Stromspeicher in der Energiewende

Ergebnisse der Studie

DANIEL FÜRSTENWERTH

BERLIN, 30.01.2015

Überblick: Inhalte und Konsortium

Analysen

I Speicher **im Strommarkt** zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage

II Speicher **im Verteilnetz** zur Vermeidung von Netzausbau

III Speicher für **Systemdienst-leistungen**

IV Zukünftige **Märkte** für neue Speichertechnologien

Konsortium

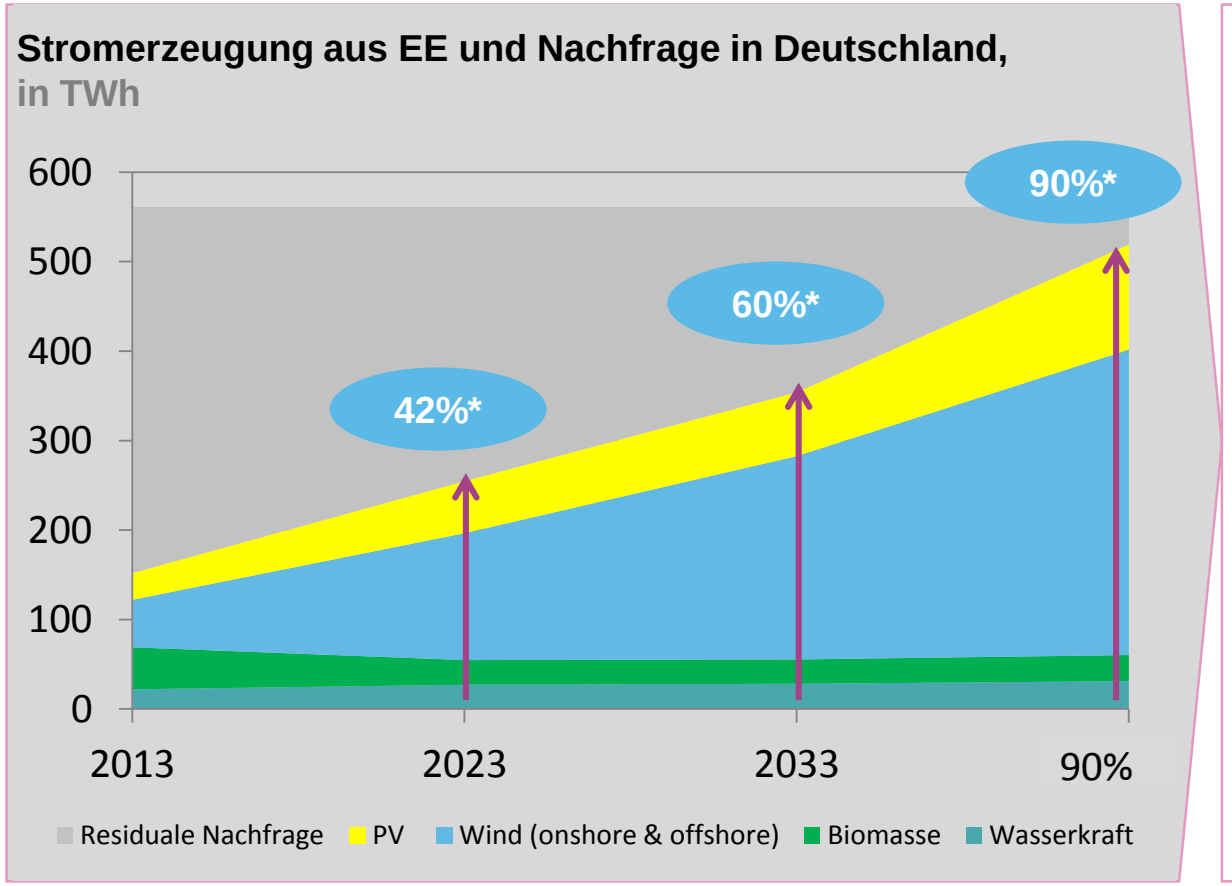
IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

ef Ruhr

FENES FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

iSEA Institut für Stromrichter-technik und Elektrische Antriebe
RWTH AACHEN

Die Studie untersucht Szenarien in 2023, 2033 und bei 90% Erneuerbaren Energien



- Erneuerbare Energien: Ziele der Bundes-regierung
- Restliches Stromsystem: basierend auf Netzentwicklungsplan
- Sensitivität: Verzögerter Ausbau alternativer Flexibilitätsoptionen (KWK-Flexib., Lastmanagement, Grenzkuppelstellen)

* Für das restliche Europa wurde verzögerter Ausbau der Erneuerbaren Energien angenommen: 23% bei 42% in D, 40% bei 60% in D, 60% bei 90% in D

In jedem Zeitpunkt wurden die Kosten verschiedener Szenarien verglichen: jeweils ohne und mit zusätzlichen Speichern

Start

Kosten für Stromerzeugung im Szenario ohne neue Stromspeicher

Berechnung der Kosten in Szenarien mit zusätzlichen Speichern

Einsparung durch Speicher

Kosten durch Speicher

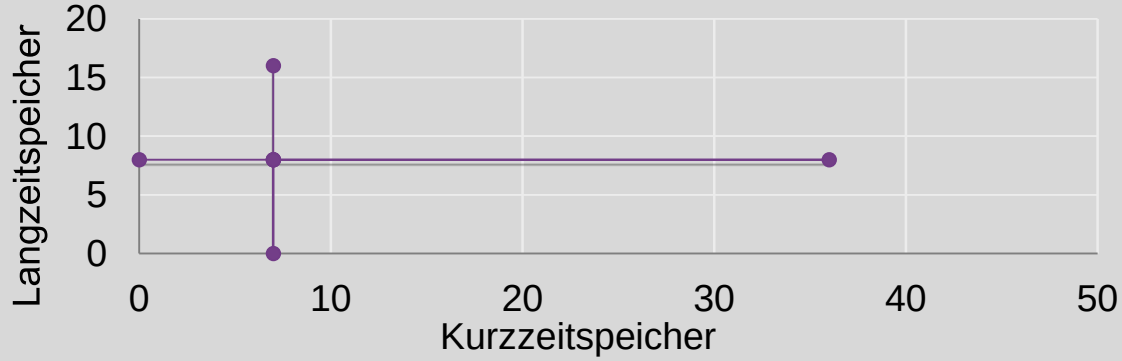
Ergebnis

Einsparung (oder Mehrkosten) durch zusätzliche Speicher

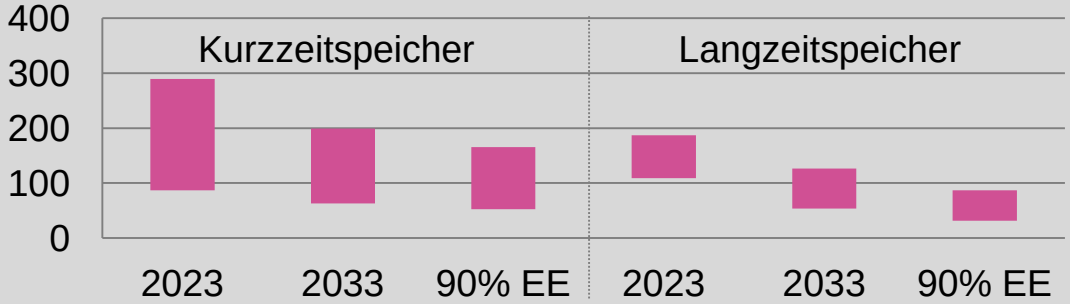
- Jeweils 5 Kombinationen aus Kurz- und Langzeitspeichern
- Fixe Kostendegression unterstellt

Es wurden jeweils verschiedene Kombinationen aus Kurz- und Langzeitspeichern betrachtet, bei zukünftig sinkenden Speicherkosten

Variationen des Speicherzubaus - Beispiel 90%-Szenario, in GW



Kosten für Speichersysteme (Bandbreite), in EUR/kW pro Jahr*



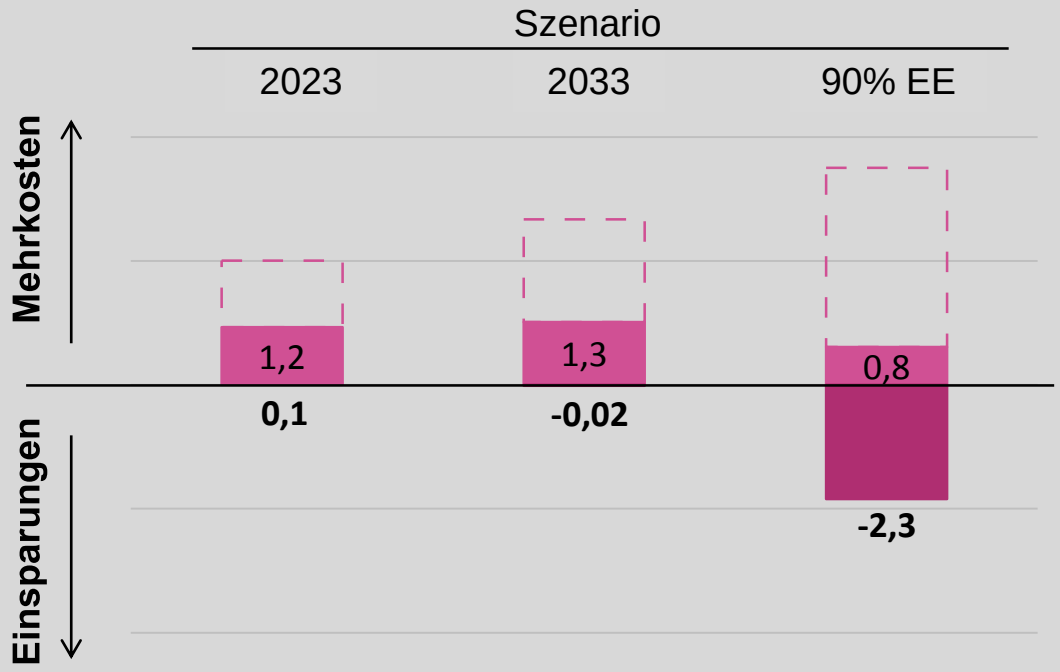
- Ermittlung des Speicherbedarfs durch Untersuchung von Szenarien zusätzlicher Speicher: Kombinationen an zusätzlichen Kurz- und Langzeitspeichern
- Annahme von Bandbreiten für zukünftige Speicherkosten zur Abbildung möglicher Entwicklungen
- Kurzzeitspeicher wurden technologieunabhängig betrachtet

*Annuitätische Kosten je Speichersystem, für Kurzzeitspeicher bestehend aus 1kW+4kWh

Ergebnis:
In den nächsten 10 bis 20 Jahren verursachen Speicher Mehrkosten, im 90%-Szenario Einsparungen

Bandbreite der Ergebnisse bei zusätzlichen Speichern*

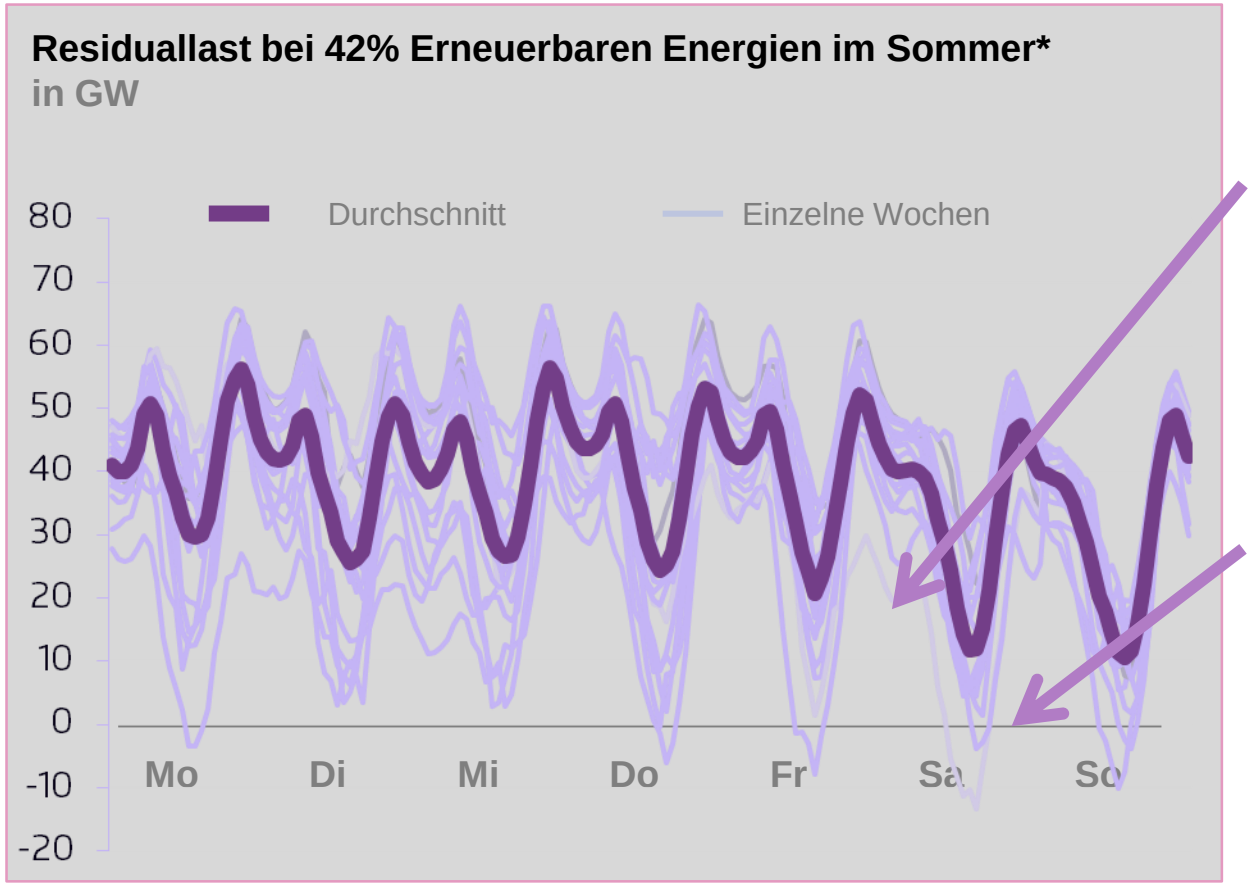
in Mrd. EUR pro Jahr



- 2023: kein signifikanter Nutzen von neuen Speichern für Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage
- 2033: geringe Mengen Speicher können zu Einsparungen führen
- 90%-Szenario: Speicher führen zu Einsparungen

* Bandbreite der betrachteten Speicherkombinationen; die Ergebnisse der jeweils schlechtesten betrachteten Kombination an Speichern sind als gestrichelte Linie dargestellt

Bei 42% Erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen keine relevanten EE-Erzeugungsüberschüsse



In fast jeder Stunde wird zusätzliche Erzeugung benötigt (flexible Biomasse-, Gas- oder Kohlekraftwerke)

In einzelnen Stunden treten Überschüsse aus EE auf; günstige Flexibilitätsoptionen sind zB. bestehende Speicher, Lastmanagement, Power-to-heat, Stromexport

* nach Stromerzeugung aus Wind, Solar- und Wasserkraftanlagen im Mai, Juni, Juli und August; illustrative Darstellung von Eingangsdaten der Simulationen

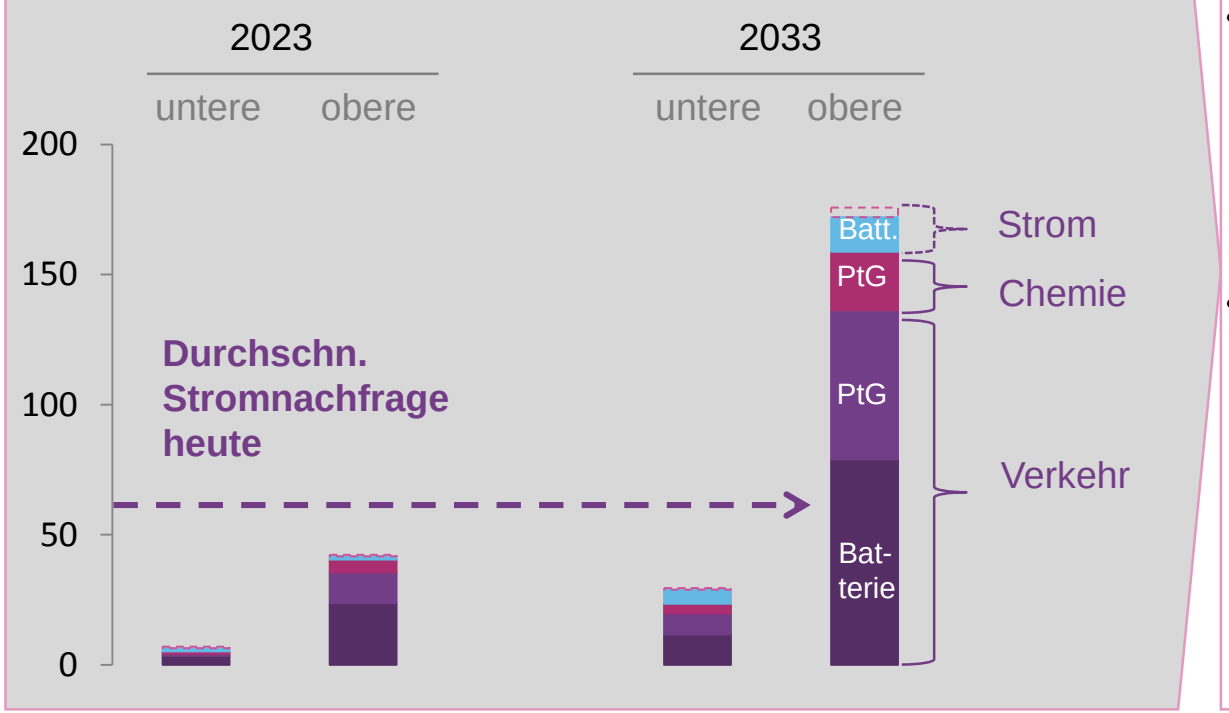
Ergebnisse auf einen Blick (1/4)

1. **Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten.**
   In den nächsten 10 bis 20 Jahren kann die benötigte Flexibilität im Stromsystem durch andere Flexibilitätsoptionen günstiger bereitgestellt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien werden neue Stromspeicher wirklich benötigt.
2.
3.
4.

Zukünftige Märkte für Batterien und Power-to-Gas sind vor allem in den Sektoren Verkehr und Chemie

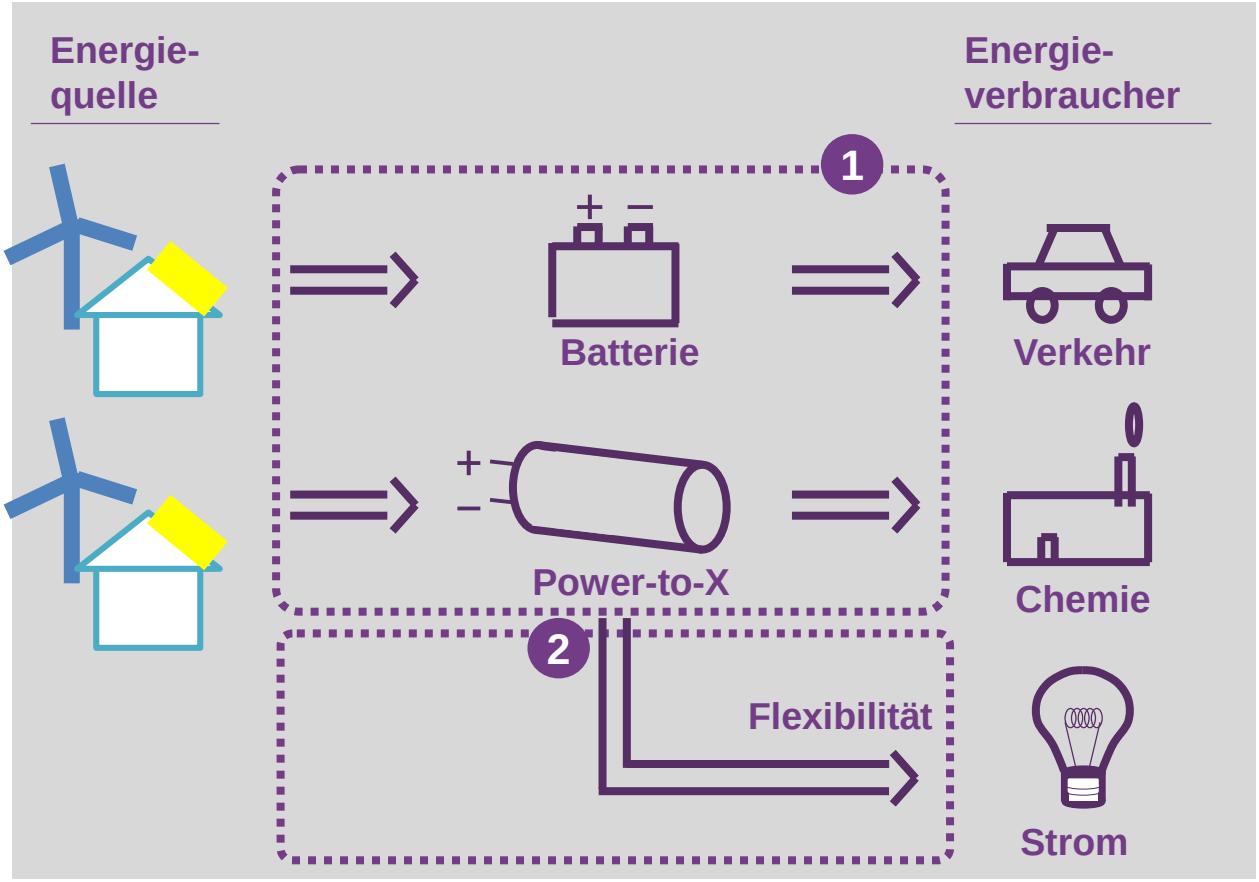
Vorläufig

Zukünftige Märkte für Batterien und Power-to-Gas
in GW, Abschätzungen



- Märkte insbesondere im Verkehrs- und Chemiesektor
- Zukünftige installierte Leistung an neuen Speichertechnologien kann heutige Stromnachfrage weit übersteigen

Batterien und Power-to-X bringen Wind- und Sonnenenergie in den Verkehrs- und Chemiesektor und zusätzlich Flexibilität für den Stromsektor



1 Primärnutzen: Ermöglichen Nutzung von Wind und PV in anderen Sektoren

2 Zusatznutzen: Bereitstellung von Flexibilität im Stromsektor

Ergebnisse auf einen Blick (2/4)

1.

2.

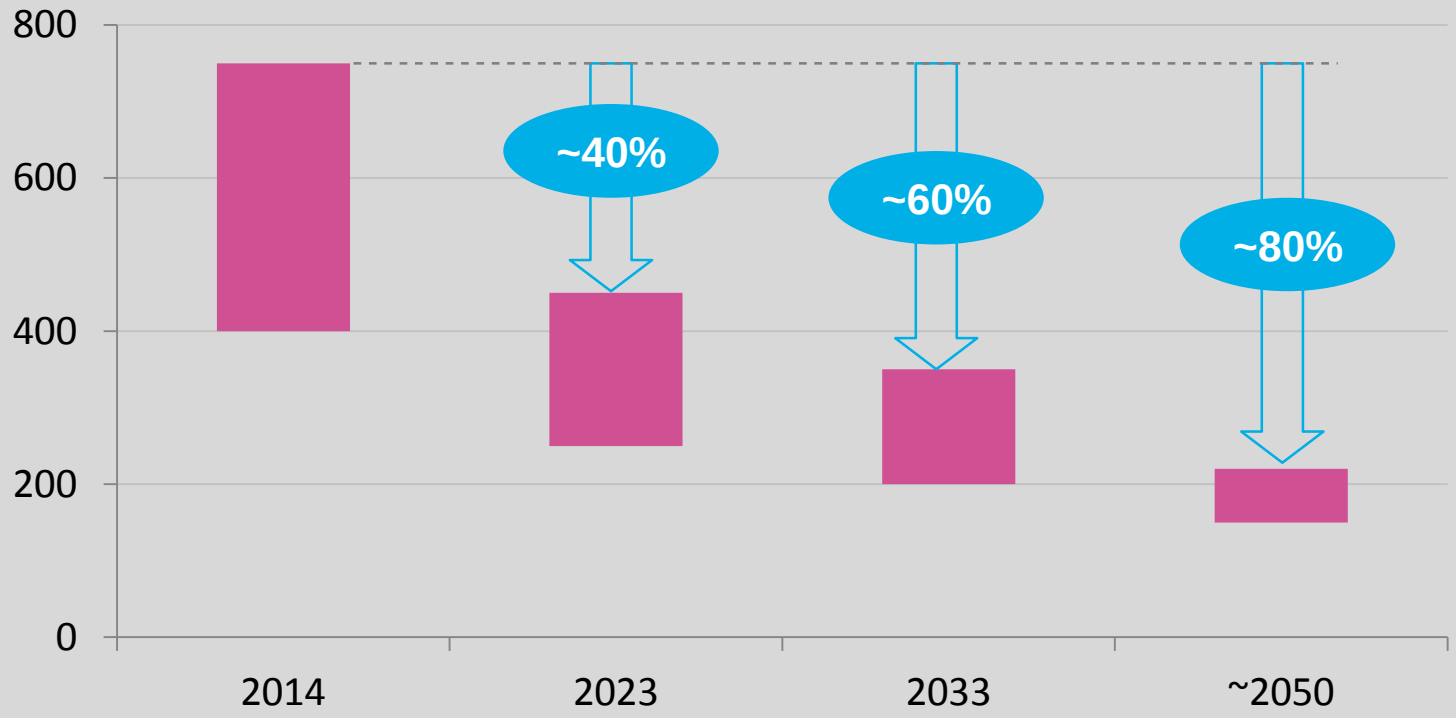
3.

4.

Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen
Neue Märkte für Batterien und Power-to-X entstehen insbes. im Verkehrs- und Chemiesektor. Diese können Flexibilität im Stromsektor als Zusatznutzen anbieten. Forschung und Entwickl. sowie Marktanreizprogramme sind auf eine systemunterstützende Integration auszurichten.

Dynamische Kostendegression wird insbesondere bei Batterietechnologien erwartet

Kostenentwicklung stationärer Li-Ionen-Systeme*
in EUR/kWh



*hier erwartete Entwicklung spezifische Kapazitätskosten, Stand Ende 2013

Speicher können bereits heute einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen

Qualitative Betrachtung: Speicher für Systemdienstleistungen
(Auszug der Ergebnisse)

Primär-regelleistung	• Batteriespeicher sehr gut geeignet • Langfristiger Bedarf gering
Sekundär-regelleistung	• Speicher gut geeignet, Wirtschaftlichkeit aber noch offen • In Zukunft starke Konkurrenz durch EE und Nachfrage
Gesicherte Leistung	• Speicher grundsätzlich geeignet • Bedarf wird im Bezug auf Kapazitätsmarkt diskutiert

Ergebnisse auf einen Blick (3/4)

1.

2.

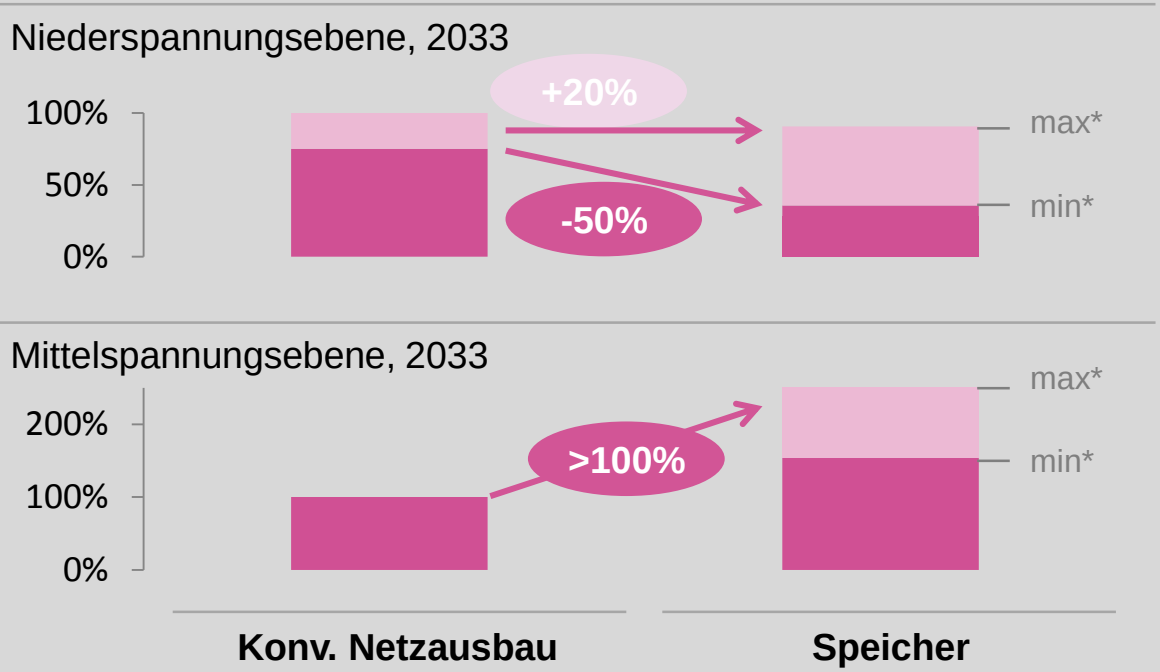
3.

4.

Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten.
Schon heute können Speicher einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen. Märkte für Flexibilität – wie der Regelleistungsmarkt oder ein zukünftiger Kapazitätsmarkt – müssen deshalb technologieoffen ausgestaltet werden.

Auf Ebene des Verteilnetzes wurden die Kosten von konventionellen Netzausbau mit dem Ausbau von Speichern verglichen

Kosten von Speichern zur Vermeidung von Verteilnetzausbau
in % von konv. Netzausbau



- In speziellen Fällen in der Niederspannungsebene können Speicher Verteilnetzausbau ersetzen (bis zu 0,7 GW in 2033)
- Fallspezifische Betrachtung erforderlich, inkl. Alternativen (z.B. Abregelung, regelbare Transformatoren)
- In Mittel- und Hochspannungsebene ist Ausbau der Netze günstiger

*Bandbreite der Ergebnisse in der Niederspannungsebene: Kosten bei 60%-80% PV-Leistung in Niederspannungsebene; Bandbreite der Ergebnisse in der Mittelspannungsebene: Minimale und Maximale Investitionskosten im Fall „25% Speicher“

Ergebnisse auf einen Blick (4/4)

1.

2.

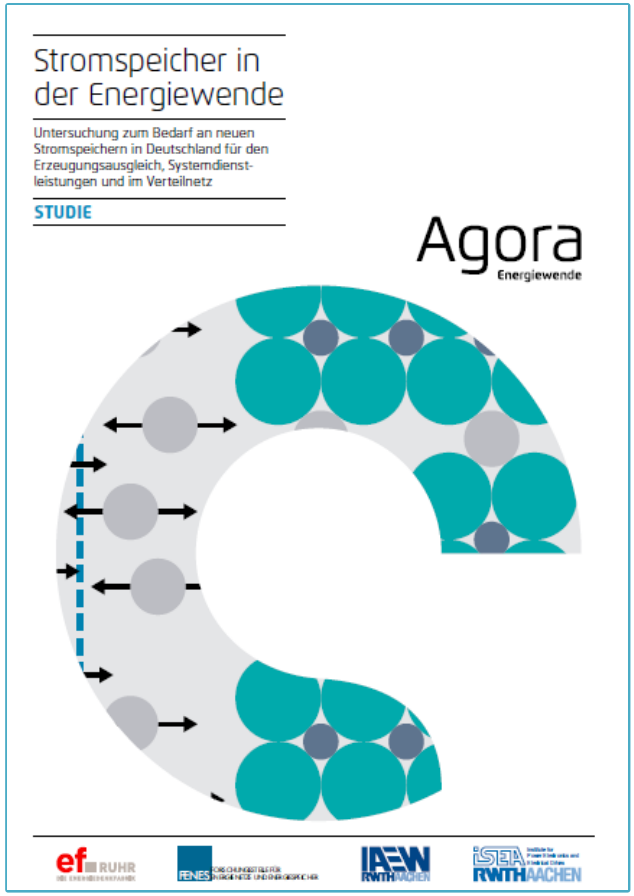
3.

4.

Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden.
In speziellen Fällen können netzdienlich eingesetzte Speicher den Netzausbau in der Niederspannungsebene kosteneffizient vermeiden. Der regulatorische Rahmen sollte solche kosteneffizienten Entscheidungen grundsätzlich ermöglichen.

Ergebnisse auf einen Blick

1. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten.
2. Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen.
3. Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten.
4. Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden.



Verfügbar unter:
www.agora-energiewende.de

Kontakt:
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Backup

Kernergebnisse und Schlussfolgerungen auf einen Blick

1. **Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten.**
In den nächsten 10 bis 20 Jahren kann die benötigte Flexibilität im Stromsystem durch andere Flexibilitätsoptionen günstiger bereitgestellt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien werden neue Stromspeicher wirklich benötigt.

2. **Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen**
Neue Märkte für Batterien und Power-to-X entstehen v.a. im Verkehrs- und Chemiesektor. Diese können Flexibilität im Stromsektor als Zusatznutzen anbieten. Forschung und Entwicklung sowie Marktanreizprogramme sind auf eine systemunterstützende Integration auszurichten.

3. **Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten.**
Schon heute können Speicher einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen. Märkte für Flexibilität – wie der Regelleistungsmarkt oder ein zukünftiger Kapazitätsmarkt – müssen deshalb technologieoffen ausgestaltet werden.

4. **Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden.**
In speziellen Fällen können netzdienlich eingesetzte Speicher den Netzausbau in der Niederspannungsebene kosteneffizient vermeiden. Der regulatorische Rahmen sollte solche kosteneffizienten Entscheidungen grundsätzlich ermöglichen.

Methodik der Voruntersuchung zum Vergleich der Vorteilhaftigkeit von Speichern mit alternativen Flexibilitäten

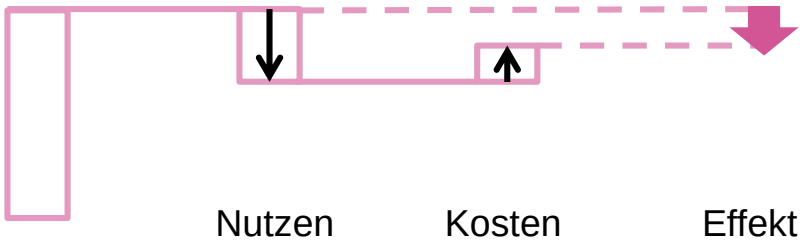
Vorläufig

Frage: Ist eine klare Priorisierung verschiedener Flexibilitätsoptionen möglich?

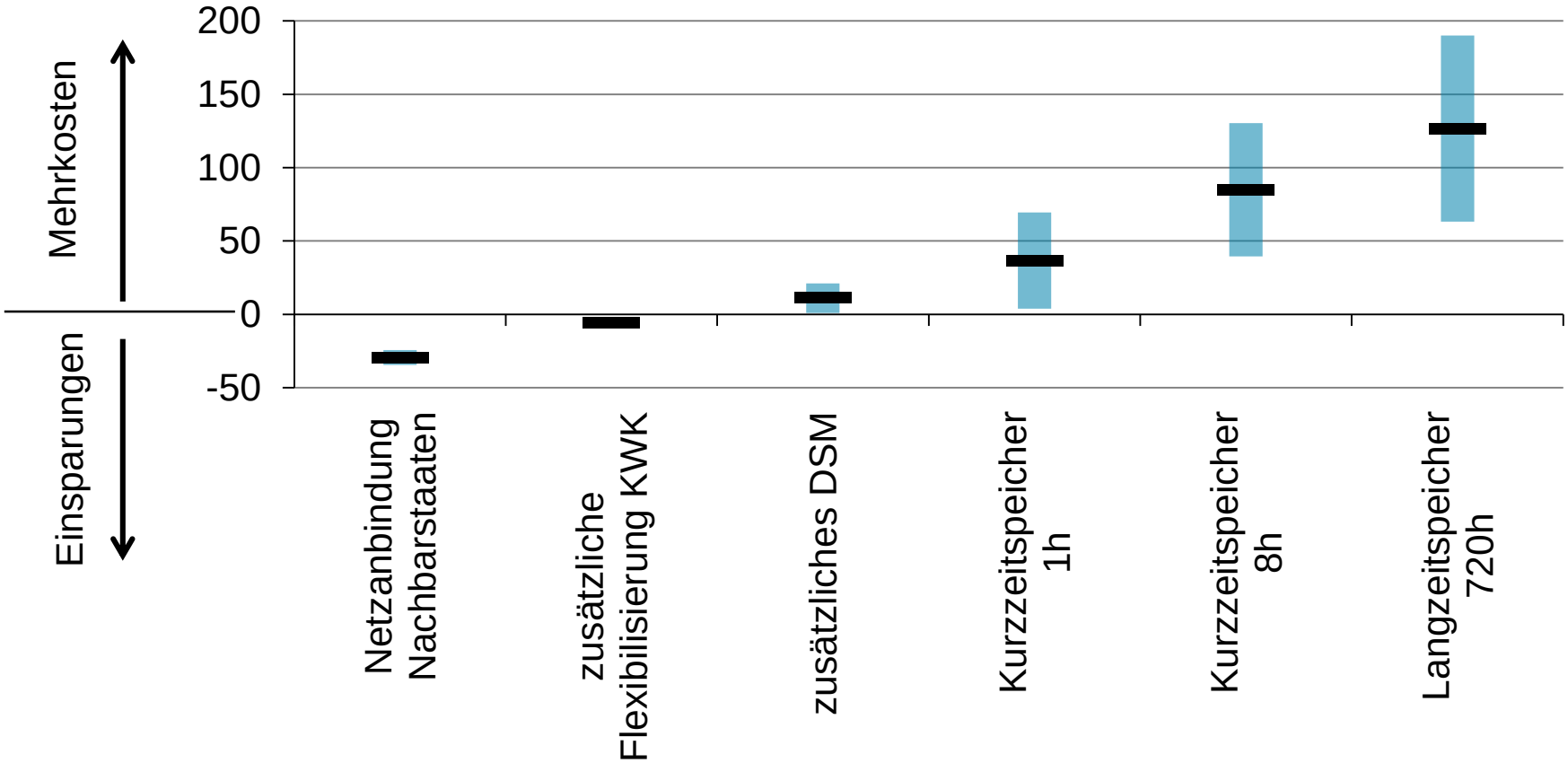
Betrachtete Flexibilitätsoptionen

- Netzausbau zu Nachbarstaaten
- Flexibilisierung der KWK
- Flexibilisierung der Nachfrage
- Kurzzeitspeicher
- Langzeitspeicher

Berechnung von Kosten/Nutzen je Option (IAEW)



Ergebnis der Voruntersuchung: Einsparungen/ Mehrkosten je Flexibilitätsoption



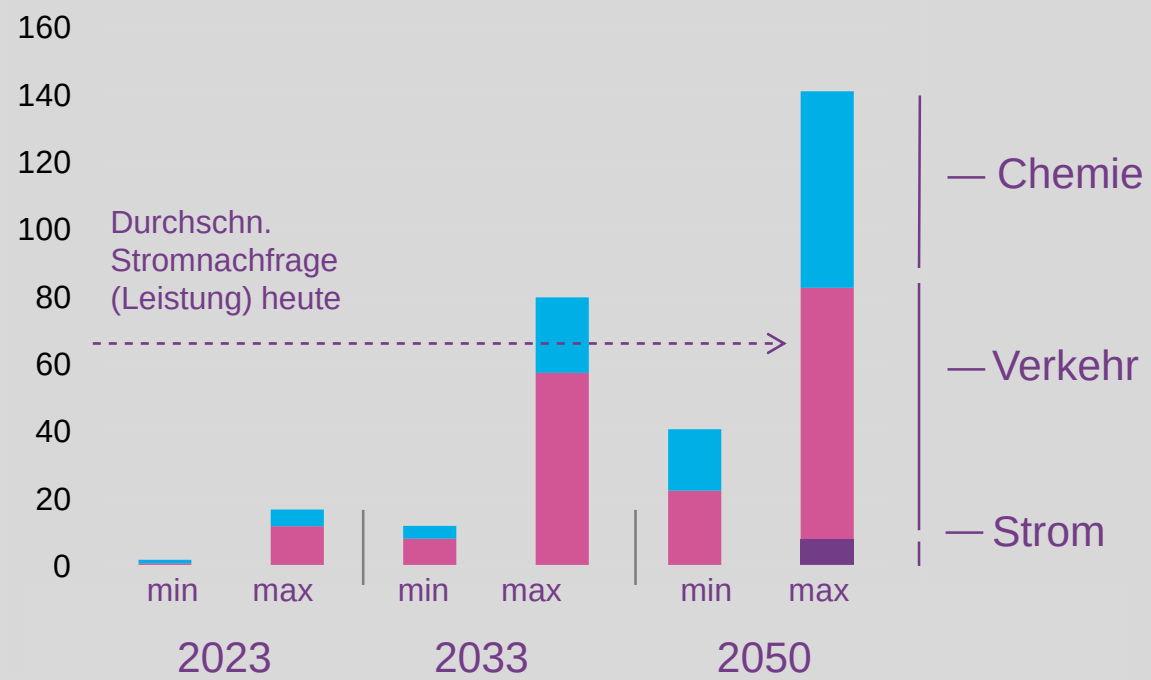
Bei einem EE-Anteil von 90% in Deutschland senken geringe Leistungen zusätzlicher Speicher die Systemkosten

Erkenntnisse aus der Betrachtung verschiedener Speicherkombinationen:

- Im 90% Szenario führen Kombinationen aus etwa je 10 GW Speichern zu Einsparungen
- Langzeitspeicher schneiden im 90% Szenario besser ab, da Kurzzeitspeicher in stärkerer Konkurrenz zu alternativen Flexibilitäten stehen
- Speicher können konventionelle Kraftwerke ersetzen und gesicherte Leistung bereitstellen

Die ersten Märkte für Power-to-Gas / Power-to-X entstehen in Verkehr und Chemie, die in der Dekarbonisierung darauf angewiesen sind.

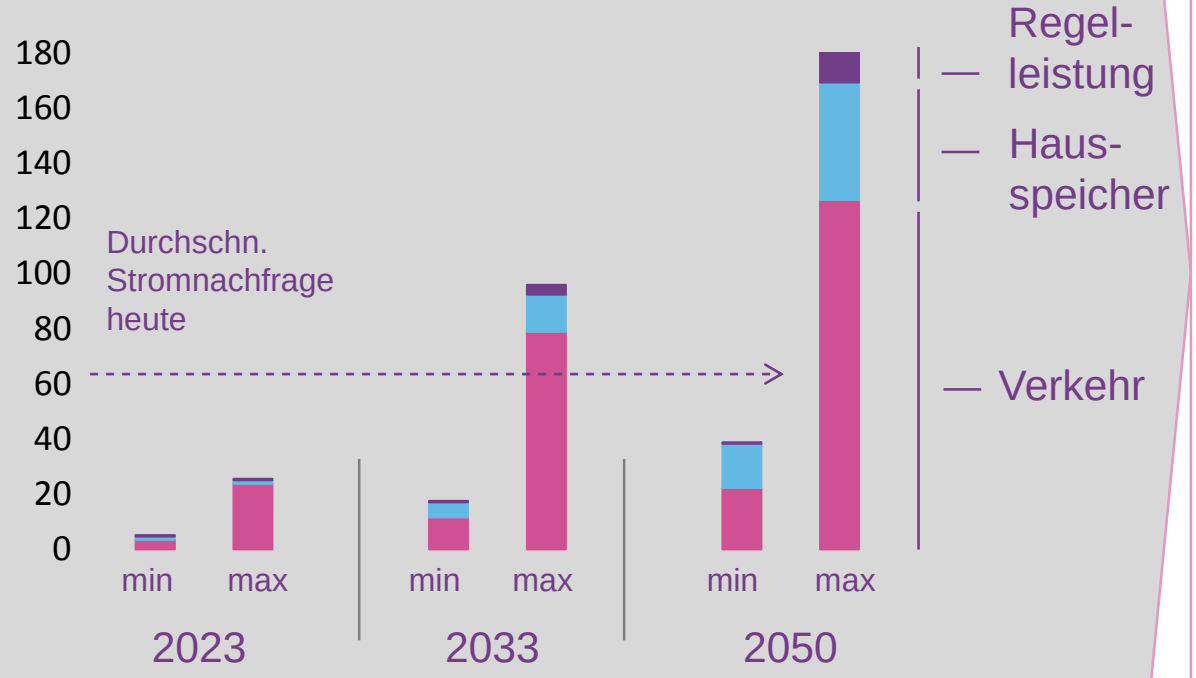
Abschätzung zukünftiger Märkte für Power-to-Gas
in GW



- Im Verkehrs- und Chemiesektor werden höhere Erlöse als im Stromsektor erzielt, Breakeven ca. 2025
- Alternativen sind eingeschränkt
- Deutlich mehr Strombedarf, dennoch Steigerung der Gesamteffizienz
- Mehr kostengünstige Flexibilität im System
- Ein CO_2-neutraler Strombezug ist für die Klimaschutzwirkung elementar

Für Batterien ist Markt für Regelleistung schon heute attraktiv, Mengenmäßig größte Märkte sind im Verkehrssektor

Abschätzung zukünftiger Märkte für Batteriespeicher
in GW



- Große Nachfrage nach Batterien insbesondere im Verkehrssektor
- Die installierte Leistung neuer Energiespeicher kann die heutige durchschn. Stromnach-frage weit übersteigen
- Nachfrage nach Batteriespeicher zum Eigenverbrauch stark abhängig von Rahmenbedingungen (Verteilung der Systemkosten)

Führende wissenschaftliche Institute wurden mit der Durchführung der Analysen beauftragt

Vorläufig

Simulationsrechnungen auf Ebene des Übertragungsnetzes	IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Simulationsrechnungen auf Ebene des Verteilnetzes	ef Ruhr
Märkte und Kostenentwicklung Power-to-Gas, Koordinierung der Studie	FENES FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER
Märkte und Kostenentwicklung Batterietechnologien	iSEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH AACHEN

Die Ergebnisse sind robust, geben aber auch Hinweise auf künftigen Forschungsbedarf

Wesentliche Einflussfak-toren auf die Ergebnisse	• Geschwindigkeit des EE-Ausbaus in Deutschland und Nachbarländern • Netzausbau innerhalb Deutschlands sowie zu den Nachbarländern • Entwicklung alternativer Flexibilitätsoptionen wie Gasturbinen, Lastmanagement, KWK-Flexibilisierung, Power-to-Heat • Entwicklung der Kosten der Speichertechnologien
Bewertung	• Zentrale Annahmen stellen wahrscheinliche Entwicklung dar • Meistdiskutierte Annahme war innerdeutscher Netzausbau – andere Studien (Consentec 2013, IWES/IAEW/SUER 2014) zeigen dass Kernergebnisse auch bei verzögertem Netzausbau gelten
Wesentlicher Forschungs-bedarf	• Einfluss von neuen Speichertechnologien (Batterien, Power-to-X) im Wärme-, Verkehrs- und Chemiesektor auf das Stromsystem

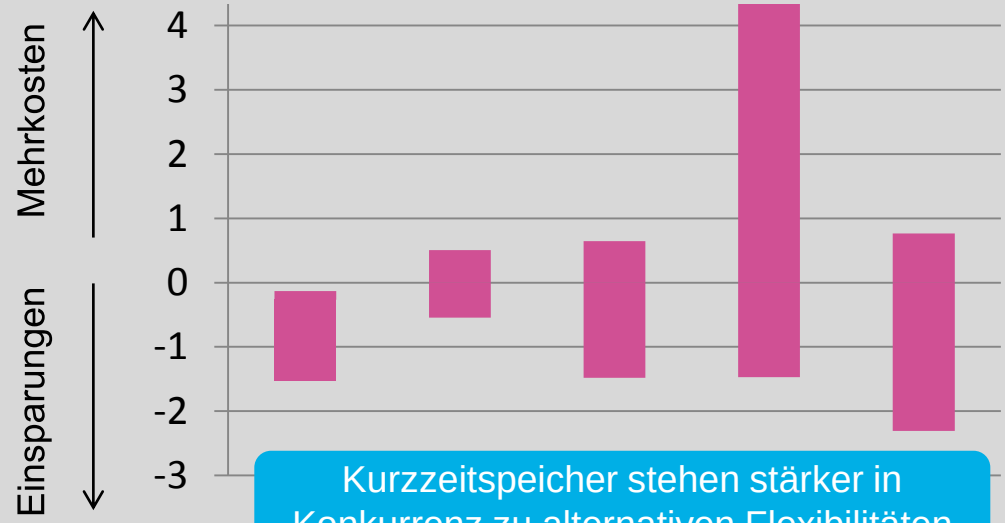
Bei einem EE-Anteil von 90% in Deutschland senken geringe Leistungen zusätzlicher Speicher die Systemkosten

Vorläufig

Einsparungen und Mehrkosten im 90%-EE-Szenario
in Mrd. EUR pro Jahr

Betrachtete Kombination zusätzlicher Speicher:

Langzeit (in GW)	8	0	8	8	16
Kurzzeit (in GW)	0	7	7	36	7



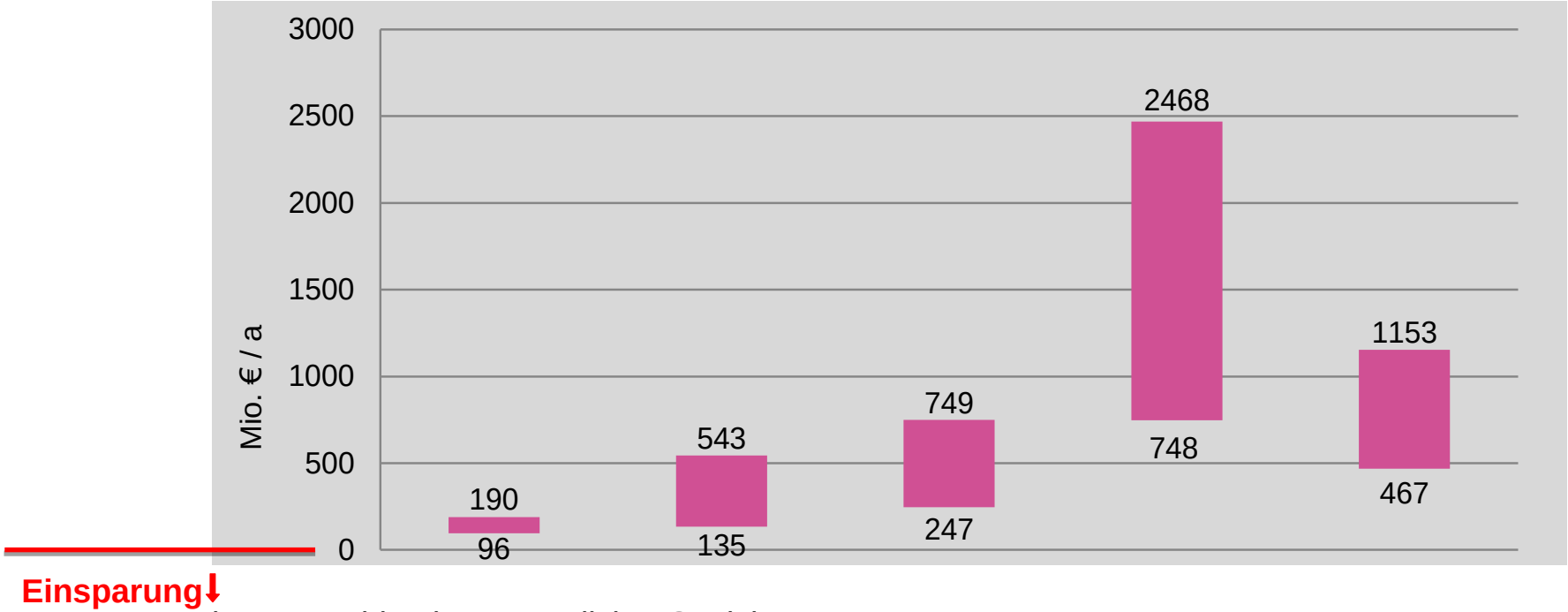
Kurzzeitspeicher stehen stärker in Konkurrenz zu alternativen Flexibilitäten

- Im 90%-Szenario größerer Nutzen im Erzeugungsausgleich bei geringeren Investitionskosten
- Speicher können konv. Kraftwerke ersetzen und gesicherte Leistung bereitstellen
- Kombinationen aus etwa je 10 GW zusätzlichen Kurz- und Langzeit-speichern führen zu Kosteneinsparungen
- Langzeitspeicher schneiden langfristig besser ab

Ergebnis auf Ebene des Übertragungsnetzes bei **D 43 % / EU 22 %:**

Aus Sicht des Strommarktes zeigt sich in den 2020er und 2030er Jahren kein zwingender Bedarf für zusätzliche Speicher

(bei Netzausbau und Erschließung anderer Flex.optionen)

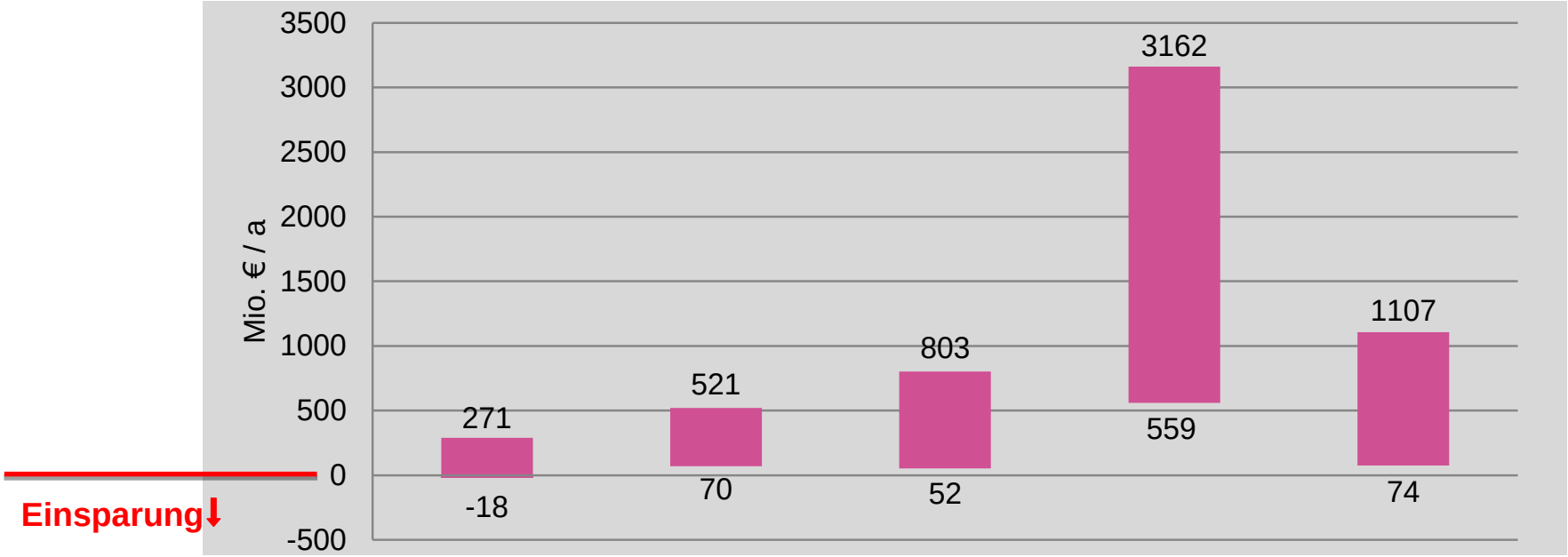


Betrachtete Kombination zusätzlicher Speicher:

Kurzzeit (in GW)	**0**	**2**	**2**	**8**	**2**
Langzeit (in GW)	**1**	**0**	**1**	**1**	**3**

Ergebnis auf Ebene des Übertragungsnetzes bei
D 60 % / EU 40 %:

In den 2030er Jahren kann ein geringer Ausbau an Langzeitspeichern (ca. 3 GW) gesamtwirtschaftlich sinnvoll werden, wenn das europäische Übertragungsnetz nur verzögert ausgebaut, andere Flexibilitätsoptionen nur verzögert aktiviert und Speicherkosten sich günstig entwickeln werden.

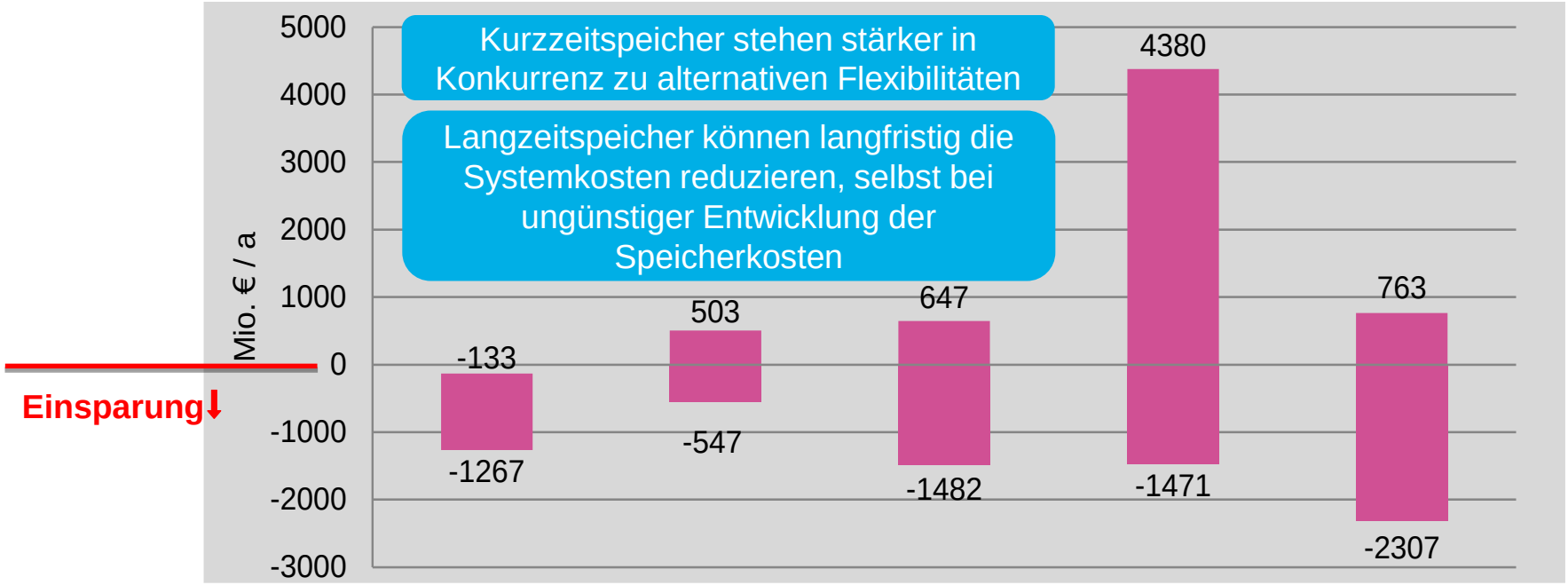


Betrachtete Kombination zusätzlicher Speicher:

Kurzzeit (in GW)	**0**	**3**	**3**	**16**	**3**
Langzeit (in GW)	**3**	**0**	**3**	**3**	**6**

Ergebnis auf Ebene des Übertragungsnetzes
bei **D 90 % / EU 60 %:**

Stromspeicher senken im langfristigen Betrachtungsbereich die Systemgesamtkosten immer dann, wenn sich die Speicherkosten günstig entwickeln, selbst in einem System mit vielen anderen Flexibilitäten, einem deutschen EE-Anteil von 90 % und einem europäischen EE-Anteil von nur 60 %.



Betrachtete Kombination zusätzlicher Speicher:

Kurzzeit (in GW)	**0**	**7**	**7**	**36**	**7**
Langzeit (in GW)	**8**	**0**	**8**	**8**	**16**

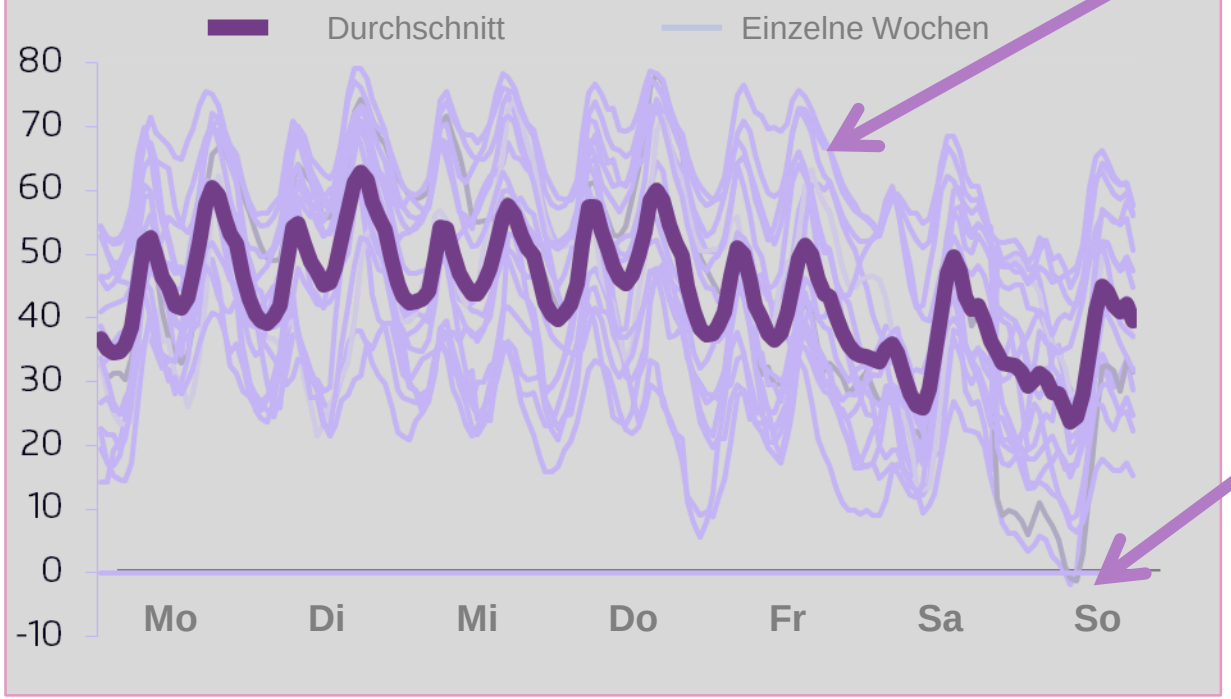
Backup - Annahmen

1

Hintergrund für Kernergebnis 1: Bei 42% Erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen keine relevanten EE-Erzeugungsüberschüsse

Vorläufig

Residuallast nach Stromerzeugung aus Wind, Solar- und Wasserkraftanlagen bei 42% EE in Deutschland im Winter*
in GW, stündliche Werte im Wochenverlauf



In den meisten Wochen wird zu jedem Zeitpunkt zusätzliche Erzeugung neben der wetterabhängigen Produktion aus Wind-, Solar- und Wasserkraftanlagen benötigt (flexible Biomasse-, Gas- oder Kohlekraftwerke)

In einzelnen Wochen kommt es – v.a. am Wochenende – zwar zu EE-Überschüssen, hierfür existieren jedoch mit bestehenden Speichern, Lastmanagement, Power-to-heat oder Stromexport i.d.R. günstigere Flexibilitäts-optionen als den Bau neuer Speicher

* November, Dezember, Januar und Februar; illustrative Darstellung von Eingangsdaten der Simulationen

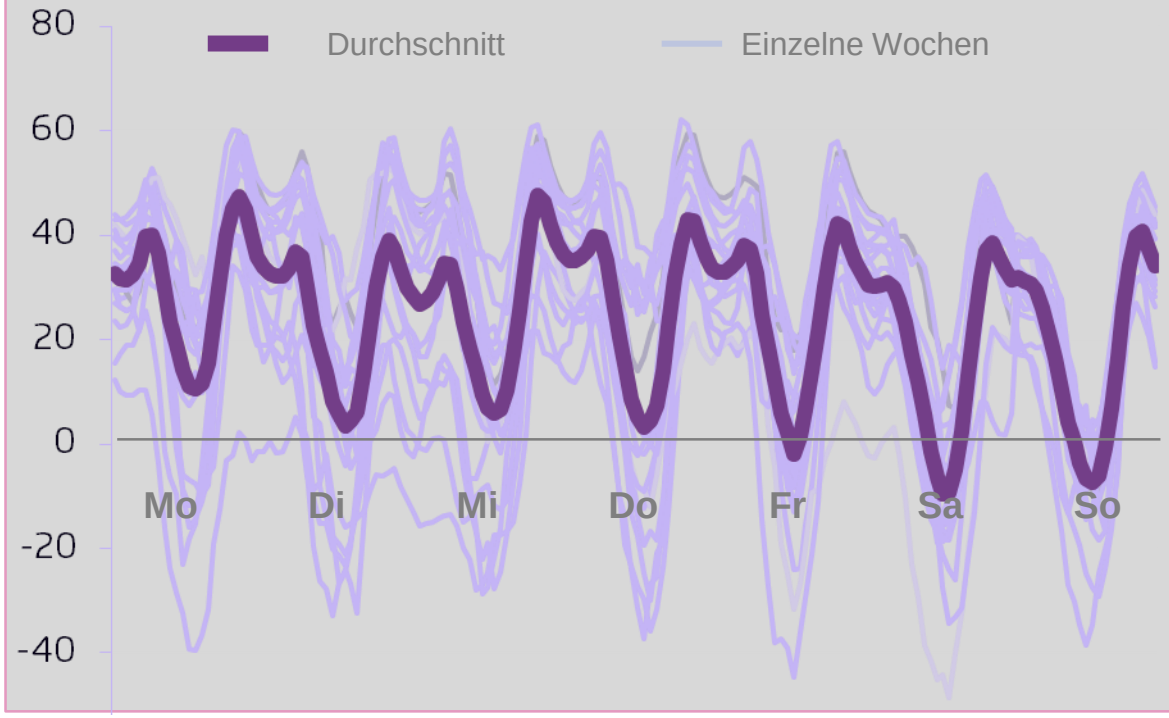
1

Hintergrund für Kernergebnis 1: Bei 60% Erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen keine relevanten EE-Erzeugungsüberschüsse

Vorläufig

Residuallast nach Stromerzeugung aus Wind, Solar- und Wasserkraftanlagen bei 60% EE in Deutschland im Sommer*

in GW, stündliche Werte im Wochenverlauf



* Mai, Juni, Juli und August; illustrative Darstellung von Eingangsdaten der Simulationen

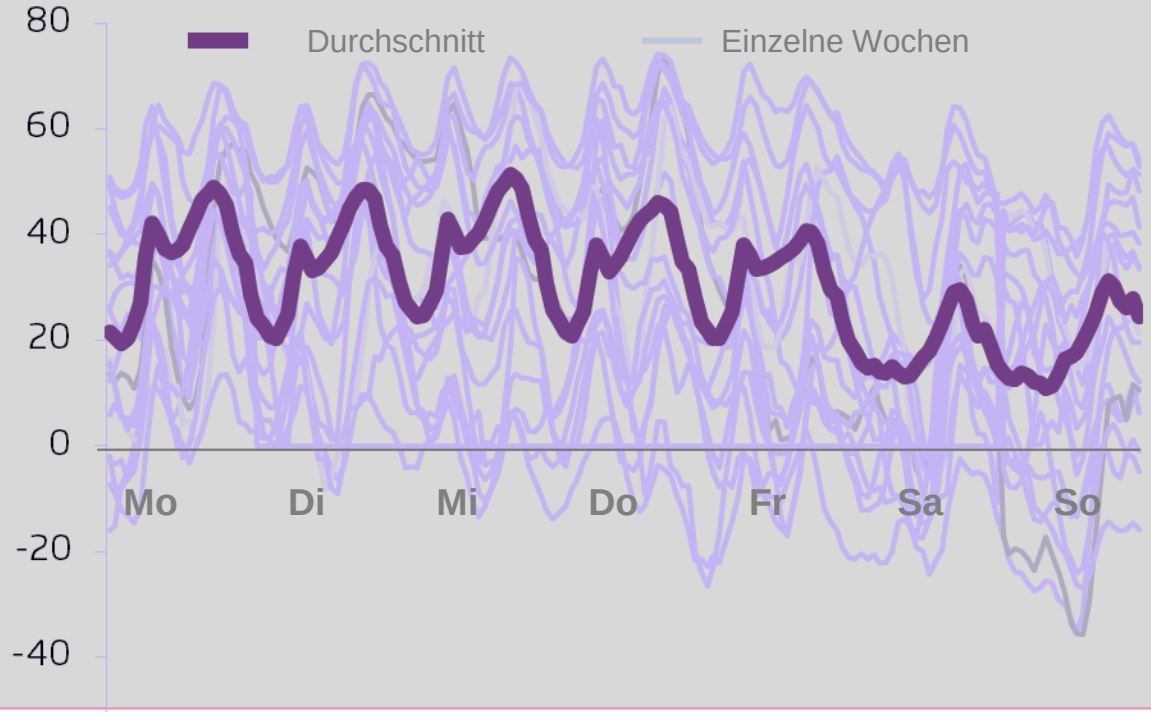
1

Hintergrund für Kernergebnis 1: Bei 60% Erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen keine relevanten EE-Erzeugungsüberschüsse

Vorläufig

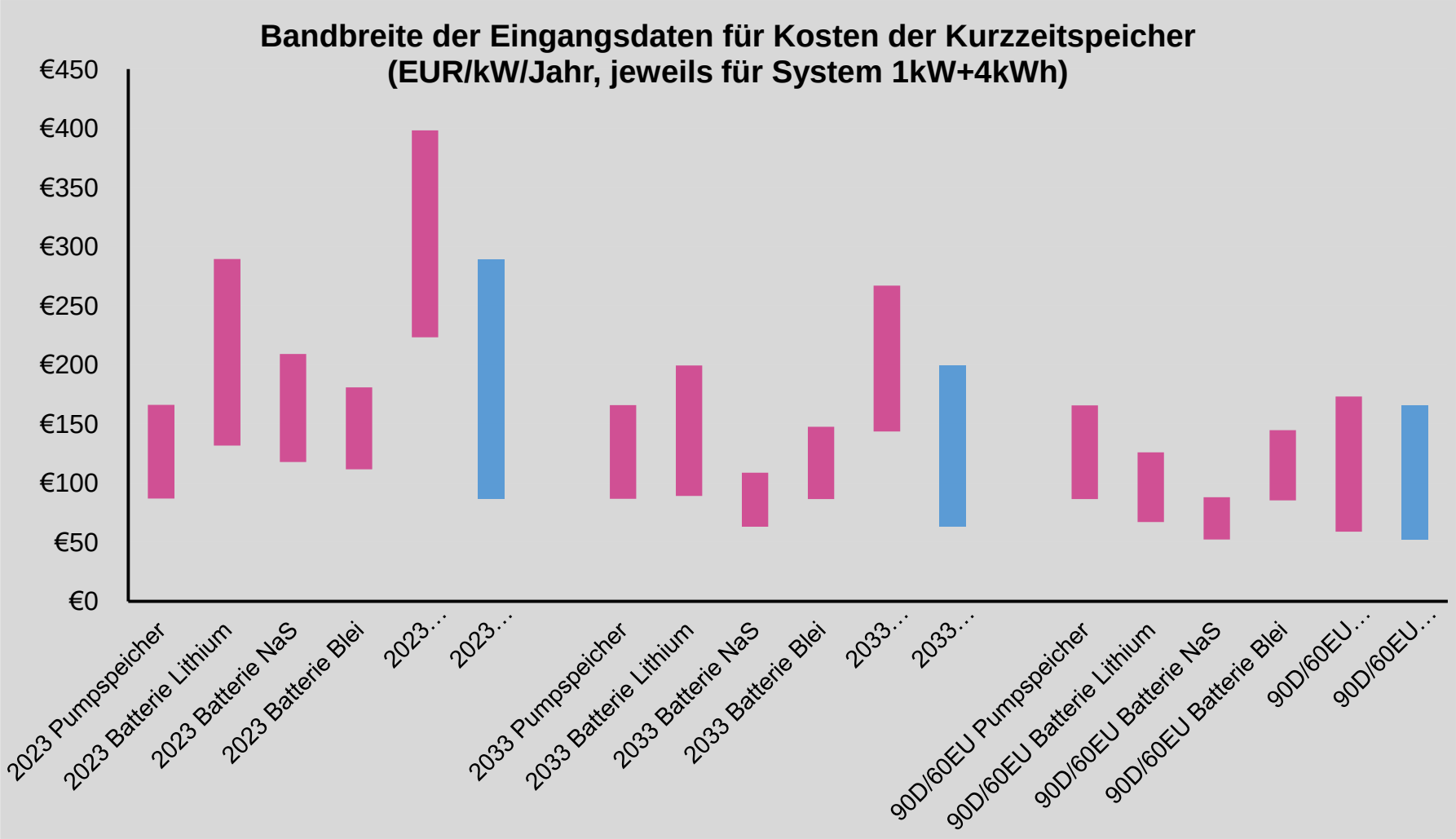
Residuallast nach Stromerzeugung aus Wind, Solar- und Wasserkraftanlagen bei 60% EE in Deutschland im Winter*

in GW, stündliche Werte im Wochenverlauf

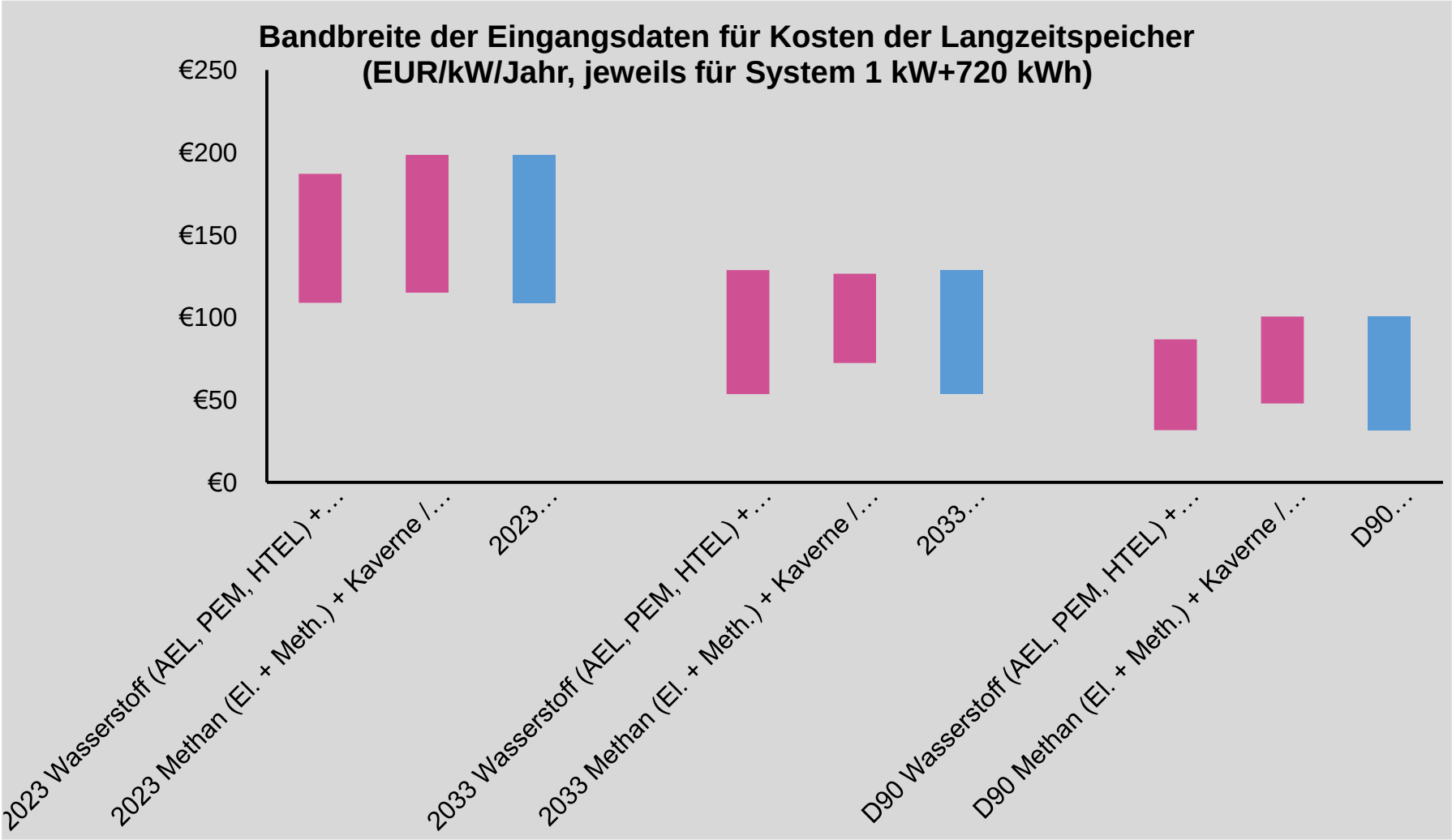


* November, Dezember, Januar und Februar; illustrative Darstellung von Eingangsdaten der Simulationen

Annahmen zu Kosten der Kurzzeitspeicher (finale Bandbreiten)



Annahmen zu Kosten der Langzeitspeicher (finale Bandbreiten)



Backup

2 Methodik: Eine Voruntersuchung vergleicht die Vorteilhaftigkeit von Speichern mit alternativen Flexibilitäten

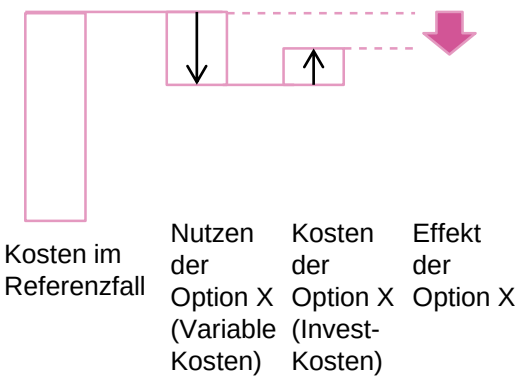
Vorläufig

Ausgangsfrage: „Sind alternative Flexibilitätsoptionen wie Netzausbau, Flexibilisierung von KWK, etc. günstiger oder teurer als Speicher?“

Zu betrachtende Flexibilitätsoption

- Flexibilisierung der Nachfrage
- Flexibilisierung der KWK
- Netzausbau zu Nachbarstaaten
- Kurzzeitspeicher
- Langzeitspeicher

Berechnung von Kosten/Nutzen je Option (IAEW)

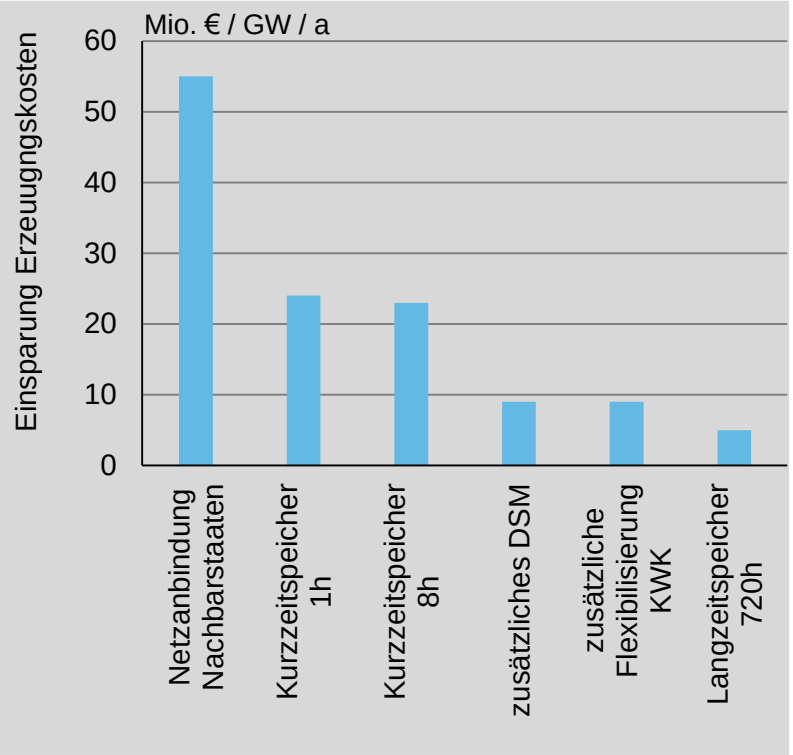


Berücksichtigung in Szenariogestaltung

- Vorteilhaftere Flexibilitäts-optionen werden im Referenzfall unterstellt
- Beschränkungen des Ausbaus z.B. durch Akzeptanz-gründe werden angenommen

Mittelfristige Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen – Einsparungen Erzeugungskosten

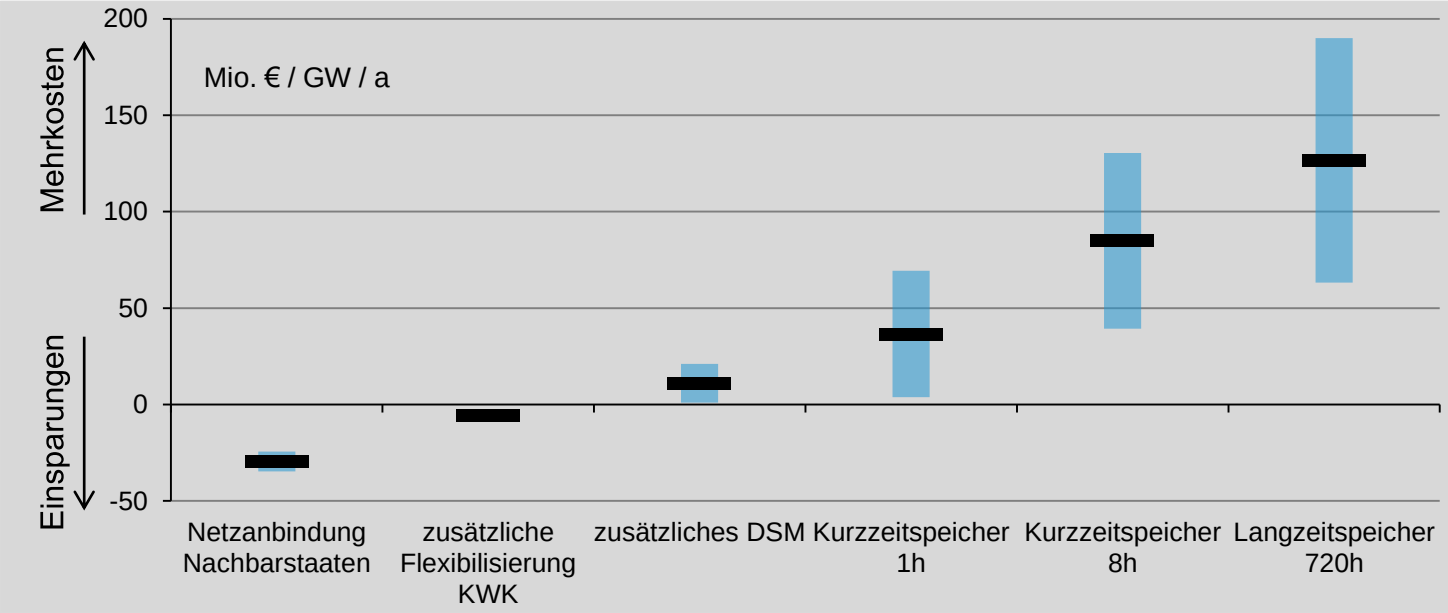
- Untersuchung des Einflusses von Flexibilitätsoptionen auf das Stromerzeugungssystem*
  - Zus. Flexibilitäten von jeweils 1 GW
  - Einsparung von Erzeugungs-kosten durch Flexibilität
- Geringe Auswirkungen durch zus. DSM oder KWK (0,02 %)
- Höherer Einfluss von Kurzzeit-speichern in 2023
- Größte Einsparungspotentiale durch erhöhte Netzanbindung (55 Mio. €/GW/a; ~0,11 %)



* Exemplarische Untersuchung für 2023 unflexibel

Mittelfristige Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen – Einsparungen/Mehrkosten

- Einsparungen/Mehrkosten durch Flexibilitätsoptionen in 2023

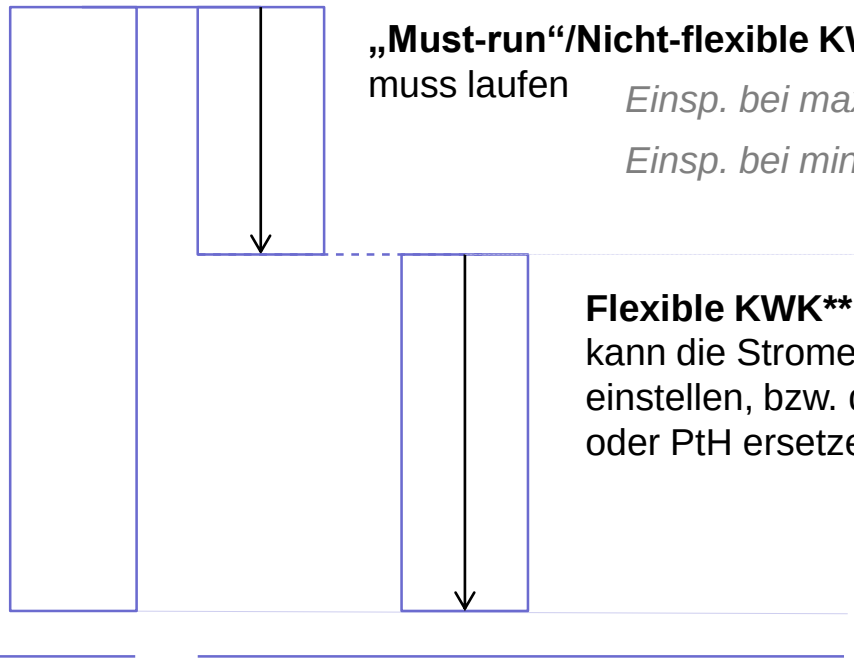


- Deutliche Mehrkosten bei Speichern aufgrund hoher Investitionen
- Gesamtwirtschaftlicher Einfluss bei Flexibilisierung von KWK und zusätzlichem DSM gering

➔ Höchste Einsparpotentiale bei erhöhter Netzanbindung zu Anrainern

Vorläufig

Differenzierung (1/4):
„Must run“: Der Wärmebedarf in Deutschland wird stündlich modelliert, Annahmen zur Flexibilität der KWK und Wärmeerzeugung werden in den Szenarien „unflexibel“ vs. „wahrscheinlich“ variiert



	2023		2033	
	unflex.	wahrs.	unflex.	wahrs.
KWK* gesamt	30	30	32	32
„Must-run“/Nicht-flexible KWK:** muss laufen	28	20	21	10
*Einsp. bei max. Wärmebedarf*****	*25*	*18*	*19*	*9*
Einsp. bei min. Wärmebedarf	*7*	*4*	*5*	*1*
Flexible KWK:** kann die Stromerzeugung für 3-6 h einstellen, bzw. durch Heizkessel oder PtH ersetzen	2	10	11	22
Heizkessel (Erdgas)***	4	12	13	26
Elektro-heizer (PtH)	0	1	1	4

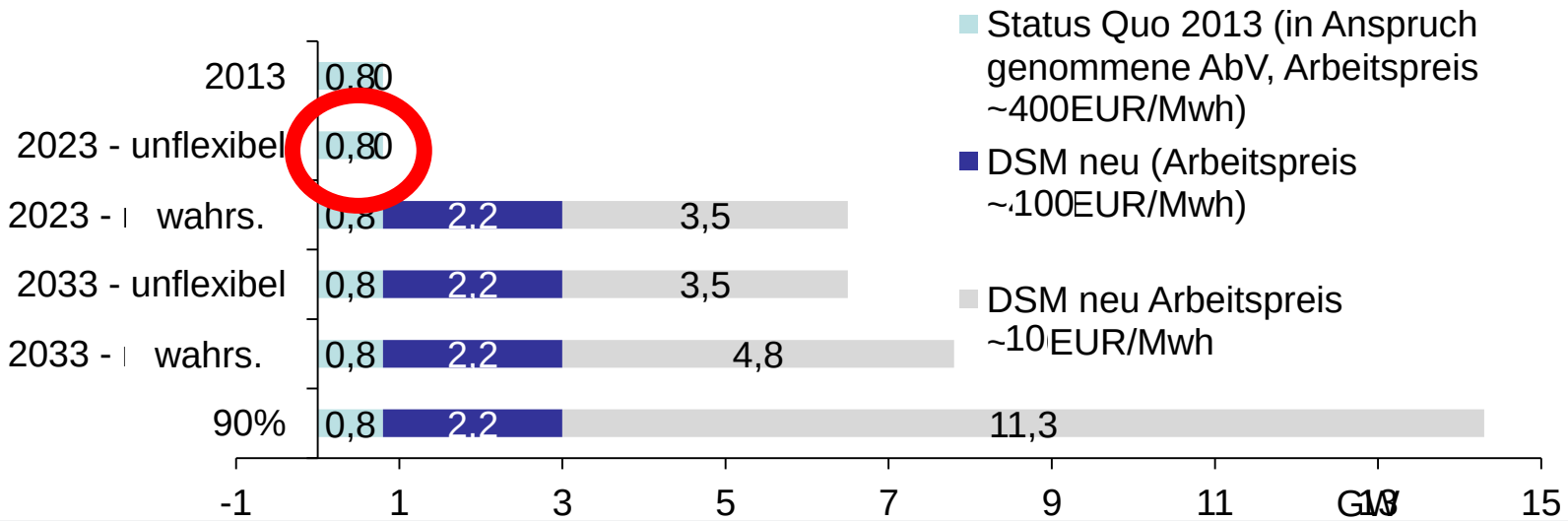
Wärmebedarf (je Stunde)

Wärmebereitstellung (aus dem Stromsektor)

* Fossile Kraftwerke (Braun- und Steinkohle, Gas) und Biomasse ** Installierte Leistungen in GW elektr.
*** Installierte Leistung in GW therm. **** Durch Nicht-Verfügbarkeiten geringer als gesamte installierte Leistung

Differenzierung (2/4): Annahmen zu DSM in den „wahrscheinlichen“ und „unflexiblen Szenarien“

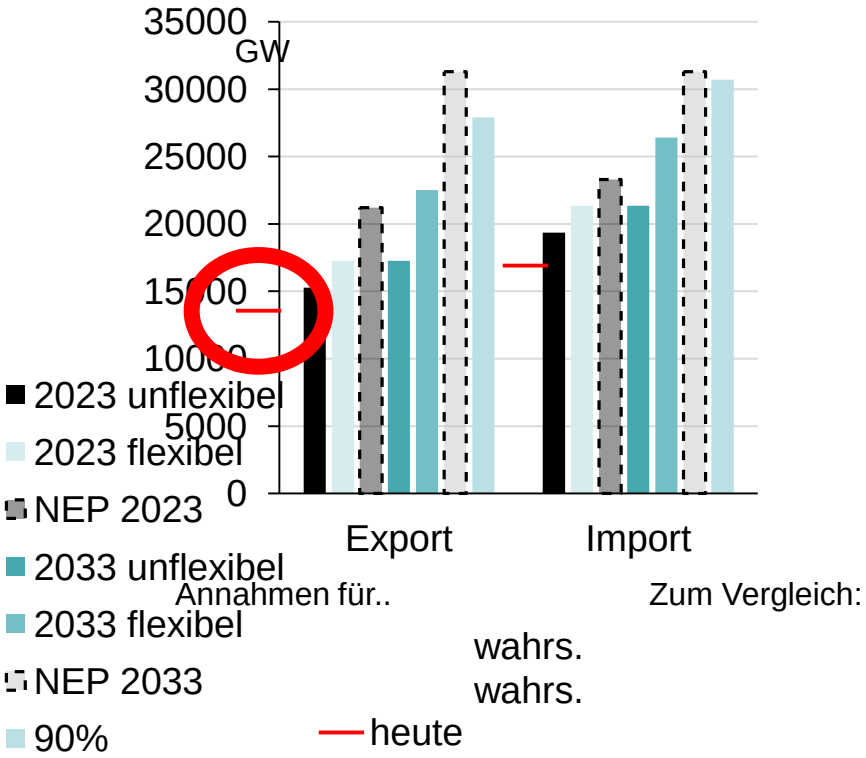
- 2023 unflexibel: Nur heute kontrahierte abschaltbare Lasten (~800MW), Arbeitspreis ~400EUR/MWh (wird nur in Extremfällen eingesetzt)
- 2023 wahrscheinlich: 6,5 GW DSM (basierend auf Analysen von IAEW), davon 3 GW mit Arbeitspreis 100-400 EUR/MWh
- 2033 unflexibel: Annahmen wie in „2023 wahrscheinlich“
- 2033 wahrscheinlich: leichter Anstieg ggü. 2023 (konservative Schätzung)
- Annahme ähnlicher Potentiale in Europa durch Skalierung anhand länderabhängiger Spitzenlast für jedes Szenario



Differenzierung (3/4): Annahmen zum Ausbau der Übertragungsnetze an Grenzkuppelstellen und im restlichem Europa in den Szenarien „wahrscheinlich“ und „unflexibel“

- Übertragungskapazitäten Deutschland zu Nachbarstaaten:
  - Abbildung mittels NTC unter Berücksichtigung von TYNDP-Projekten (verzögerter Netzausbau)
    - „2023 unflexibel“: bis 31.12.2014
    - „2023 wahrscheinlich*“: bis 31.12.2016
    - „2033 unflexibel“: bis 31.12.2016
    - „2033 wahrscheinlich“: bis 31.12.2022
    - 90 %: alle Projekte bis 31.12.2032
  - Berücksichtigung reduzierter NTC aus Netzentwicklungsplan 2013
- Analoge Bestimmung der Übertragungskapazitäten für Rest-EU
- Keine Berücksichtigung von Netzrestriktionen innerhalb von Deutschland

Übertragungskapazitäten von Deutschland**



* Die Annahmen zum verzögerten Netzausbau hier sind Szenarioannahmen und stellen keine Prognose dar

**ohne Luxemburg