



Ariadne-Report

Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Szenarien und Pfade im Modellvergleich

KOPERNIKUS
Ariadne **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Der vorliegende Ariadne-Report wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Er spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Herausgegeben von

Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgen-
forschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

Oktober 2021

DOI: 10.48485/pik.2021.006

Bildnachweise

Titel: Yeshi Kangrangz / Unsplash; Kapitel 1: Andrea Boldizsar / Unsplash; Kapitel 2: funky-data / iStock; Kapitel 3: Julian Hochgesang / Unsplash; Kapitel 4: Robin Sommer / Unsplash; Kapitel 5: hungyifei / iStock; Kapitel 6: audioundwerbung / istock; Kapitel 7: Clint Adair / Unsplash; Kapitel 8: Adam Vradenburg / Unsplash; Kapitel 9: Dan Meyers / Unsplash; Kapitel 10: Micheile Henderson / Unsplash

7. Flexibilisierung durch Sektorkopplung

7.1	Zusammenfassung	200
7.2	Hintergrund der Sektorkopplung	201
7.3	Bewertung der Notwendigkeit von Flexibilität über Sektorkopplungstechnologien	204
7.3.1	<i>Kurzzeitspeicher im Stromsystem</i>	206
7.3.2	<i>Wärme als Flexibilitätsoption</i>	207
7.3.3	<i>Herstellung und Verwendung synthetischer Energieträger</i>	208
7.3.4	<i>Flexibilität durch Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch</i>	210
7.3.5	<i>Zusammenführung der Flexibilität durch Sektorkopplung</i>	214
7.4	Sensitivitäten über alle Szenarien	217
7.5	Handlungsempfehlungen	218
7.5.1	<i>Kurzfristige Herausforderungen bis zum Jahr 2030</i>	218
7.5.2	<i>Langfristige Herausforderungen bis 2045</i>	219
	Literaturangaben	221

Autorinnen und Autoren

Daniel Wrede, Judith Heilig, Annika Gillich, Christoph Kost, Heike Brand



7.1 Zusammenfassung

Die Elektrifizierung vieler Teile des Energiesystems stellt einen Kernaspekt einer stärkeren Kopplung und Interaktion zwischen den verschiedenen Sektoren dar.

Ein treibhausgasneutrales Energiesystem basiert auf einem hohen Anteil an Primärenergie aus Erneuerbaren Energien. Gleichzeitig ist die direkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich effizienter als eine indirekte Nutzung über weitere Energieträger, wie z. B. Wasserstoff. Dadurch steigt die Stromnutzung in allen Sektoren des Energiesystems deutlich an.

Die Menge an Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ist wetterbedingt an die Verfügbarkeit von Sonne und Wind gekoppelt und verändert sich über den Tages-, Wochen und Jahresverlauf. Erzeugung und Nachfrage trotzdem zu synchronisieren erfordert ein hohes Maß an Flexibilität auf beiden Seiten.

In der Sektorkopplung liegt ein hohes Flexibilisierungspotenzial, das zum Ausgleich der Erneuerbaren Erzeugung genutzt werden sollte. Dieses Potenzial liegt deutlich höher als das Potenzial zur Verschiebung der konventionellen Stromnachfrage, z. B. in der Industrie, Gewerbe oder Haushalten.

Sektorkopplungstechnologien mit hohem Flexibilisierungspotenzial sind zum Beispiel Elektrolyseure, aber auch der Betrieb von Wärmepumpen oder der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen.

Das Flexibilisierungspotenzial von bestehenden, konventionellen Stromverbräuchen (Demand-Side-Management in der Industrie, Gewerbe und Haushalten) ist vergleichsweise niedrig, da sich eine Vielzahl von Verbräuchen nicht umfangreich verschieben lassen.

Zentrale Maßnahmen für eine Realisierung dieser Flexibilitäten zum Ausgleich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) sind die verstärkte Nutzung von variablen bzw. dynamischen Tarifen in Bezug auf die Sektorkopplungstechnologien sowie die technische Ausrüstung der Anlagen mit Kommunikations- und Steuerungstechnologie, um einen flexiblen Betrieb zu ermöglichen.

Der Ausbau der Sektorkopplungstechnologien ist äußerst wichtig für die Nutzung von EE-Strom in anderen Sektoren, unter anderem Industrie, Gebäude und Verkehr. Gleichzeitig sollte der Einsatz und Betrieb möglichst system- und netzdienlich erfolgen. Dies muss über Signale und Steuerungsbefehle bis zu den Endverbrauchern, bei denen die Sektorkopplungstechnologien im Einsatz sind, gewährleistet werden.

Technologisch bieten Energiespeicher und Elektrolyseure ein hohes Flexibilisierungspotenzial, daher muss deren Ausbau einhergehen mit Maßnahmen eines flexiblen Betriebs, der die Verfügbarkeit von EE-Strom im Fokus hat. Hierzu ist eine Flexibilisierung des Strompreises und der damit verbundenen Abgaben, Entgelte und Steuern zu prüfen, um Anreize für flexible Betriebsweisen zu schaffen.

7.2 Hintergrund der Sektorkopplung

Um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 realisieren zu können, wird ein Großteil der benötigten elektrischen Energie durch die fluktuierende Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden. Aufgrund der un stetigen Verfügbarkeit von Wind- und Sonnenergie wird es immer wieder Zeiten geben, in denen die Stromproduktion die Stromnachfrage übersteigt oder unterschreitet. Durch die Flexibilitätsoptionen in der Sektorkopplung können diese Unregelmäßigkeiten von Stromüberschuss und Strommangel ausgeglichen und die erneuerbare Stromproduktion im System integriert werden. Dieses Kapitel geht der Frage nach, welche Rolle die Flexibilität von Sektorkopplungstechnologien in Zukunft über den Transformationspfad und in einem klimaneutralen Energiesystem spielt.

In diesem Bericht wird unter Sektorkopplung die Verzahnung der Energiewirtschaft mit den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Industrie verstanden, um die klimaneutral gewonnene Energie auch in anderen Sektoren nutzen zu können. Die Verzahnung erfolgt über Technologien wie Elektrofahrzeuge, Elektrodenkessel in Industrie, Wärmepumpen, Energiespeicher sowie über die Umwandlung in neue strombasierte Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan, Ethanol, ...) der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonne und Wind. Hierbei spielt Flexibilität eine große Rolle, also die Fähigkeit der Technologien und des Netzes, flexibel auf Stromüberschuss oder Strommangel reagieren zu können. Ist dies gewährleistet, steigen das Nutzungspotenzial von Solar- und Windenergie und auch die Versorgungssicherheit.

Ein CO₂-neutrales Energiesystem muss auf CO₂-neutralen Energieträgern aufbauen. Angesichts der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse spielen Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen und aus erneuerbarem Strom hergestellte Brennstoffe („Power-to-Fuel“) eine tragende Rolle. Aus Effizienzgründen können konventionelle Kraftwerke, welche zukünftig mit synthetisch hergestellten Brennstoffen betrieben werden, nur eine Backup-Kapazität darstellen. Ein Großteil des Stromes (> 90 %) wird deshalb in Zukunft direkt aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Gleichzeitig steigt der Strombedarf bis zum Jahr 2045 durch die gesteigerte Nachfrage durch Sektorkopplungstechnologien deutlich an.

Die mit synthetischen Brennstoffen (oder in den kommenden Jahren auch noch mit Erdgas und Kohle) betriebenen Backup-Kraftwerke stellen ebenfalls eine Flexibilität neben den Sektorkopplungstechnologien dar. Um die Integration von Strom aus Sonne und Wind via Sektorkopplung zu illustrieren, sind in Abbildung 7.1 die Ergebnisse des Modells REMod für Stromerzeugung und -verwendung im Szenario *Technologiemix* für die Jahre 2020, 2030 und 2045 dargestellt.

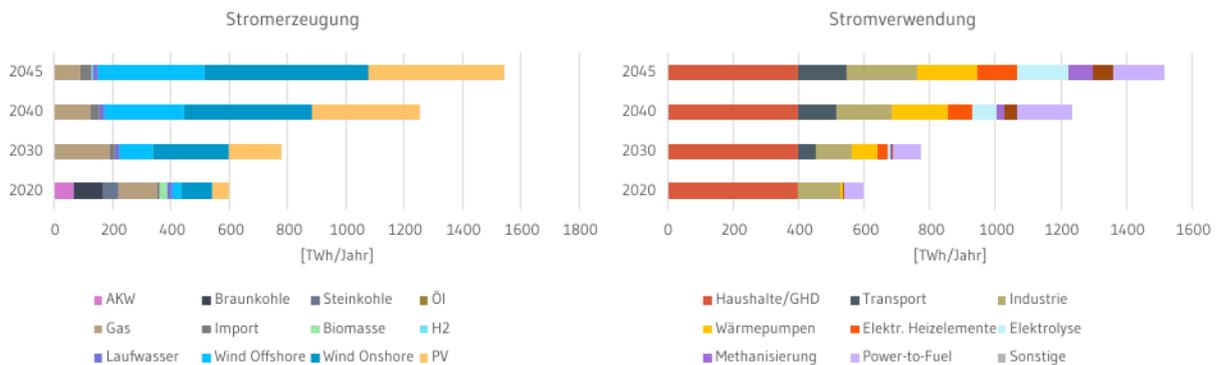


Abbildung 7.1: Stromerzeugung und -verwendung im Szenario Technologiemix (REMod).

Es zeigt sich, dass im kostenoptimalen Klimaschutzszenario *Technologiemix* bereits im Jahr 2030 ca. 75 % der Stromproduktion fluktuierend durch Sonnen- und Windenergie bereitgestellt werden (linke Seite). Die effiziente Nutzung dieser Energie ist nur durch Erweiterung und Diversifizierung der Stromverwendung zu erreichen (rechte Seite). Hier ist erkennbar, dass bereits im Jahr 2030 die Stromverwendung im Vergleich zu 2020 breiter gefächert ist. Bis zum Jahr 2045 steigt der Anteil der nicht-konventionellen Stromverwendung noch einmal deutlich an. Das bedeutet, dass der Strom entweder von neuen Sektorkopplungstechnologien direkt genutzt wird oder in andere Energieträger umgewandelt wird. Zu sehen ist dies in Abbildung 7.1 am hohen Strombedarf der Sektorkopplungstechnologien wie Elektroautos im Verkehr, Wärmepumpen und elektrischen Heizelementen sowie Elektrolyse, Methanisierung und Power-to-Fuel.

Zur Analyse und Einordnung der Flexibilität der Sektorkopplungstechnologien muss zuerst auf die Gesamtheit der Flexibilitätsoptionen eingegangen werden, siehe Tabelle 7.1. Die Tabelle zeigt eine Übersicht vorhandener Flexibilitätsoptionen. Energiespeicher und Demand Side Management (von konventionellem Stromverbrauch) sind hier als reine Flexibilitätsoptionen zur zeitlichen Verschiebung des Strombedarfs geführt, jedoch keine Technologien der Sektorkopplung. Die Flexibilitätsoptionen beinhalten sowohl die gezielte zeitliche Verwendung von Strom in ande-

ren Sektoren zur Deckung der Energiebedarfe (Wärme, Mobilität, ...) durch Anwendung von Energiespeichern, als auch die gezielte zeitliche Produktion von synthetischen Energieträgern und deren spätere Rückführung in elektrische Energie.

Verwendung:	Strom	Brennstoffe	Wärme	Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch
Technologie:	Kraftwerke, Kraft-Wärmekopplungsanlagen, Batterien (stationär und in Fahrzeugen), Carnot-Batterien ²⁰ , Pumpspeicherkraftwerke	Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Fuel	Wärmepumpen, elektrische Heizelemente, Kraft-Wärmekopplungsanlagen	Zeitliche Lastverschiebung
Einsatz in:	Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Haushalte	Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Haushalte	Energiewirtschaft, Haushalte	Haushalte, Industrie

Tabelle 7.1: Übersicht von Flexibilitätsoptionen.

Im Folgenden soll kurz auf die Charakteristika der einzelnen Flexibilitätsoptionen eingegangen werden. Die Flexibilitätsoptionen der (direkten) Stromspeicherung, der Umwandlung in synthetische Brennstoffe oder Wärme sowie die zeitliche Verschiebung von elektrischen Lasten unterscheiden sich in Wirkungsgrad, Kosten und Dauer.

Klassische Batterien sowie Carnot-Batterien²⁰ erlauben eine kurzfristige Speicherung von Strom in einem chemischen oder thermischen Energieträger. Mit Pumpspeicherkraftwerken kann eine

²⁰ Konzept: Speicherung von Strom in Wärme und Nutzung der Wärme zur Stromerzeugung

zeitliche Verschiebung von Stromproduktion und -bedarf durch das Ausnutzen von Höhendifferenzen von Wasserreservoirs ausgeglichen werden. Durch den Ausbau der Elektromobilität und der damit verbundenen Batteriespeicher in Fahrzeugen wird eine flexible Speicherkapazität in den Fahrzeugen erwartet. In den Nutzungskonzepten Grid-to-Vehicle (G2V) oder Vehicle-to-Grid (V2G) wird Flexibilität durch flexibles Laden und Entladen geschaffen.

Eine Verschiebung von Angebot und Nachfrage über längere Zeiträume - Wochen bis Monaten - kann über Elektrolyse sowie Power-to-Liquid (PTL)- bzw. Power-to-Gas (PTG)-Technologien erzielt werden. Der so gewonnene Brennstoff (Wasserstoff, Methan) kann deutlich länger gespeichert werden und dann über Leitungsnetze in Haushalten und Industrie in Heizkesseln und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) verbrannt werden. Auch im Verkehrssektor in Brennstoffzellenfahrzeugen und Verbrennungsmotoren ist eine Anwendung möglich. Eine stoffliche Nutzung der synthetischen Energieträger ist ebenfalls möglich, beispielsweise in der Chemie- oder Stahlindustrie. Ein relevanter Nachteil der Power-to-Fuel-Technologien sind hohe Wirkungsgradverluste, welche bei der Herstellung entstehen.

In Haushalten und Industrie kommen Technologien wie Wärmepumpen, elektrische Heizelemente und Elektrodenkessel zum Einsatz, welche Strom in Wärme umwandeln (sogenannte Power-to-Heat-Technologien). Hier kann über Heizwasser-Pufferspeicher eine zeitliche Verschiebung von Angebot und Nachfrage erreicht werden.

Neben den bereits erwähnten Technologien stellt Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch (also keine Verschiebung von Betrieb von Sektorkopplungstechnologien) eine nachfrageseitige Flexibilität dar. Sie kann dazu beitragen, sowohl Spitzenlasten zu reduzieren als auch durch Lasterhöhung in Zeiten hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zusätzlichen Strom aufzunehmen.

7.3 Bewertung der Notwendigkeit von Flexibilität über Sektorkopplungstechnologien

Flexibilitätsbedarfe und -beiträge entstehen nahezu stündlich – immer, wenn ein Ausgleichsbedarf zwischen Strombereitstellung und -verwendung entsteht. Zur Analyse der Notwendigkeit und Bedarfe von Sektorkopplungstechnologien in einem klimaneutralen Energiesystem Deutschlands werden die Jahre von 2041 bis 2045 aus der Szenarienrechnung mit REMod (Szenario *Technologiemix*) herangezogen. Die Analyse der Sektorkopplungstechnologien und deren Flexibilität wird an dieser Stelle auf monatliche Auswertungen der Bedarfe fokussiert, um den Verlauf über das Jahr darzustellen. Um die Unregelmäßigkeiten in Strombereitstellung und -verwendung der

einzelnen Jahre zu glätten, werden stündliche Durchschnittswerte der Energiemengen der Jahre 2041 bis 2045 verwendet.²¹ Diese werden zu monatlichen Werten aggregiert.

Eine Übersicht von Strommengen unterteilt in Mengen an Stromüberschuss und Strommangel ist in Abbildung 7.2 dargestellt. Mit Stromüberschuss sind hierbei die Stunden mit negativer Residuallast (bevor Sektorkopplungstechnologien zum Einsatz kommen) bezeichnet, dessen Energiemengen monatlich aufsummiert werden. Eine mögliche Abregelung oder ein Stromexport ist hierin noch nicht berücksichtigt. Mit Strommangel ist die Energiemenge der Stunden mit positiver Residuallast verstanden. Die Abbildung zeigt außerdem die monatliche Erzeugung aus Wind und Photovoltaik.

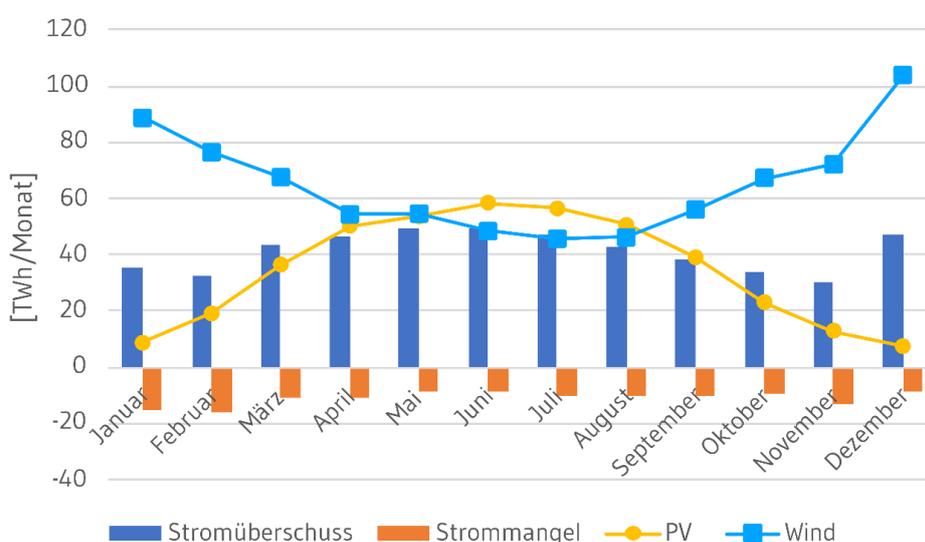


Abbildung 7.2: Energiemengen von Stromüberschuss und Strommangel (Durchschnitt 2041 – 2045).

Zur Einordnung der Sektorkopplungstechnologien zeigt Abbildung 7.3 die im Szenario *Technologiemix* im Jahr 2045 installierten Leistungen der flexibel einsetzbaren Technologien. Neben den Wärmepumpen und den elektrischen Heizelementen weisen insbesondere die Kurzzeitspeicher und Gaskraftwerke eine hohe installierte Leistung auf.

²¹ In REMod werden statistische Werte aus den Jahren 2011-2015 verwendet und darauf basierend Energieerzeugung und -bedarfe berechnet. Die Jahre 2011-2015 sind auch in dieser Reihenfolge für die Jahre 2041-2045 hinterlegt.

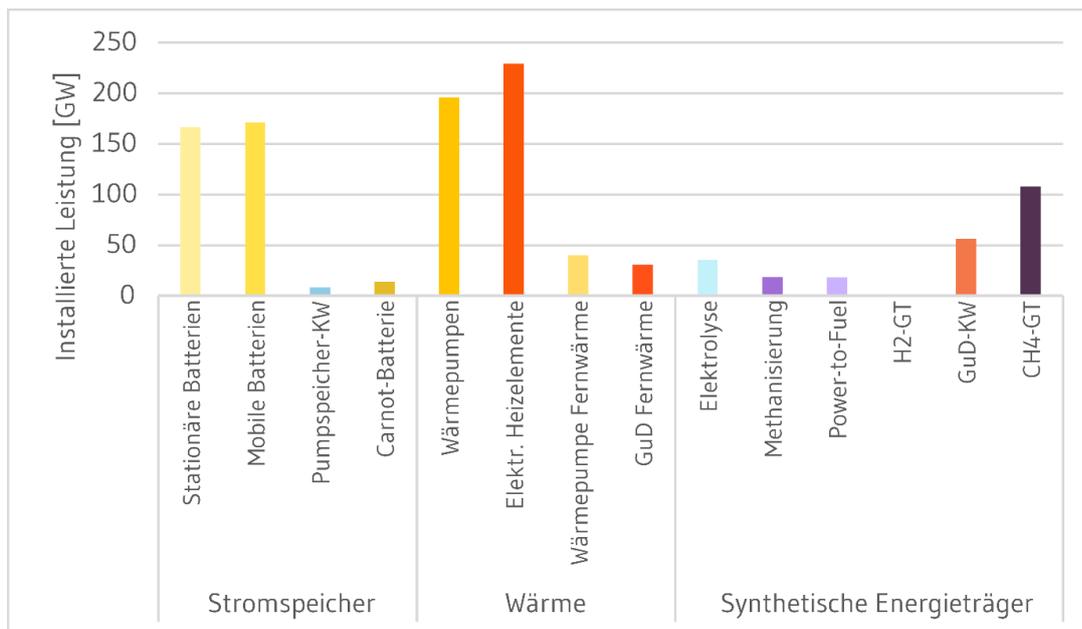


Abbildung 7.3: Installierte Leistung der Technologien zur Deckung des Flexibilitätsbedarfes im Szenario Technologiemix im Jahr 2045.

7.3.1 Kurzzeitspeicher im Stromsystem

Stationäre und mobile Batterien sowie Pumpspeicherkraftwerke werden als Speichertechnologien genutzt, um kurzfristige Schwankungen im Stromsystem in einem Zeitraum von einer bis zu wenigen Stunden auszugleichen. Grund für die zeitliche Begrenzung sind die hohen Kosten der Speichereinheit, wohingegen der Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung mit Werten über 80 % recht hoch ist. Hervorzuheben sind insbesondere die mobilen Batterien, welche im Verkehrssektor verwendet werden, aber zu einer erheblichen Flexibilität im Stromsystem beitragen. Langfristig könnten auch Carnot-Batterien eine Rolle spielen, wenn sie als thermischer Speicher und Rückverstromungsoption gebaut werden. Allerdings hängt die Installation häufiger an der Wärmenachfragestruktur sowie deren Verschiebepotenzial bzw. Schwankung ab, als an der Wirtschaftlichkeit der Rückverstromungsoption.

Im Szenario *Technologiemix* beträgt die installierte Speicherkapazität im Jahr 2045 166 GWh für stationäre Batterien, 171 GWh für mobile Batterien als maximal nutzbare Kapazität für V2G-Anwendungen, 66 GWh für Pumpspeicherkraftwerke bei einer Leistung von 8,2 GW und 55,4 GWh für Carnot-Batterien. Während die stationären Batterien und Pumpspeicherkraftwerke die gesamte gespeicherte Energie abzüglich den Wandlungswirkungsgraden wieder als Flexibilitätsbeitrag ins Netz speisen, wird bei den mobilen Batterien und den Carnot-Batterien ein großer Teil der eingespeicherten Energie in den anderen Sektoren verwendet.

In Abbildung 7.4 wird der monatliche Flexibilitätsbeitrag bzw. die Energieaufnahme der Speichertechnologien dargestellt. Deutlich zu sehen ist, dass die Stromspeicher besonders im Sommer zu Zeiten hoher PV-Einspeisung zum Einsatz kommen. Die hauptsächlich durch Windkraft erzeugten Stromüberschüsse in den Wintermonaten wird von Kurzzeitspeichern zu einem deutlich geringeren Anteil aufgenommen. Im Szenario *Technologiemix* nehmen die Speichertechnologien im Jahr 2045 insgesamt 72 TWh auf.

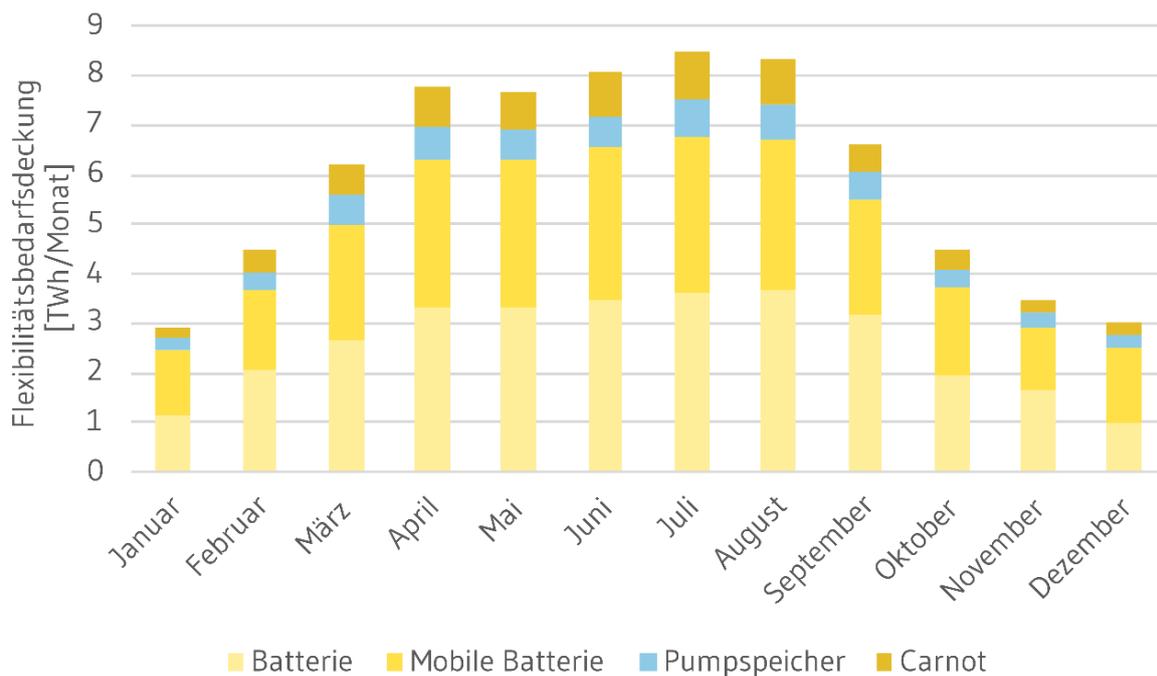


Abbildung 7.4: Energieaufnahme der Speichertechnologien im Szenario Technologiemix (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.3.2 Wärme als Flexibilitätsoption

Durch die kostengünstige Wärmespeicherung kann die Wärmebereitstellung als Flexibilitätsoption genutzt werden. Die Umwandlung von Strom zu Wärme geschieht hierbei über Wärmepumpen und elektrischen Heizelementen. Durch die Nutzung von Umgebungswärme produzieren Wärmepumpen deutlich effizienter Wärme pro eingesetzter Stromeinheit (Faktor 3 bis 4). Elektrische Heizelemente mit Wirkungsgraden von 95 % sind jedoch besonders günstig in der Anschaffung und können leichter hohe Temperaturen bereitstellen. Fernwärmenetze bilden ein weiteres System mit Flexibilisierungspotenzial, da hier sowohl Wärmepumpen als auch KWK-Anlagen flexibel einsetzbar sind.

Die aus Stromüberschuss zur Umwandlung in Wärme verwendeten Energiemengen sind in Abbildung 7.5 dargestellt. Die wesentlichen Stromabnehmer sind die Wärmepumpen mit und ohne Fernwärmeanschluss sowie elektrische Heizelemente, welche zusätzlich in den Warmwasserspeichern der Heizungstechnologien verbaut sind. Durch die erhöhte Wärmenachfrage kann in den Wintermonaten mit den Wärmepumpen viel Strom abgenommen werden, während die elektrischen Heizelemente das ganze Jahr über Stromüberschüsse aufnehmen. Die Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten zur Befüllung der Wärmespeicher als Flexibilitätsoption kommt nur in einem sehr geringen Maß zur Anwendung: ca. 2 % der gesamten Stromaufnahme im Wärmebereich.²²

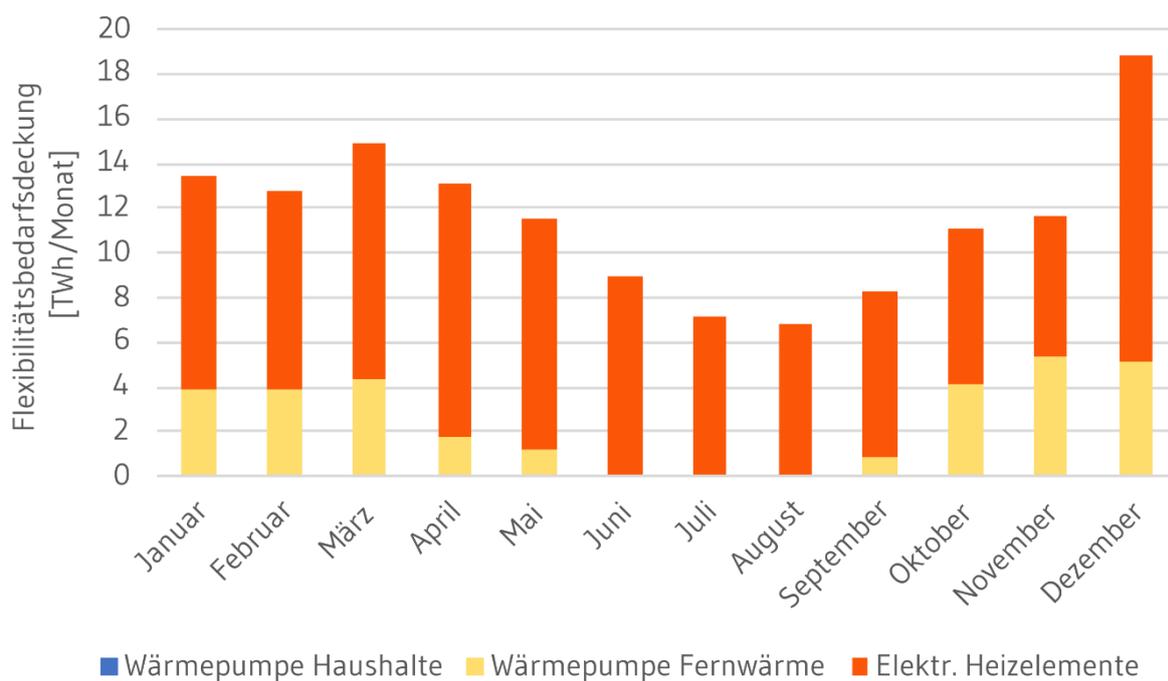


Abbildung 7.5: Stromaufnahme bei Stromüberschuss im Wärmesektor (Durchschnitt 2041 – 2045). Die Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten als Flexibilitätsoption kommt nur in einem sehr geringen Maß zur Anwendung, ca. 2 % der gesamten Stromaufnahme im Wärmebereich.

7.3.3 Herstellung und Verwendung synthetischer Energieträger

Mit überschüssigem Strom können synthetische Energieträger wie Wasserstoff, Methan und Ethanol hergestellt werden. Diese lassen sich verlustarm speichern und werden vielseitig in Ver-

²² Der geringe Flexibilitätsbeitrag der Wärmepumpen in Haushalten liegt vorrangig an den niedrigen Temperaturniveaus: Während elektrische Heizelemente Wasser auf Temperaturen von 95°C erhitzen können, sind die in REMod parametrisierten Wärmepumpentechnologien im Gebäudesektor auf eine Maximaltemperatur von bis zu 65°C beschränkt.

kehr, Industrie und Gebäuden eingesetzt. Auch eine Rückverstromung im Stromsystem ist möglich und in einem vollständig defossilisierten Stromsystem notwendig. Die Herstellung von synthetischen Energieträgern ist jedoch mit größeren Energieverlusten behaftet und damit teuer.

Wie aus Abbildung 7.6 hervorgeht, wird die Herstellung synthetischer Energieträger (Wasserstoff, Methan, Flüssigkraftstoffe) bezogen auf die monatliche Auswertung kontinuierlich über das Jahr betrieben. Lediglich in den Monaten, in denen geringere Mengen an Stromüberschuss zur Verfügung stehen (in Abbildung 7.6 Februar, Oktober und November), wird diese Flexibilitätsoption weniger genutzt.

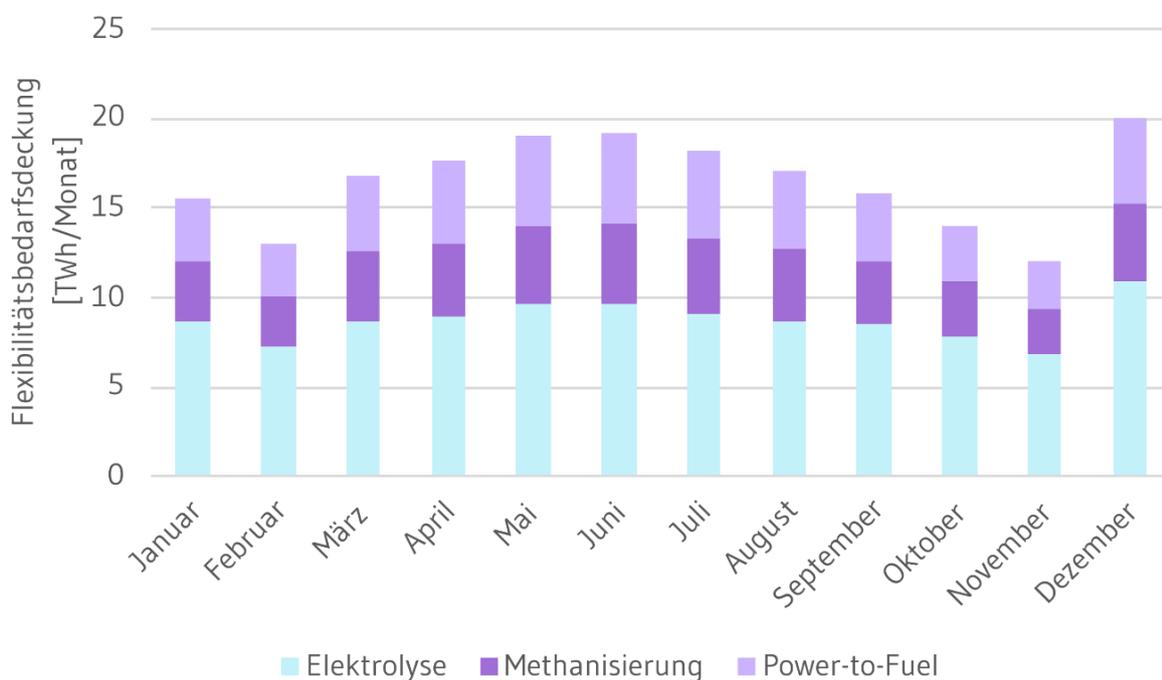


Abbildung 7.6: Stromabnahme der Methanisierungs-, Elektrolyse- und Power-to-Liquid-Anlagen (Durchschnitt 2041 – 2045).

Eine Verstromung der synthetischen Energieträger findet hauptsächlich über Gas- und Dampfkraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung statt, während Gasturbinenkraftwerke zur Spitzenlastdeckung hauptsächlich in wenigen Stunden in den Wintermonaten eingesetzt werden (siehe Abbildung 7.7).

Während Methan auch aus Biomasse gewonnen werden kann, wird Wasserstoff vornehmlich durch Elektrolyse hergestellt. Aufgrund der guten Lagermöglichkeiten werden synthetische Energieträger insbesondere dann genutzt, wenn saisonal bedingt wenig Energie aus erneuerba-

ren Quellen zur Verfügung steht. Im Szenario *Technologiemix* wird die Option der Wasserstoffrückverstromung nicht genutzt, während die Methangasturbinen im Jahr 2045 insgesamt 42,5 TWh Ausgleichsenergie bereitstellen²³. Methan wird jedoch nur zum Teil (29,3 TWh im Jahr 2045) über Methanisierung gewonnen, während 107,5 TWh hauptsächlich aus Biomasse hergestellt und weitere 80,5 TWh im Jahr 2045 importiert werden. Insgesamt wird mit der flexiblen Herstellung von synthetischen Energieträgern 40 % des Stromüberschusses verwendet.

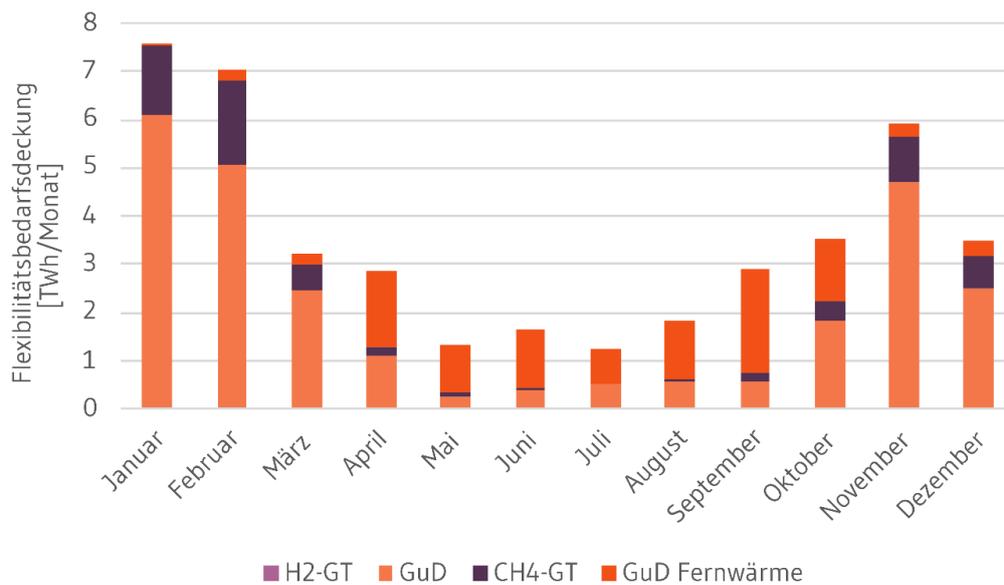


Abbildung 7.7: Stromabgabe der CH₄- und H₂-Gaskraftwerke Anlagen im Szenario Technologiemix (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.3.4 Flexibilität durch Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch

Über die oben genannten Sektorkopplungstechnologien hinaus kann Demand Side Management (DSM), also die flexible Anpassung der Stromnachfrage durch den Verbraucher, einen Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs leisten. Dieser Beitrag wurde mithilfe des Stromsektormodells E2M2 untersucht.²⁴ In dieser Analyse werden die Sektorkopplungstechnologien der vorangegangenen Kapitel vereinfacht abgebildet und explizit auf die DSM-Maßnahmen von konventionellem Stromverbrauch in Haushalten, Gewerbe und Industrie eingegangen.

²³ CH₄-Gasturbinen und Gas- und Dampfturbinen mit und ohne Wärmeauskopplung.

²⁴ Die Definition von DSM, Begriffsverwendungen sowie die technischen und ökonomischen Annahmen zu einzelnen DSM-Technologien basieren dabei auf Steurer (2017).

Grundsätzlich ermöglicht der Einsatz von DSM, dass bei Strommangel Lasten abgeschaltet werden oder Stromnachfrage auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird. Bei Stromüberschuss wiederum können Lasten zugeschaltet werden bzw. verschobene Stromnachfrage nachgeholt werden. Dafür können z. B. industrielle Prozesse, die einen gewissen Freiheitsgrad bieten, entsprechend angepasst werden oder die Stromnachfrage von Haushalten, z. B. durch einen optimierten Fahrplan von Haushaltsgeräten, verschoben werden.

Eine große Herausforderung bei der Modellierung von DSM ist die Abschätzung der technischen und ökonomischen Charakteristika der einzelnen Optionen, da sich diese je nach Stromanwendung stark unterscheiden. Zu diesen Charakteristika gehören auf der technischen Seite Kennzahlen wie Abschaltzeitpunkt, mögliche Abschaltdauer, spätester Nachholzeitpunkt sowie die jeweiligen Potenziale, auf der ökonomischen Seite z. B. der Erschließungsaufwand und der Nutzungsaufwand.

Im Folgenden wird der Beitrag von DSM-Maßnahmen in Industrie und Haushalten zur Flexibilitätsbedarfsdeckung untersucht. Dafür werden aufbauend auf (2017) die DSM-Technologien in 3 Gruppen abgebildet:

- 1) Die erste Gruppe (DSM_QT_GHD) beinhaltet Querschnittstechnologien des GHD-Sektors und der Industrie. Dazu gehören Technologien, die branchenübergreifend eingesetzt werden, z. B. Lüftungsanlagen oder Beleuchtung. Diese DSM-Technologien weisen typischerweise eher hohe Fixkosten (Erschließungskosten) auf, da davon ausgegangen wird, dass die Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zur flexiblen Steuerung der Verbraucher noch nicht vorhanden ist. Die variablen Kosten (Nutzungsaufwand) hingegen sind eher gering.
- 2) Die zweite Gruppe (DSM_QT_HH) beinhaltet Querschnittstechnologien im Haushaltssektor. Die Kostenstruktur hier ist ähnlich wie in der ersten Gruppe.
- 3) Die dritte Gruppe (DSM_PP_Ind) repräsentiert die Flexibilisierung von Produktionsprozessen in der Industrie. Hierunter fallen für eine Branche spezifische Prozesse mit hohem Energieverbrauch (vgl. Fleiter et al. (2013)), wie z. B. die Schmelzflusselektrolyse zur Herstellung von Aluminium. Diese DSM-Technologien sind durch vergleichsweise geringe Fixkosten charakterisiert, da die Infrastruktur zur Flexibilisierung oft schon vorhanden ist. Sie weisen aber hohe variable Kosten auf, die durch die Anpassung von Produktionsmengen oder -zeitpunkten verursacht werden.

Die jeweiligen DSM-Technologien unterscheiden sich außerdem stark in Bezug auf die Dauer, in der die entsprechende Last reduziert bzw. erhöht werden kann. Daher wird für alle drei oben genannten Gruppen das Potenzial für eine 1-stündliche Lastverschiebung und das für eine 4-stündliche Lastverschiebung separat definiert, wodurch sich in Summe 6 Gruppen ergeben.

Der Potenzialbegriff ist hier als sozio-technisches Potenzial zu verstehen. Das bedeutet, dass das rein technische Potenzial bereits mit einem Realisierbarkeitsfaktor multipliziert wurde, der sowohl die Akzeptanz als auch die organisatorische und technische Realisierbarkeit der DSM-Maßnahmen berücksichtigt. Dieses Potenzial geht als Obergrenze in das lineare Optimierungsmodell E2M2 ein, in dem dann entsprechend der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen der Zubau und die Nutzung der DSM-Technologien entschieden wird. Die sozio-technischen Potenziale der einzelnen Gruppen sind in Tabelle 7.1 aufgeführt.

DSM-Technologie	Dauer der Lastreduktion	Sozio-technisches Potenzial im Jahr 2045 [MW]
Querschnittstechnologien, GHD und Industrie (DSM_QT_GHD)	1 Stunde	674
Querschnittstechnologien, GHD und Industrie (DSM_QT_GHD)	4 Stunden	674
Querschnittstechnologien, Haushalte (DSM_QT_HH)	1 Stunde	745
Querschnittstechnologien, Haushalte (DSM_QT_HH)	4 Stunden	3.727
Produktionsprozesse, Industrie (DSM_PP_Ind)	1 Stunde	863
Produktionsprozesse, Industrie (DSM_PP_Ind)	4 Stunden	2.464

Tabelle 7.1: Sozio-technisches Potenzial der DSM-Maßnahmen

In Summe ergibt sich auf dieser Datenbasis für das Jahr 2045 ein Potenzial von 9,1 GW für eine Lastreduktion von mindestens einer Stunde, von dem 3,3 GW aus Produktionsprozessen der Industrie²⁵ bereitgestellt wird, 4,5 GW aus dem Haushaltssektor und 1,3 GW aus Querschnittstechnologien in GHD und Industrie.

In den Ergebnissen des Szenarios *Technologiemix* wird deutlich, dass die Nutzung der DSM-Optionen in den Sektoren Industrie, Haushalte und GHD einen hohen Wert für das Stromsystem aufweist: im Jahr 2050 wird das volle Potenzial der Flexibilität aus DSM genutzt. Die in Summe 9,1 GW installierte Leistung in 2050 ist zwar im Vergleich zu der im System insgesamt vorhandenen Leistung gering, da DSM aber zum Abflachen der größten Lastspitzen eingesetzt werden kann, kann trotzdem ein großer Mehrwert für das System generiert werden.

Die Einsatzhäufigkeit der zugebauten DSM-Technologien unterscheidet sich stark zwischen den zuvor beschriebenen DSM-Technologiegruppen. Wie in Abbildung 7.8 dargestellt, werden die Querschnittstechnologien in allen Monaten eingesetzt – mit dem häufigsten Einsatz im März, wo in Summe 0,81 TWh durch die verschiedenen Querschnittstechnologien verschoben werden. Eine Lastverschiebung durch industrielle Produktionsprozesse kommt (aufgrund der deutlich höheren variablen Kosten) hingegen nur in den Monaten Oktober und November zum Einsatz zur Verschiebung hoher residualer Last.

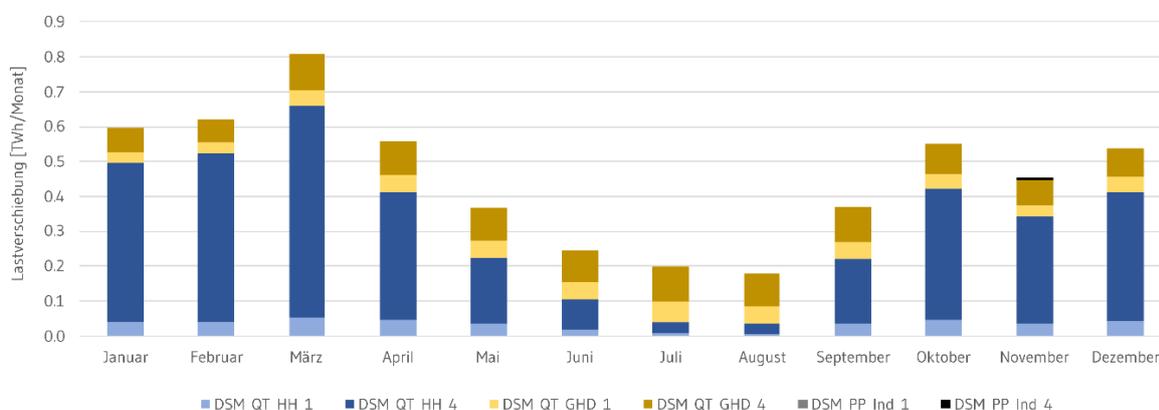


Abbildung 7.8: Einsatz der DSM-Technologiegruppen im Jahr 2045, Szenario Technologiemix.

²⁵ Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie wurde ebenfalls eine Analyse der Industrie-DSM-Potenziale für Deutschland durchgeführt, deren Ergebnisse eine ähnliche Größenordnung aufweisen (siehe <https://synergie-projekt.de/news/so-stark-koennte-die-industrie-das-deutsche-stromnetz-entlasten>). Die Zahlen sind jedoch nicht direkt vergleichbar, da dort Potenziale für eine 15-minütige und <5-minütige Lastverschiebung erhoben wurden, während hier Potenziale für eine 1- bzw. 4-stündliche Verschiebung verwendet werden.

Während Querschnittstechnologien also genutzt werden, um tatsächlich relevante Energiemengen zu verschieben, kommt die Verschiebung durch industrielle Produktionsprozesse eher bei hohen Leistungsspitzen zum Einsatz.

7.3.5 Zusammenführung der Flexibilität durch Sektorkopplung

In den vorhergehenden Abschnitten wurden die Leistungen und Flexibilitätsbeiträge der Technologien in den vier Bereichen Stromspeicher, Wärme, Synthetische Energieträger und Demand Side Management dargestellt. Alle vier Bereiche der Sektorkopplung können, durch einen flexiblen Betrieb, wesentliche Beiträge zum Flexibilitätsausgleich liefern. Die Ergebnisse der Stromspeicher, Wärme und synthetischen Energieträger wurden mit dem Modell REMod erarbeitet, während die Ergebnisse des Demand Side Managements aus dem Modell E2M2 stammen. Bei der nachfolgenden Gegenüberstellung gilt es diese bedingte Vergleichbarkeit zu berücksichtigen.

zeigt die Flexibilitätsbeiträge bei Stromüberschuss der Bereiche Stromspeicher, Wärme, synthetische Energieträger und Demand Side Management. Zur Deckung von Strommangel stellen die Stromspeicher den wesentlichen Flexibilitätsbeitrag zur Verfügung (siehe Abbildung 7.10), während in den Bereichen Wärme und synthetische Energieträger der Großteil der aufgenommenen Energie in den jeweiligen Sektoren genutzt wird. Die Flexibilitätsbeiträge durch Demand Side Management belaufen sich auf 5,5 TWh pro Jahr, was im Verhältnis eine eher kleine Energiemenge darstellt. Aufgrund der schnellen Verfügbarkeit und der sehr niedrigen Fixkosten kann es aber einen wichtigen Beitrag dazu liefern, die höchsten Lastspitzen, welche nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, abzufachen.

Die Speicherkapazitäten der Stromspeicher können besonders in den Sommermonaten gut genutzt werden, während in den Wintermonaten der Strommangel durch Beiträge der Gaskraftwerke²⁶ ausgeglichen wird.

²⁶ Die Gasversorgung wird hin zum Jahr 2045 zunehmend defossilisiert, indem ein Wechsel von fossilen Importen hin zu Methan aus synthetischen Herstellungsprozessen auf Basis von Erneuerbaren Energien stattfindet.

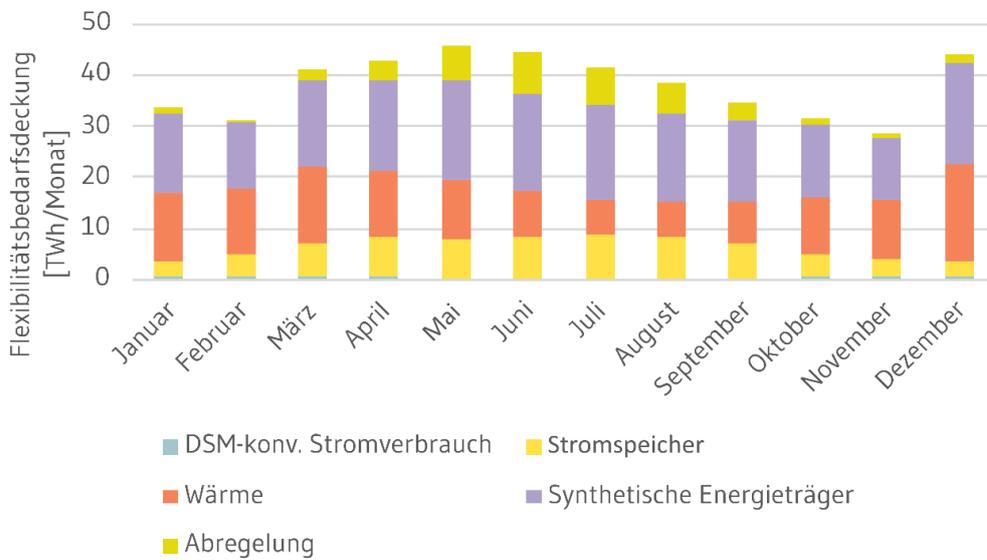


Abbildung 7.9: Gesammelte flexible Stromabnahme bei Stromüberschuss (Durchschnitt 2041 – 2045) (Stromspeicher, Wärme und Synthetische Energieträger aus REMod, DSM-konv. Stromverbrauch aus E2M2).

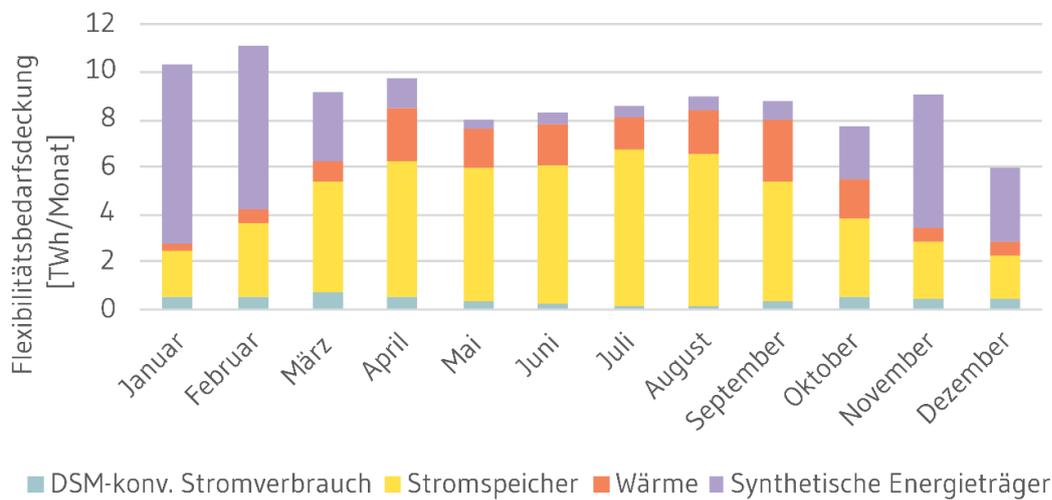


Abbildung 7.10: Gesammelte flexible Stromabgabe bei Strommangel (Durchschnitt 2041 – 2045) (Stromspeicher, Wärme und Synthetische Energieträger aus REMod, DSM konv. Stromverbrauch aus E2M2).

Neben den Stromspeichern bietet die Sektorkopplung somit eine Reihe von wertvollen Flexibilitätsoptionen bei der Umwandlung zu anderen Energieformen in den verschiedenen Sektoren. Alle vier genannten Umwandlungsbereiche sind demnach maßgeblich an der Stabilisierung des Systems und der Integration der Erneuerbaren Energien beteiligt. Insgesamt werden hiermit 72 % (bei Stromüberschuss) bzw. 57 % (bei Strommangel) des Flexibilitätsbedarfes abgedeckt. Der Rest wird über Import (32,0 TWh), Export (44,7 TWh) und Abregelung (43,7 TWh) ausgeglichen.

In Abbildung 7.11 sind die abgeregelten Energiemengen bei Stromüberschuss in den Szenarien *Technologiemix*, *E-Fuels*, *Elektrifizierung (inländisch)* und *Wasserstoff (inländisch)* dargestellt. In den Szenarien mit einem höheren Elektrifizierungsgrad ist die Abregelung leicht höher als in den wasserstoffbasierten Szenarien. Die Höhe der abgeregelten Energiemengen macht jedoch deutlich, dass diese im Vergleich zur gesammelten flexiblen Stromabnahme bei Stromüberschuss gering sind, also durch Flexibilitätsoptionen eine effiziente Nutzung des Stroms stattfindet.

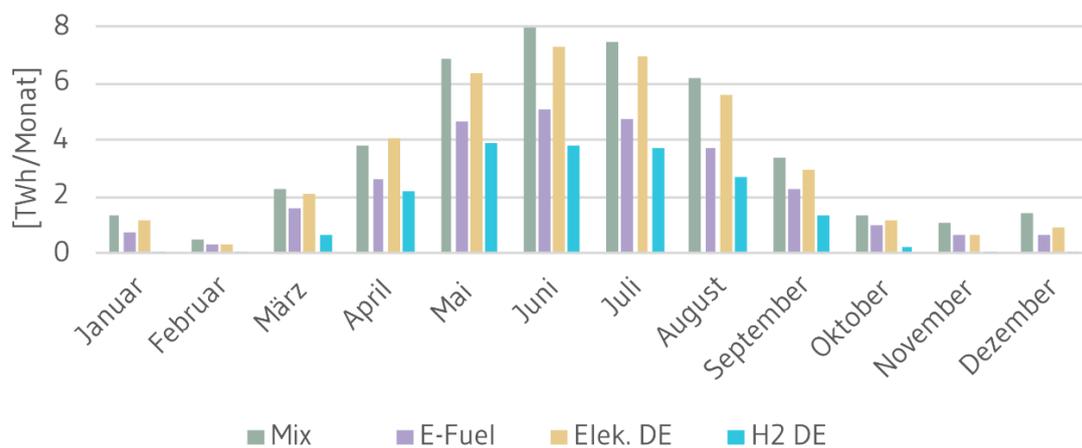


Abbildung 7.11: Abgeregelte Energiemengen bei Stromüberschuss in den Szenarien Technologiemix, E-Fuel, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.4 Sensitivitäten über alle Szenarien

Die bisher vorgestellten Ergebnisse und Größen der Einflüsse basieren auf dem Szenario *Technologiemix*. Zwischen den installierten Leistungen und Flexibilitätsbeiträgen der Szenarien sind jedoch Unterschiede erkennbar, insbesondere beim Ausbau von Kurzzeitspeichern und der Elektrolyse, während andere Technologien nur leicht in ihrer installierten Leistung variieren (siehe Abbildung 7.12).

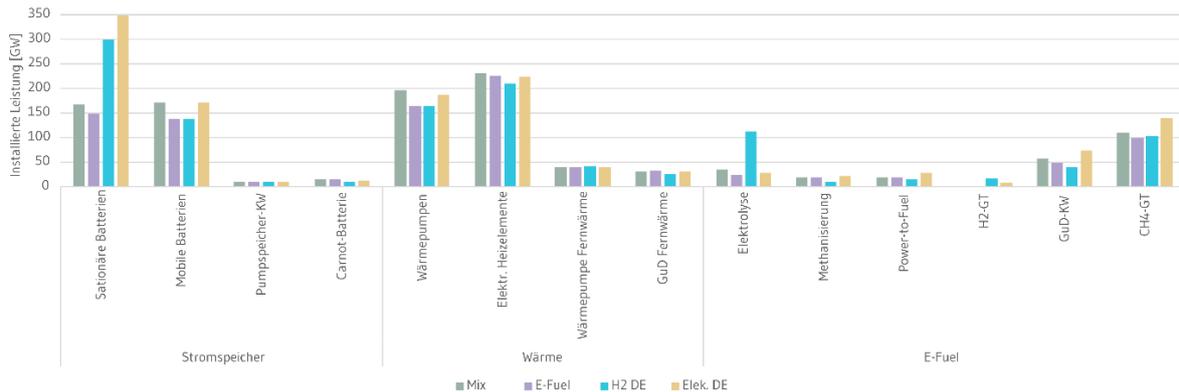


Abbildung 7.12: Installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen in den Szenarien Technologiemix, E-Fuels, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) im Jahr 2045.

Wird im Energiesystem der Fokus auf heimische Strom- und Wasserstoffproduktion gelegt, spiegelt sich das unter anderem in der installierten Leistung der stationären Batterien wider. In den Szenarien *Wasserstoff (inländisch)* und *Elektrifizierung (inländisch)* sind die Batterien in Leistung und Kapazität nahezu doppelt so groß dimensioniert wie in den Szenarien *Technologiemix* und *E-Fuels* und tragen dennoch mit 42,7 TWh nur 37 % mehr zur Deckung der Flexibilität bei Stromüberschuss bei (Szenario *Wasserstoff (inländisch)*).

Der deutlich größere Elektrolyseausbau im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* führt zu einer Verdreifachung der flexiblen Energieaufnahme der Elektrolyse. Insgesamt werden 378,8 TWh im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* und 198,6 TWh Strom im Szenario *Technologiemix* für die Wasserstoffproduktion verwendet. Diese zusätzlichen Energiemengen werden im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* über einen größeren Ausbau Erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt.

Der höhere Ausbau Erneuerbarer Energien im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* zeigt seine Wirkung auch in den kumulierten Energiemengen von Strommangel und -überschuss, dargestellt in Abbildung 7.13. Hier zeigen sich deutlich höhere Energiemengen zu Stromüberschuss-Zeiten und auch deutlich geringere bei Strommangel. Der geringste Stromüberschuss herrscht im Szenario

E-Fuels, die benötigten Energiemengen bei Strommangel sind nur geringfügig kleiner als im Szenario *Technologiemix*.

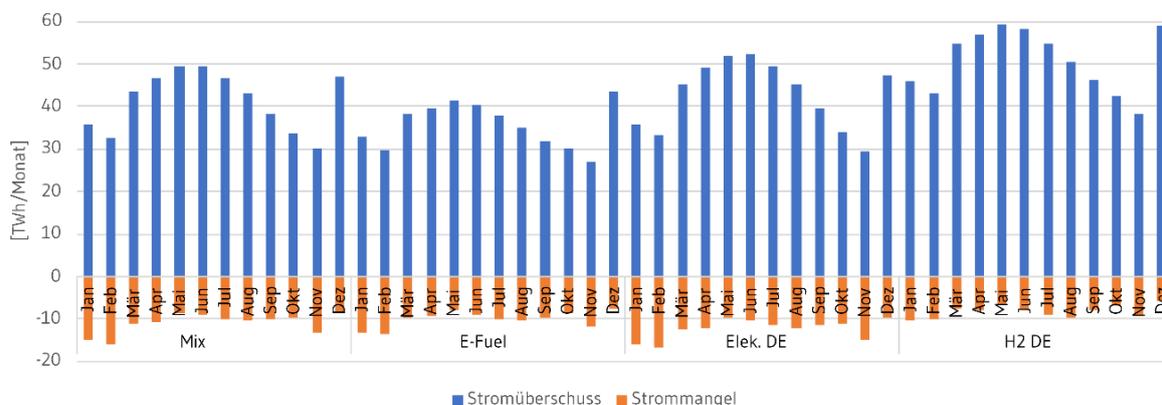


Abbildung 7.13: Saisonaler kumulierter Stromüberschuss und -mangel in den Szenarien Technologiemix, E-Fuels, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) (Durchschnitt 2041 - 2045).

7.5 Handlungsempfehlungen

7.5.1 Kurzfristige Herausforderungen bis zum Jahr 2030

Bis 2030 wird der Zubau der Erneuerbaren Energien (Wind und Solar) eine erhebliche Veränderung im deutschen Stromsystem mit sich bringen. Eine mehr als Verdopplung der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien auf der einen Seite und der Ausbau von zahlreichen elektrifizierten Sektorkopplungstechnologien, wie Wärmepumpen und Elektromobilität, erfordern zahlreiche Maßnahmen auf der regulatorischen, aber auch auf der technischen Seite.

Zuallererst besteht jedoch die grundsätzliche Herausforderung bis 2030 darin, einen Ausbau der Erneuerbaren Energien von mindestens 150 GW Photovoltaik und 120 GW Windkraft zu erreichen. Gleichzeitig müssen die Sektorkopplungstechnologien in den Markt gebracht werden. Herausforderungen und Maßnahmen hierzu finden sich in den Kapiteln 2, 3, 4 und 5 in dieser Studie. An dieser Stelle soll deshalb auf die sektorkopplungsspezifischen Maßnahmen bzw. Maßnahmen zum Einsatz und Betrieb von Flexibilitätsoptionen eingegangen werden.

Wie in der Analyse der vorangegangenen Abschnitte gezeigt, müssen neben Sektorkopplungstechnologien und Erneuerbaren Energien auch Energiespeicher und flexible Kraftwerke (sog. Backup-Kapazitäten) im Energiesystem vorhanden sein. Das bedeutet, dass die benötigten Energiespeicher (insbesondere stationäre Batteriespeicher und mobile Batterien für V2G) zugebaut bzw.

ins Energiesystem sinnvoll integriert werden müssen. Hierbei ist insbesondere an eine geeignete Marktintegration sowie Kommunikationstechnologie zu achten, um den Betrieb der Einheiten, bezogen auf den Bedarf des Gesamtsystems bzw. Stromsystems zu gewährleisten. Es ist zu prüfen, in welchen Kurzfristmärkten die Volumina und Preissignale entsprechend angepasst werden müssen. Gleichzeitig sind noch bestehende Entgelte, Abgaben und Umlagen beim Speicherbetrieb zu prüfen, um eine Benachteiligung gegenüber anderen Maßnahmen (beispielsweise Netzausbau) zu reduzieren.

Beim Betrieb der Sektorkopplungstechnologien, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, ist darauf zu achten, dass der flexible netz- und systemdienliche Einsatz technisch und regulativ möglich ist. Hierzu zählen sowohl technische Standards im Bereich der Kommunikation, um eine bedarfsgerechte Regelung des Betriebes zu gewährleisten, als auch wirtschaftliche und regulatorische Regelungen, die einen flexiblen Betrieb anreizen. Umzusetzende Maßnahmen hierfür wären zum Beispiel variable Stromtarife. Sie schaffen einen Anreiz zu systemdienlichem Verbrauchsverhalten bei Endverbrauchern. Derartige Anreize zu flexiblem Verbrauch bestehen derzeit nur für Großkunden. Es ist geplant, variable Stromtarife ab 2022 (EnWG, 2021) teilweise verpflichtend auch den Haushaltskunden anzubieten. Für die Industrie könnte eine individuelle Netzentgeltreduktion bei atypischem Verbrauch eingeführt werden. Ein wichtiger Teilaspekt dabei ist die Flexibilisierung der industriellen Eigenerzeugung. Momentan führt für industrielle Verbraucher die Netzentnahme zu Zeiten geringer Strompreise zu sehr hohen Stromnebenkosten. Somit ist der Kauf über den Strommarkt betriebswirtschaftlich unattraktiver als die eigentlich teurere Stromproduktion im eigenen Kraftwerk. Diese ungenutzte potenzielle Nachfrage nach Strom aus dem Netz könnte so aktiviert werden.

Generell ist zu prüfen, ob durch eine Flexibilisierung von Entgelten, Steuern und Umlagen der Strompreis so gestaltet werden kann, dass alle Sektorkopplungstechnologien und Flexibilitätsoptionen (also sowohl Anwendungen wie Elektroautos und Wärmepumpen als auch Elektrolyseure oder Energiespeicher) flexibler, netz- und systemdienlicher betrieben werden können.

7.5.2 Langfristige Herausforderungen bis 2045

Langfristig ist weiterhin wichtig, den Einsatz aller Sektorkopplungstechnologien weiter zu dynamisieren, da der Prozess bis zum Jahr 2030 noch nicht abgeschlossen sein wird. Die jeweiligen Sektorkopplungstechnologien in den Endanwendungsbereichen werden in ihren jeweiligen Märkten die Standardlösung darstellen. Um deren Systemintegration weiter voranzutreiben, ist der weitere Ausbau eines flexiblen Betriebs und auch der Kommunikationsinfrastruktur weiterhin

eine zentrale Aufgabe. Auf der technischen Seite kann die Produktion von grünem Wasserstoff langfristig die größte Flexibilitätsoption darstellen. Das bedeutet, dass diese Anlagen in Bezug auf einen flexiblen Betrieb technisch bestmöglich zu konfigurieren sind. Dies ist in Forschungstätigkeiten bereits in den kommenden Jahren zu berücksichtigen. Ebenso können wasserstoffbetriebene Großkraftwerke als Backup- oder KWK-Anlagen das System in Bezug auf Versorgungssicherheit verstärken. Hierzu sind die entsprechenden Turbinen so auszustatten, dass diese für den Einsatz mit Wasserstoff bereit sind.

Weiterhin ist zu prüfen, inwieweit weitere Energiespeicher (sowohl große thermische Speicher als auch Batteriespeicher) noch umfangreicher Flexibilität in das System einbringen können. Hierbei wird auch wichtig sein, die Standorte dieser Speicher mit dem Übertragungsnetzausbau gezielt zu koordinieren.

Literaturangaben

EnWG, 2021. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_41.html.

Fleiter T, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hrsg), 2013. Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Verlag, Stuttgart (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf.

Steurer M, 2017. Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9198/3/Dissertation_Martin_Steurer.pdf.



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @AriadneProjekt

 ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? Durch den Faden der Ariadne gelang Theseus in der griechischen Mythologie die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne. Im Konsortium von mehr als 25 Forschungseinrichtungen führt Ariadne durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, erforscht Optionen zur Gestaltung der Energiewende und erarbeitet wichtiges Orientierungswissen für politische Entscheider. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Hereon | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung 2° – Deutsche Unternehmer für Klimaschutz | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung