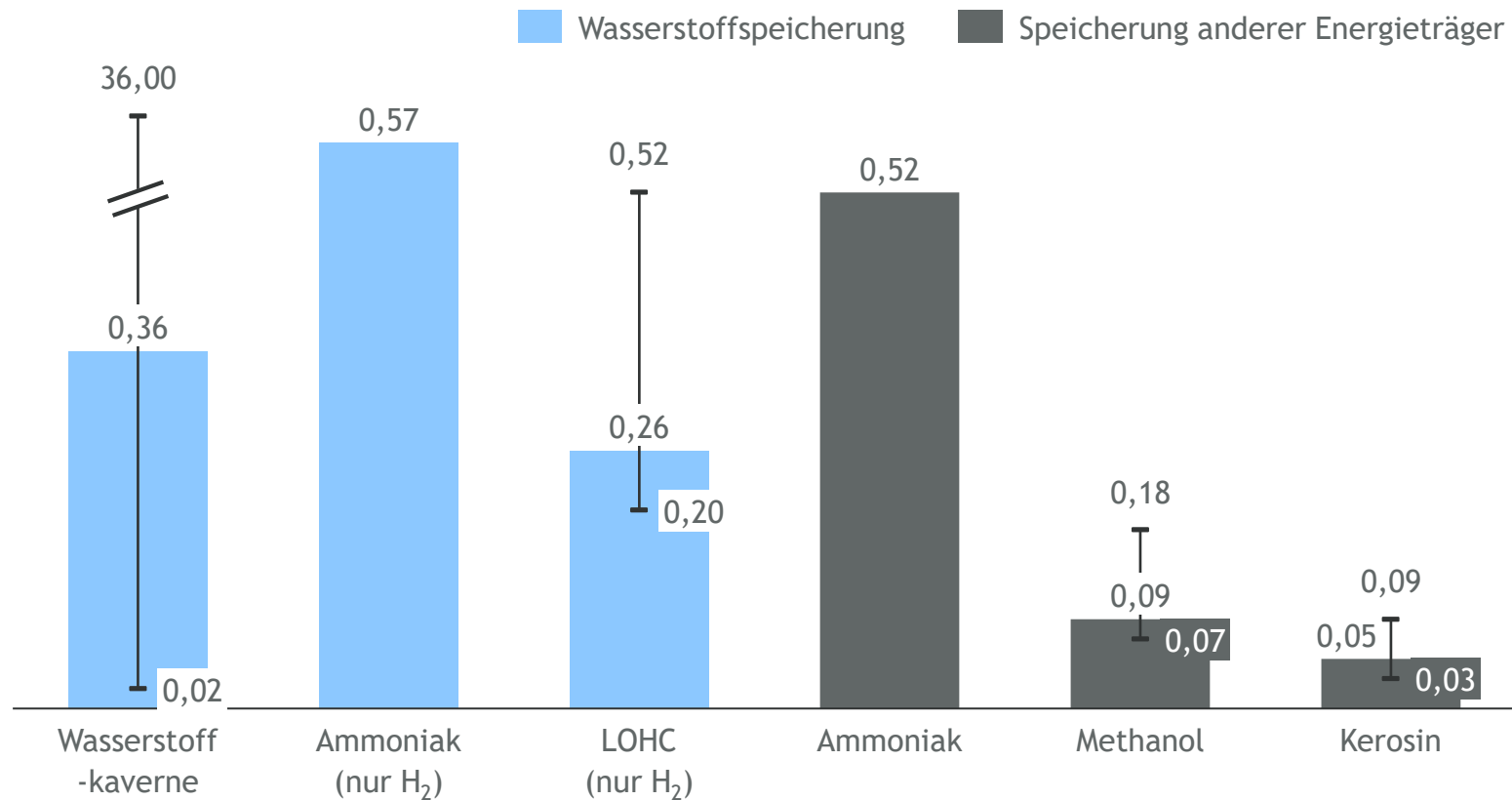


Voraussetzungen

- Eine erhöhte Nachfrage nach Kerosinbevorratung, beispielsweise durch eine Anpassung des Risikomanagement der Abnehmer oder der staatlichen Vorgaben.

Erschließung neuer Wasserstoffkavernen benötigt hohe CAPEX - Oberirdische Tanks bieten Potenzial als Resilienzspeicher

CAPEX für Kapazitäten nach Energieträger [€/kWh]^{1,2}



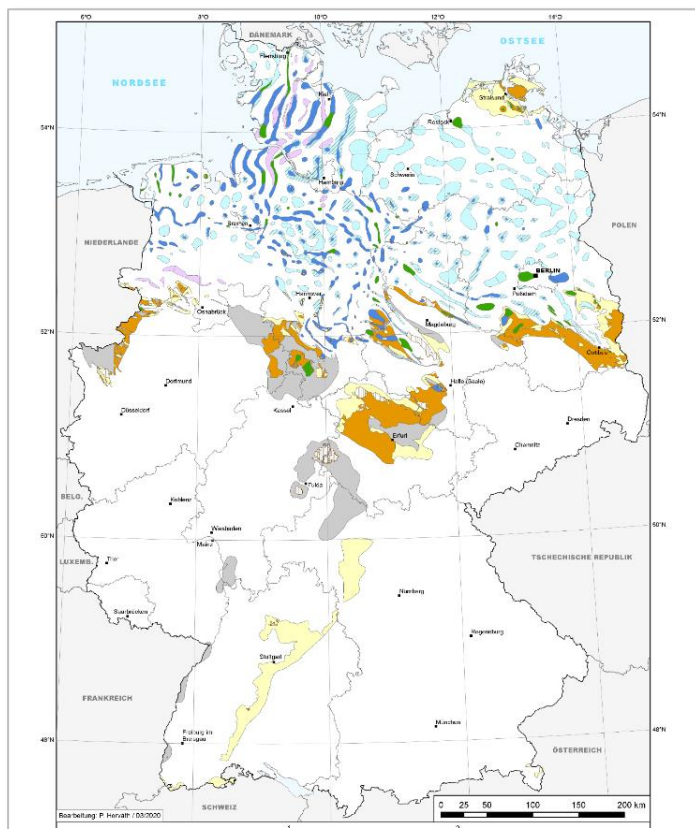
Kommentare

- Für den Kostenvergleich werden Wasserstoffkavernen und oberirdischen Tanks für Wasserstoffderivate betrachtet.
- Verschiedene Studien³ weisen eine sehr große Spannweite der CAPEX-Kosten für Wasserstoffkavernen aus. Die Spannweite der Wasserstoffderivate ergeben sich aus Skaleneffekten der Tankgröße und Infrastruktur.
- Die Lagerung von Kerosin oder anderen THG-neutralen synthetischen flüssigen Energieträgern in Tanks kann Kostenvorteile bieten, insbesondere aufgrund ihrer Energiedichte.
- Ammoniak- und LOHC-Speicherung liegen in einer vergleichbaren Größenordnung wie Kavernenspeicher. Zusätzliche Anlagentechnik, Infrastruktur und Logistikanforderungen sind hier nicht berücksichtigt.

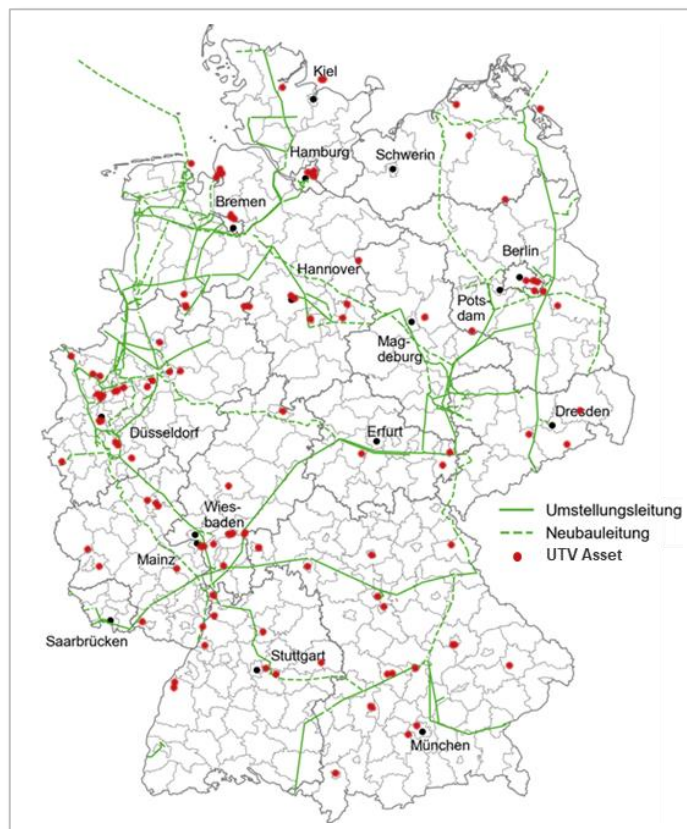
1 flüssiger Ammoniak (bei 15 bar), LOHC am Beispiel Toluol | 2: Kosten für Kerosin, LOHC und Methanol für neue Tanks ausgewiesen. Umrüstung bestehender Tanks wäre vermutlich günstiger. 3: [NWR \(2021\)](#); [Kondzielle et. al \(2023\)](#); [DBI \(2022\)](#)

Im zukünftigen Energiesystem ist die regionale Verteilung der unterirdischen Wasserstoffspeicher stark im Norden zentriert

Potentiale für Wasserstoffkavernen^{1,2}



Wasserstoffkernnetz³ und UTV-Assets⁴



Kommentare

- Potentiale für neue Wasserstoffkavernen befinden sich insbesondere im mittleren Teil Norddeutschlands.
- Derzeit sind im Süden einige Gasporenspeicher vorhanden, die aber voraussichtlich nicht für Wasserstoff geeignet sind⁵.
- Dadurch werden in Zukunft im Süden Deutschlands nur wenige unterirdische Wasserstoffspeicher zur Verfügung stehen.
- Die regionale Bevorratung von Energieträgern war nicht Fokus der Analyse. Um im Krisenfall die dezentrale Versorgung zu gewährleisten, kann eine geographische Diversität in der Energiespeicherung allerdings sinnvoll sein.

1: ,  &  farbige Gebiete für Wasserstoffspeicher geeignet, restliche Markierungen ungeeignet | 2: [InSpEE_DS \(2020\)](#) | 3: [FNB \(2023\)](#) | 4: [UTV \(2023b\)](#) | 5: [LBEG \(2022\)](#)

Lagerung von H₂-Derivaten in Tanklagern könnte im Vergleich mit neuen Wasserstoffkavernen geeigneter Resilienzspeicher sein



Beschreibung des Use-Case

- Die Produktion grünen Wasserstoffs ist kostengünstiger als die Produktion von grünen Wasserstoffderivaten (LOHC, Ammoniak, Kerosin).
- Die Speicherung von molekularem Wasserstoff ist dagegen potentiell kostenintensiver, da neue Kavernen zur Speicherung des Wasserstoffs erschlossen werden müssten. Die Transport- und Speicherkosten von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten werden getrieben durch die volumetrische Energiedichte, die bei Wasserstoff deutlich geringer ausfällt
- Für selten genutzte Speicher sind die Investitionskosten maßgeblicher als die Energieträgerkosten



Charakteristika der Assets

- Möglichkeit der Kerosinlagerung inkl. Infrastrukturanbindung
- Bei LOHC & Ammoniak idealerweise Nähe zum Kernnetz
- Eventuell Standorte besonders im Süden Deutschlands interessant



Begründung des Potentials

- Investitionskosten für Speicher von Wasserstoffderivaten (insbesondere Kerosin) liegen potentiell deutlich unter den Investitionskosten für Wasserstoffkavernen.

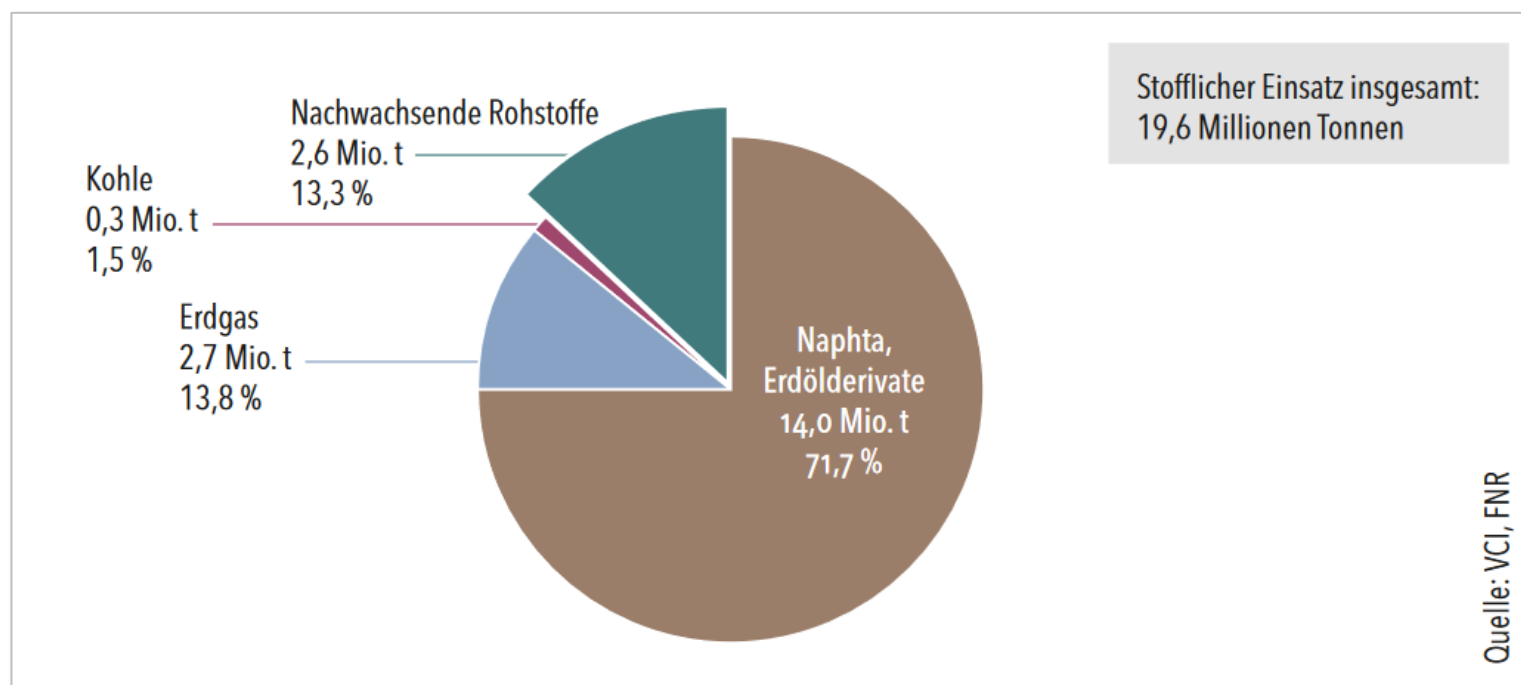


Voraussetzungen

- Infrastruktur zur Nutzung / Umwandlung der Derivate
- Anreize für die Wasserstoffderivatbevorratung

Die Dekarbonisierung der Grundstoffchemie bietet Potential zur Übernahme von Funktionen in neuen internationalen Lieferketten

Rohstoffmix der organisch-chemischen Industrie in 2018¹



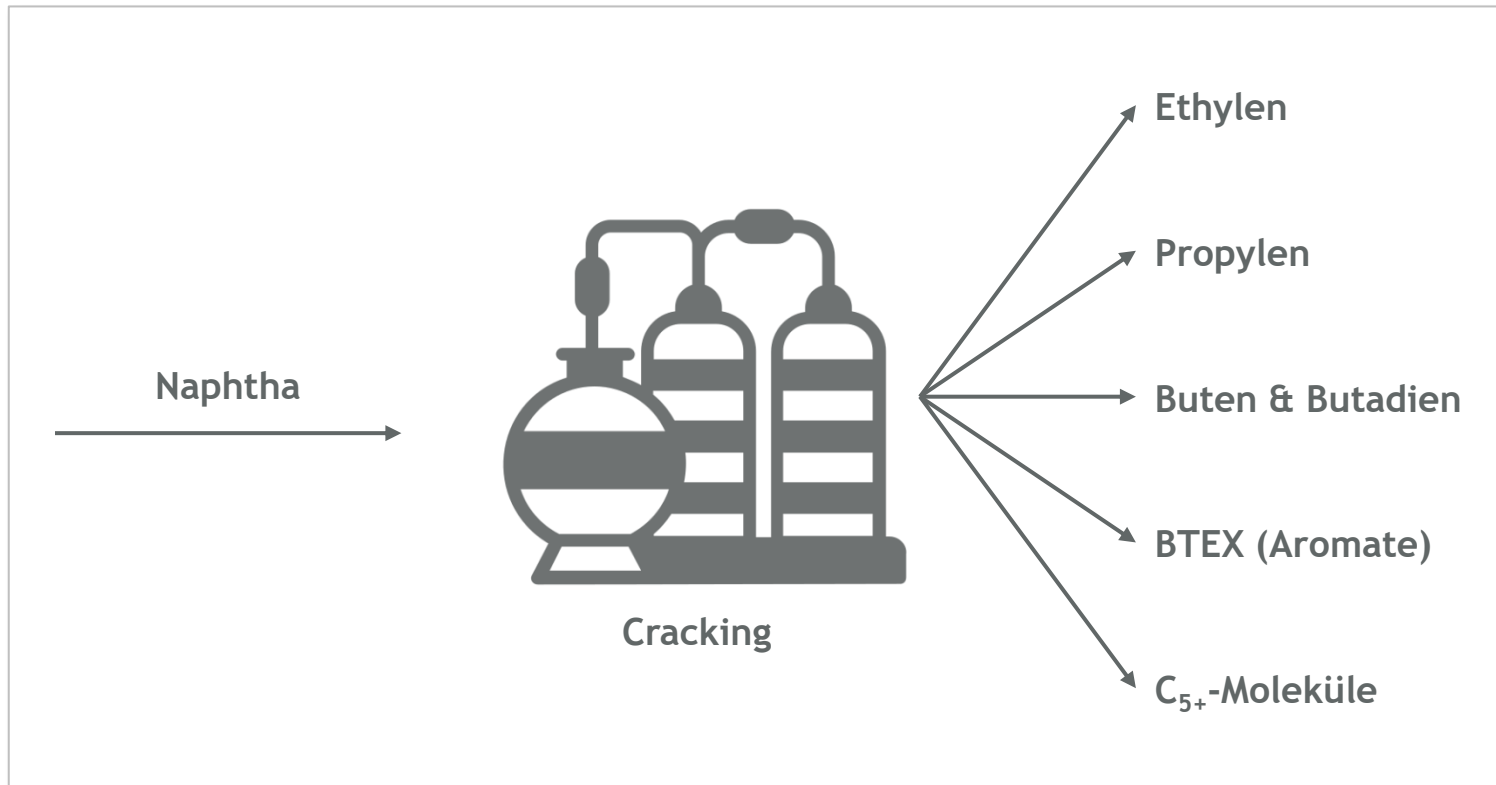
Kommentare

- Die Herstellung von organischen Grundchemikalien beruhte im Jahr 2018 zu 87% auf fossilen Energieträgern.
- Mineralöle, insbesondere Naphtha, bilden dabei mit 71,5% den höchsten Anteil, nachwachsende Rohstoffe und Erdgas machten zusammen rund ein Viertel des Bedarfs aus.
- Die auf fossilen Energieträgern basierenden Prozesse und internationale Lieferketten werden sich bis 2045 voraussichtlich ändern, insbesondere die heimische Produktion von Mineralölprodukten fiele bei fehlender Raffineriekapazität weg.
- Dies bietet Potential für neue Geschäftsmodelle und eine stärkere Rolle von Tanklagern innerhalb der Lieferketten.

1: [VCI \(2020\)](#)

In Zukunft könnte erhöhter Bedarf an importiertem Methanol oder anderen chemischen Vorprodukten Chance für Tanklager bieten

Schematische Darstellung des Naphta-Cracking und der Produkte



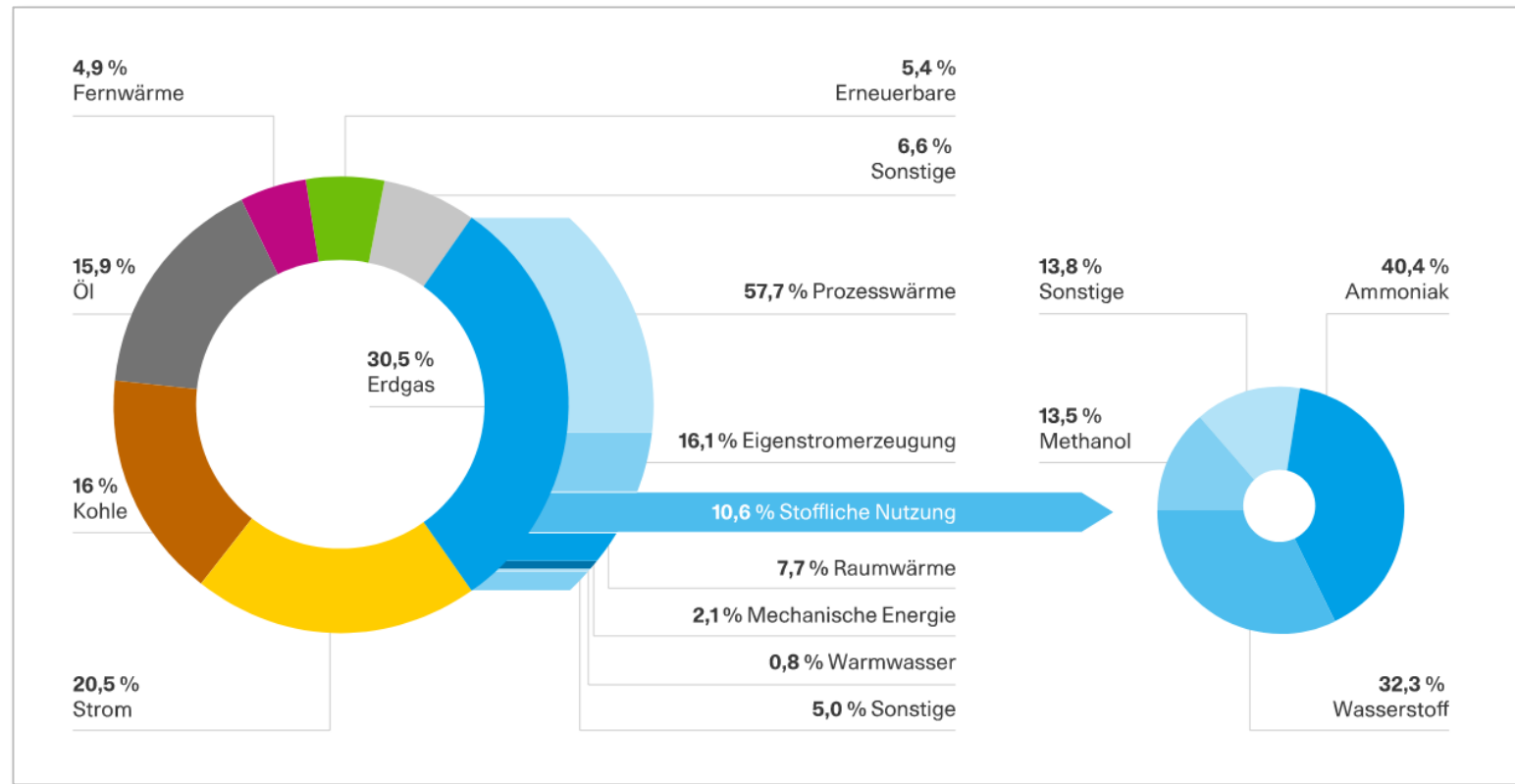
Kommentare

- Im zukünftigen, klimaneutralen Energiesystem soll laut dena-Leitstudie¹ deutlich weniger fossiles Naphta verwendet werden. Eine Ersatzmöglichkeit ist der Import von synthetischem Naphta.
- Eine andere Möglichkeit ist die Synthese aus Methanol und CO₂ durch Methanol-to-Olefins (MtO) oder Methanol-to-Aromatics (MtA).
- Laut dena-Leitstudie¹ wird in 2045 der Bedarf an den in der Grafik gezeigten Olefinen und Aromaten zu 40% über Naphta-Cracking und zu 60% über MtO & MtA gedeckt.
- Eine weitere Möglichkeit wäre der direkte Import der flüssigen Produkte, wie bspw. BTEX, oder verflüssigten Gasen, wie bspw. Ethylen.
- Über die Wertschöpfungstiefe innerhalb des klimaneutralen Energiesystems besteht derzeit Unsicherheit.

1: [EWI \(2021\)](#)

Herstellung von Ammoniak und Methanol aus Erdgas könnte in Zukunft durch direkte Importe der Chemikalien ersetzt werden

Prozentualer Einsatz von Energieträgern der Industrie in 2022¹



Kommentare

- Erdgas wird derzeit stofflich zur Herstellung von Wasserstoff, Ammoniak und Methanol verwendet.
- Ammoniak und Methanol lassen sich als vergleichsweise gut auch über längere Distanzen transportieren, sowohl für die energetische als auch für die stoffliche Nutzung.
- Im zukünftigen Energiesystem könnten diese Stoffe demnach als chemische Vorprodukte importiert werden.
- Der dadurch entstehende erhöhte Aufwand in Lagerung, Bevorratung und Distribution könnte eine Nutzung von Tanklagern erfordern.

1: [Zukunft Gas \(2023\)](#)

Durch die Umstellung von internationalen Lieferketten für chemische Rohstoffe entstehen neue Potentiale für Tanklager



Beschreibung des Use-Case

- In 2045 soll die stoffliche Nutzung von Energieträgern klimaneutral sein.
- Naphtha-basierte Prozesse können über grünes Naphtha im herkömmlichen Prozess, Methanol-to-Olefins & Methanol-to-Aromatics oder direkten Import grüner Zwischen- und Endprodukte dekarbonisiert werden.
- Erdgas-basierte Prozesse können über den Import von grünem Wasserstoff, Methanol und Ammoniak weitestgehend dekarbonisiert werden.
- Daraus ergeben sich neue Lieferketten, für die die Tanklager relevant sein können.



Charakteristika der Assets

- Nähe zu Industrieclustern
- Optimalerweise Anschluss an Pipelines zur chemischen Industrie
- Möglichkeit zur Umrüstung für Lagerung von chemischen Zwischen- und Endprodukten



Begründung des Potentials

- Bei grüner Herstellung von organischen Chemikalien aus Elektrolyse und CO₂-Abscheidung werden große Mengen an Energie benötigt.
- Diese Prozesse finden in Zukunft voraussichtlich an Standorten mit besseren Bedingungen für erneuerbare Energie statt und die Produkte werden importiert.

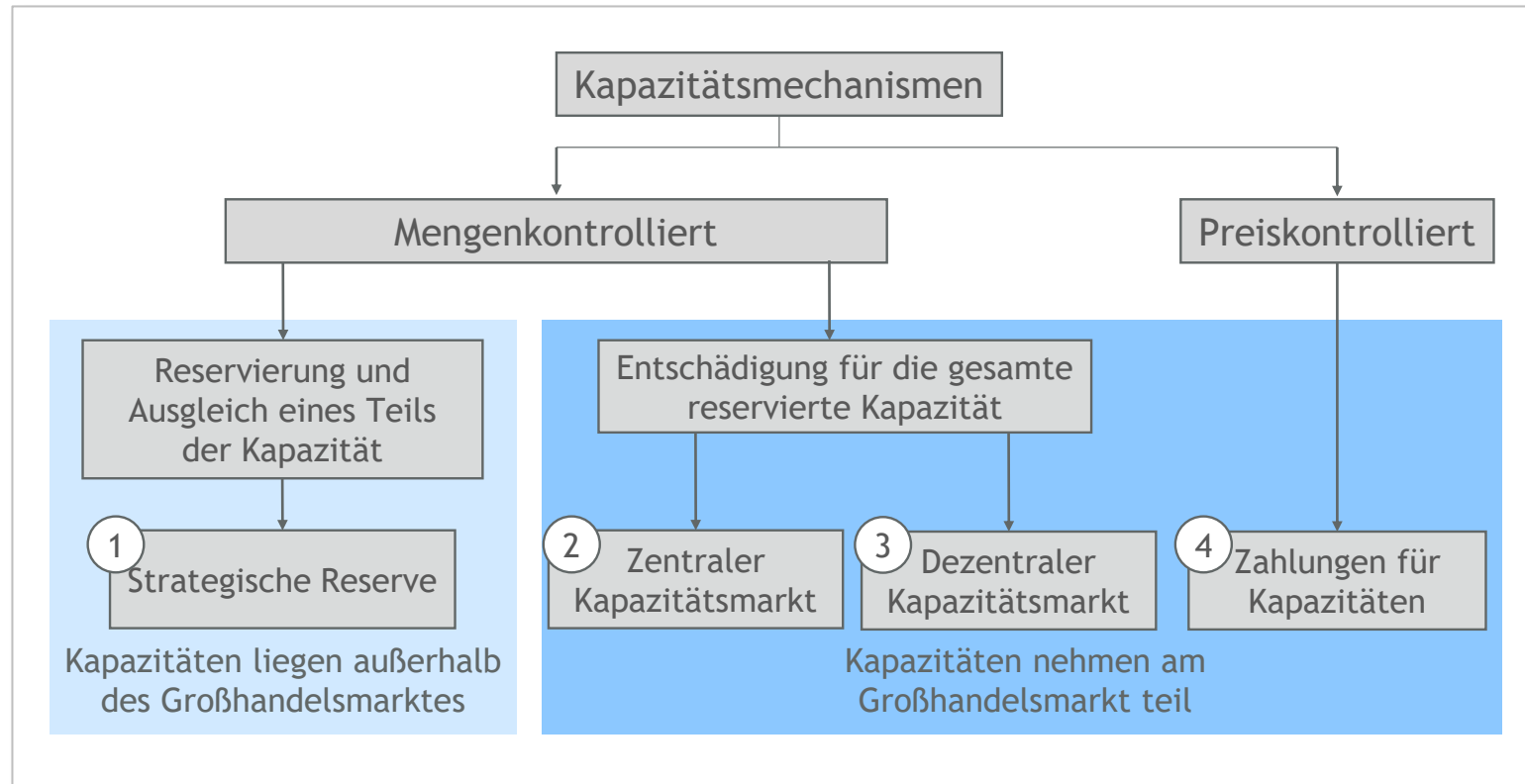


Voraussetzungen

- Industrieller Bedarf für chemische (Vor-)produkte
- Importinfrastruktur für Energieträger wie Ammoniak, Methanol, etc.

Mit synthetischen Flüssigenergieträgern betriebene Kraftwerke könnten als Kapazitätsreserve für das Stromsystem dienen

Schematische Übersicht zu Mechanismen zur Kapazitätssicherung im Stromsystem



Kommentare

- Zur Sicherung des Stromsystems sind Reservekraftwerke nötig, die nur wenige Volllaststunden erreichen bzw. geplant nicht eingesetzt werden.
- Um den Bau und Betrieb dieser Kraftwerke rentabel zu machen, gibt es verschiedene Mechanismen zur Beanreizung von Investitionen in steuerbare Kapazitäten.
- Im Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie¹ sollen vor allem Wasserstoffgaskraftwerke zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.
- Bezieht man die spezifischen, systemischen Speicherkosten ein, könnten mit synthetischen Flüssigenergieträgern betriebene Reservekraftwerke eine Rolle spielen.

1: [BMWK \(2023b\)](#)

UTV-Standorte könnten durch potentiell Standorte für mit synth. Flüssigenergieträgern betriebene Reservekraftwerke sein



Beschreibung des Use-Case

- Zur Sicherung des Stromsystems sind Reservekraftwerke nötig, die nur eine geringe Zeit laufen bzw. theoretisch nie zum Einsatz kommen könnten.
- Im zukünftigen Energiesystem tritt dies insbesondere bei Extremwetterereignissen auf, bei denen sehr viel Backup-Kraftwerksleistung benötigt wird.
- Unter Berücksichtigung der spezifischen Speicherkosten könnten hier auch mit synthetischen Flüssigenergieträgern betriebene Kraftwerke eine Rolle spielen.



Charakteristika der Assets

- Nähe zu oder Eignung als potentieller Kraftwerksstandort



Begründung des Potentials

- Da Reservekraftwerke nur wenig Zeit laufen haben die variablen OPEX des Kraftwerks einen vergleichsweise kleinen Einfluss.
- Wichtiger sind die betrachteten CAPEX, die bei Einbezug von Speicherkosten für mit synthetischen Flüssigenergieträgern betriebene Kraftwerke niedriger sein können.

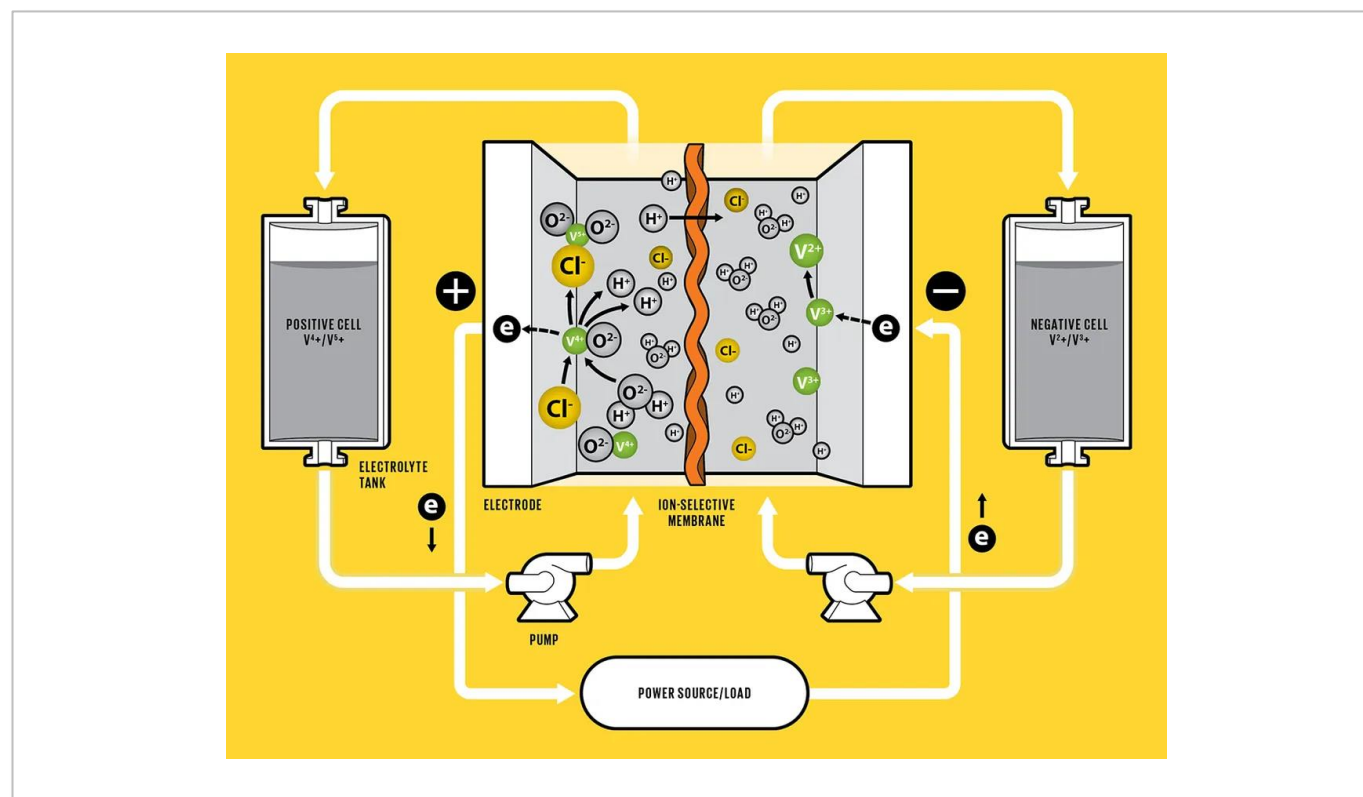


Voraussetzungen

- Vergütung der Verfügungstellung von Reservekapazität im Stromsektor

Durch Elektrifizierung ergibt sich großer Bedarf für Batteriespeichern - Redox-Flow-Batterien könnten Potential bieten

Prozessbild von (Redox-)Flow-Batterie¹



Kommentare

- Laut dena-Leitstudie² wird im Jahr 2045 50% der Endenergie in Form von Strom genutzt. Aufgrund der volatilen Erzeugung erneuerbarer Energien muss dieser auch abseits von Resilienzüberlegungen gespeichert werden.
- Daraus ergibt sich erheblicher Bedarf an Batteriespeichern, die eine effiziente Speicherung des erzeugten Stroms erlauben.
- Flow-Batterien zeichnen sich durch die gute Skalierbarkeit und lange Lebensdauer aus, dies könnte im Rahmen der weiteren Kommerzialisierung zu wettbewerbsfähigen Levelized Cost of Electricity (LCOE) führen.
- Ein gegenüber üblichen Lithium-Ionen-Batterien veränderter Materialmix kann auch bezüglich der Verfügbarkeit von Ressourcen zur Batterieherstellung vorteilhaft sein.

1: [IEEE Spectrum \(2023\)](#); 2: [EWI \(2021\)](#)

Durch Expertise im Umgang mit Flüssigkeiten und vorhandene Genehmigungen könnten Assets für Redox-Flow-Bat. geeignet sein



Beschreibung des Use-Case

- Ein großer Anteil der Endenergie wird in Zukunft durch Strom bereitgestellt.
- Im zukünftigen Energiesystem wird neben langfristigen Resilienzspeichern auch kurzfristige Speicherkapazität für untertägige bzw. kurzfristige Flexibilität benötigt.
- (Redox-)Flow-Batterien eignen sich wegen großer Skalierbarkeit und langer Lebensdauer zu der Bereitstellung der stromsystemischen Flexibilität.
- (Redox-)Flow-Batterien weisen Energiedichten von 25 - 53 Wh/l¹ auf. Bei einer großen Batteriegröße von 500 MWh entspräche dies einer Tankkapazität von ca. 9.400 - 20.000 m³.²



Charakteristika der Assets

- Topologische Nähe zu erneuerbaren Energiequellen
- Oder Nähe zu Netzknotenpunkten zur Netzstabilisierung
- Oder Nähe zu Hochlastgebieten (z.B. Industrie, Stadt)
- Anbindung an das Mittelspannungsnetz



Begründung des Potentials

- Flow-Batterien lassen sich trotz hoher Investitionskosten besser skalieren als Lithium-Ionen-Batterien
- Sie weisen zusätzlich längere Verwendungsdauer gegenüber Lithium-Ionen-Batterien auf



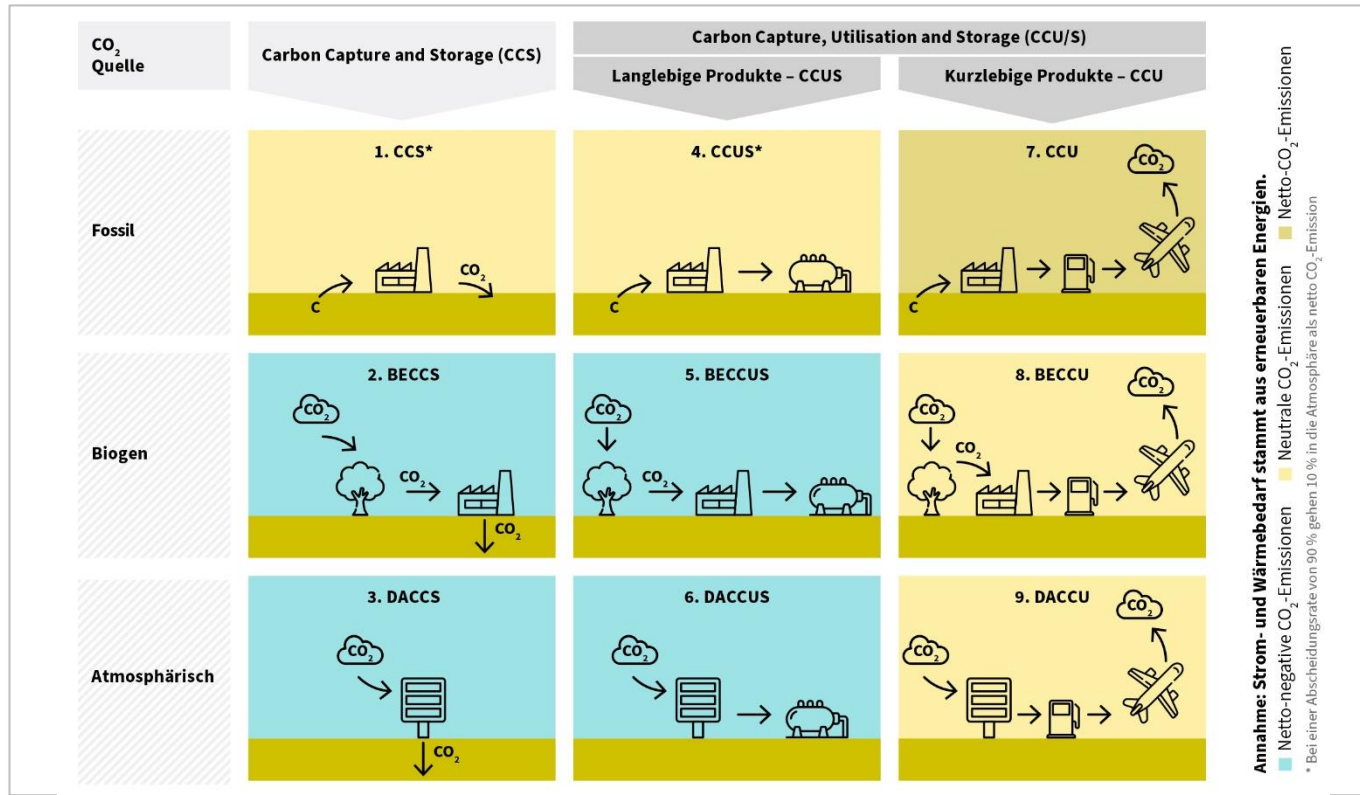
Voraussetzungen

- Technologische Reife und Kostendegression der Batterietechnologie

1: [Puleston et al. \(2022\)](#) | 2: vgl. [LEAG \(2020\)](#)

In 2045 könnte klimaneutraler Kohlenstoffkreislauf große Rolle spielen - Tanklager könnten als Zwischenspeicher Teil davon sein

Senkenwirkung von CCU/S Prozessen



Kommentare

- Bei Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilization (CCU) werden CO₂-Emissionen an Kraftwerken oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft eingespeichert, bzw. als Rohstoff für Chemikalien, Kraftstoffe und Baustoffe genutzt.
- Gemäß dena-Leitstudienzenario KN100 werden im Jahr 2045 46 Megatonnen CO₂-Äquivalente abgeschieden.
- Für die zukünftige CO₂-Infrastruktur könnten Zwischenspeicher notwendig sein, insbesondere in Gebieten, die keine Anbindung an eine CO₂-Pipeline aufweisen.
- Dies ist insbesondere dort relevant, wo CO₂-Austoß und -Nutzung in einem Industriecluster zu finden sein wird.

Quellen: [dena \(2021\)](#); [McKinsey & Company \(2023\)](#)

Für Zwischenspeicher im klimaneutralen Kohlenstoffkreislauf haben insb. Assets in der Nähe von sog. CCU-Hubs Potenzial



Beschreibung des Use-Case

- Schwer zu vermeidende Industriemissionen werden in Zukunft möglicherweise abgeschieden und langfristig gespeichert oder genutzt.
- Daraus ergäbe sich ein Speicherbedarf für die Zwischenlagerung von CO₂.
- Dieser Bedarf könnte sich insbesondere in Clustern fokussieren, in denen CO₂-Emissionen und CO₂-Nutzung nah beieinander liegen und die keine Anbindung an eine CO₂-Pipeline haben (CCU-Hubs).



Charakteristika der Assets

- Nähe zu CCU-Hubs (Abscheidung & Nutzung)
- Beispiele für Abscheidung: Bioenergiekraftwerke, Müllverbrennung, Eisen-, Stahl-, Zement- und Kalkindustrie, sowie Grundstoffchemie
- Nutzung: Chemieindustrie (Kunststoffe, Brennstoffe, Baustoffe)



Begründung des Potentials

- Zur Vermeidung von CO₂-Transportkosten kann es von Vorteil sein an passenden Standorten CO₂ lokal abzuscheiden und zu verwenden.



Voraussetzungen

- Rahmenbedingungen für die Nutzung von CCS/CCU (Derzeit erfolgt Erarbeitung der neuen Carbon Management Strategie des BMWK¹)

1: [BMWK \(2023c\)](#)

**Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität zu Köln

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

- Acatech, Leopoldina & Akademienunion (2017). Das Energiesystem resilient gestalten: Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung, S.10. <https://www.acatech.de/publikation/das-energiesystem-resilient-gestalten-massnahmen-fuer-eine-gesicherte-versorgung/>
- AGEB (2022). Bilanz 2021. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/EBD21e.xlsx>
- BfJ (2012). Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorrattungsgesetz - ErdölBevG). https://www.gesetze-im-internet.de/erd_lbev_g_2012/BJNR007410012.html
- BMWK (2023a). Werkstattbericht des BMWK. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/werkstattbericht.html>
- BMWK (2023b). Pressemitteilung “Beginn des Stakeholderdialogs zur Carbon Management-Strategie“. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230324-stakeholderdialog-zur-carbon-management-strategie.html>
- BMWK (2023c). Werkstattbericht des BMWK. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/werkstattbericht.html>
- BReg (2023). Gasspeichergesetz. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- DBI (2022). Wasserstoff speichern - soviel ist sicher. https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf
- dena (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

- Deutscher Bundestag (2020). Wissenschaftliche Dienste. Wasserstoffträgersysteme - Einzelfragen zu Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC). <https://www.bundestag.de/resource/blob/816048/454e182d5956d45a664da9eb85486f76/WD-8-058-20-pdf-data.pdf>
- Energy-Charts (2023a). Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland. <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE> (zugegriffen 22.12.23)
- Energy-Charts (2023b). Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE (zugegriffen 22.12.23)
- Energy-Charts (2023c). Grenzüberschreitender Stromhandel von Deutschland. https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&source=tcs_saldo&stacking=stacked_absolute&week=30 (zugegriffen 22.12.23)
- Eurostat (2023). Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Gas - monatliche Daten. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gasm/default/table?lang=de (zugegriffen 22.12.2023)
- Europäische Union (2020). Datenbank der europäischen Energiespeichertechnologien und -anlagen. <https://data.europa.eu/data/datasets/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities?locale=de> (zugegriffen 22.12.23)
- EWI (2021). Gutachterbericht für die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/>
- EWI (2022). Vergleich der “Big 5”-Klimaneutralitätsszenarien. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/vergleich-big-5/>
- Figener et al. (2023). The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). https://www.researchgate.net/publication/369479477_The_development_of_battery_storage_systems_in_Germany_A_market_review_status_2023

- Fluxys (2023). Unit converter. <https://www.fluxys.com/en/natural-gas-and-biomethane/empowering-you/unit-converter> (zugegriffen 22.12.23)
- FNB Gas (2023). Wasserstoff-Kernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (zugegriffen 22.12.23)
- Fraunhofer ISI, consentex, ifeu & TU Berlin (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf
- GIE (2023). Aggregated Gas Storage Inventory. AGSI. <https://agsi.gie.eu/> (zugegriffen 22.12.23)
- Holling, C. S. (1996). Engineering resilience versus ecological resilience. Engineering within ecological constraints, 31(1996), 32. <https://books.google.de/books?hl=de&lr=&id=qXxOAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT39&dq=holling+1996+resilience&ots=LSbnzGoKx&sig=KRiEsJmOvJwhR27NEjPitvHytv8#v=onepage&q=holling%201996%20resilience&f=false>
- Hollnagel, E. (2014). Resilience engineering and the built environment. Building Research & Information, 42(2), 221-228. <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/09613218.2014.862607>
- InSpEE DS (2020). Teilprojekt Bewertungskriterien und Potenzialabschätzung. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/InSpeeDS_TP_Bewertungskriterien.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- IEEE Spectrum (2023). IT'S BIG AND LONG-LIVED, AND IT WON'T CATCH FIRE: THE VANADIUM REDOX-FLOW BATTERY. <https://spectrum.ieee.org/its-big-and-longlived-and-it-wont-catch-fire-the-vanadium-redoxflow-battery>
- KBA (2023). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 1. Januar 2023. https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2023.xlsx?__blob=publicationFile&v=2

- Kondziella, H., Specht, K., Lerch, P., Scheller, F., & Bruckner, T. (2023). The techno-economic potential of large-scale hydrogen storage in Germany for a climate-neutral energy system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, 113430. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032123002873>
- LBEG (2022). Untertage Gasspeicherung in Deutschland. https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/190565/Untertage-Gasspeicherung_in_Deutschland_Stand_1.1.2022_.pdf
- LEAG (2020). Pressemitteilung: LEAG und ESS entwickeln Clean Energy Hub für Deutschland, <https://www.leag.de/de/news/details/leag-und-ess-entwickeln-clean-energy-hub-fuer-deutschland/>
- Lux et al. (2022). The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422009669>
- Nationaler Wasserstoffrat (NWR). (2021). Die Rolle der Untergrund Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland . https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf
- McKinsey & Company (2023). The world needs to capture, use, and store gigatons of CO2: Where and how? <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-world-needs-to-capture-use-and-store-gigatons-of-co2-where-and-how>
- Poleston et al. (2022). Modelling and Estimation of Vanadium Redox Flow Batteries: A Review. *Batteries*, 8(9). <https://www.mdpi.com/2313-0105/8/9/121>
- Ruhнау, O., & Qvist, S. (2022). Storage requirements in a 100% renewable electricity system: Extreme events and inter-annual variability. *Environmental Research Letters*, 17(4), 044018. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac4dc8/meta>

- Telepolis (2023). Das nächste Lieferketten-Problem: Kraftwerkskohle kommt nicht ins Kraftwerk. <https://www.telepolis.de/features/Das-naechste-Lieferketten-Problem-Kraftwerkskohle-kommt-nicht-ins-Kraftwerk-7206389.html>
- UTV (2023a). Interne Datenbanken und Expertenschätzungen.
- UTV (2023b). Tanklager-Finder. <https://www.tanklagerverband.de/mitglieder/standorte> (zugegriffen 22.12.23)
- VCI (2020). Informationsserie Nachwachsende Rohstoffe. <https://www.vci.de/fonds/downloads-fonds/unterrichtsmaterialien/nachwachsende-rohstoffe/textheft-inkl-arbeitsblaetter-und-experimente.pdf>
- VDI (2019). VDI-Wärmeatlas. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-52989-8>
- Zukunft Gas (2023). Dekarbonisierungspartner der Industrie. <https://gas.info/gas-im-energiemix/industrie>