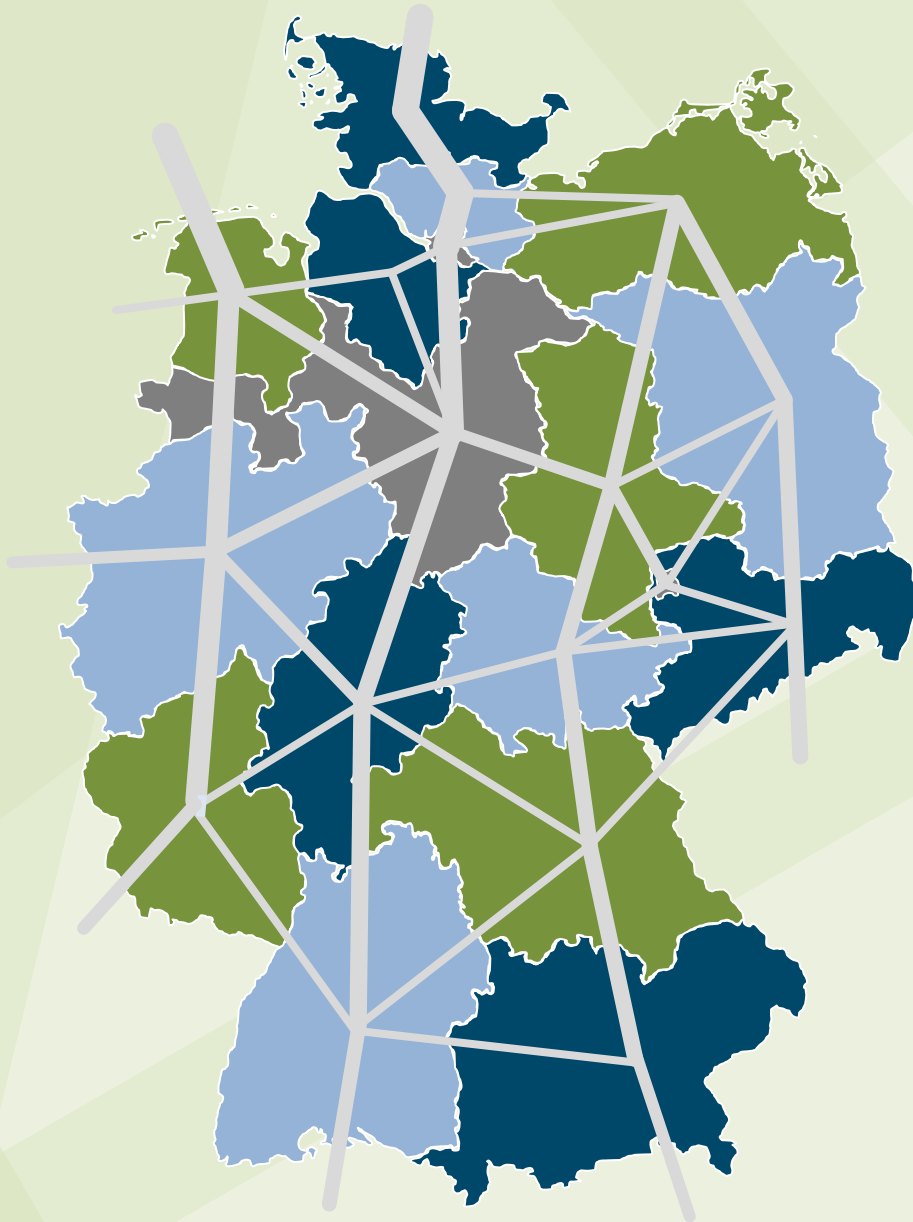


100% erneuerbar | machbar | versorgungssicher | optimiert

Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft



Mag. Oliver Elbling
Dipl.-Ing. Bernadette Riesner
Dipl.-Ing. Stefanie Schreiner

Mai 2022

Wagner, Elbling & Company
Management Advisors

Studienautor

Wagner, Elbling & Company
Tuchlauben 8, A-1010 Wien

www.wecom.at

Ansprechpartnerin

Dipl.-Ing. Bernadette Riesner
Projektleiterin

Auftraggeber

- AUDI AG
- E.ON Group Innovation GmbH
- EWE NETZ GmbH
- Netz Leipzig GmbH
- Robert Bosch GmbH
- Schleswig-Holstein Netz AG

Mai 2022

Redaktionsschluss Daten und Modellierung: November 2021

Disclaimer

Dieser Bericht wurde von Wagner, Elbling & Company (Wagner & Elbling GmbH) im Auftrag der oben genannten Unternehmen erstellt. Er ist ausschließlich für die Zwecke der Auftraggeber bestimmt und berücksichtigt nicht die Interessen Dritter.

Der Bericht muss im Kontext seiner Erstellung verstanden werden, einschließlich der Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit von Zeit und Informationen, der Qualität dieser Informationen und der mit den Auftraggebern getroffenen Vereinbarungen und Annahmen. Informationen und Auffassungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

Wagner & Elbling GmbH übernimmt keine Haftung für die bereitgestellten Informationen, einschließlich aller Fehler oder Ungenauigkeiten, und daraus folgende Schäden materieller oder ideeller Art. Haftungsansprüche gegen Wagner & Elbling GmbH bzw. Mitarbeiter von Wagner & Elbling GmbH, welche sich auf Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen bzw. durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht wurden, sind insoweit grundsätzlich ausgeschlossen.

INHALTSVERZEICHNISSE

INHALTE – ÜBERBLICK

1	Management Summary	6
2	Anhang zur Management Summary	24
3	Gliederung des Studienberichts und Lesehinweise	33
4	Projekt, Auftrag, Methodik	35
5	Szenario „Technologieoffen“ – Dekarbonisiertes optimiertes Energiesystem für Deutschland	52
6	Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“	100
7	Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“	113
8	Verzeichnisse	125
9	Datenquellen	135

INHALTE – DETAILS

1	Management Summary	6
1.1	Das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“	6
1.2	Methodik zur Ermittlung des optimierten Energiesystems	6
1.3	Optimiertes Energiesystem für das 100% dekarbonisierte Deutschland.....	9
1.4	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	22
2	Anhang zur Management Summary	24
2.1	Zusammenfassung Vergleich der optimierten dekarbonisierten Szenarien mit Ist-Zustand des Energiesystems	24
2.2	Zusammenfassung Vergleich der optimierten dekarbonisierten Szenarien mit anderen renommierten Studien	28
3	Gliederung des Studienberichts und Lesehinweise	33
4	Projekt, Auftrag, Methodik	35
4.1	Das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“: Partner, Ziele, Rahmenbedingungen und Prämissen	35
4.2	Auftrag an WECOM	37
4.3	Projektmethodik – Einsatz WALERIE von WECOM	38
5	Szenario „Technologieoffen“ – Dekarbonisiertes optimiertes Energiesystem für Deutschland	52
5.1	Definition Szenario „Technologieoffen“	52
5.2	Überblick Ergebnisse zu Szenario „Technologieoffen“	52
5.3	Kapazitäten energietechnischer Anlagen und Rohstoffnutzungen im Szenario „Technologieoffen“	59
5.4	Energieflüsse im Szenario „Technologieoffen“	86
5.5	Jahreskosten des Energiesystems im Szenario „Technologieoffen“	96
6	Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“	100
6.1	Definition Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“	100
6.2	Übersicht Unterschiede und Gemeinsamkeiten Szenarien „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ und „Technologieoffen“	100
6.3	Energiesystem im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ in Gegenüberstellung zu Szenario „Technologieoffen“	103
7	Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“	113
7.1	Definition Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“	113

7.2	Übersicht Unterschiede und Gemeinsamkeiten Szenarien „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ und „Technologieoffen“	114
7.3	Energiesystem im Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ in Gegenüberstellung zu Szenario „Technologieoffen“	116
8	Verzeichnisse	125
8.1	Abbildungsverzeichnis	125
8.2	Abkürzungsverzeichnis / Glossar	128
9	Datenquellen	135
9.1	Quellenverzeichnis A – Datenquellen für Modellierung	135
9.2	Quellenverzeichnis B (Datenquellen zum heutigen Energiesystem)	149

1 MANAGEMENT SUMMARY

1.1 DAS PROJEKT „KOSTENMINIMALE DEKARBONISIERUNG – DEUTSCHLANDS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT“

Gemeinschaftsprojekt zur Ermittlung der kostenminimalen Dekarbonisierung von Deutschlands Energiesystem

Das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurde 2021 von sechs Unternehmen der **deutschen Energiewirtschaft** bzw. **Automobilindustrie** gemeinsam mit WECOM¹ gestartet.

Ziel des Projekts war die Klärung der Frage, wie das **optimale künftige Energiesystem** ausgestaltet ist, das die **vollständig dekarbonisierte² Energieversorgung** Deutschlands **nachhaltig zu den günstigsten volkswirtschaftlichen Kosten** sicherstellt.

Die Berechnung des kostenminimalen künftigen Energiesystems erfolgte auf dem Weg der mathematischen Optimierung, ohne Ergebnisvorgaben durch die teilnehmenden Unternehmen. Zur weiteren Objektivierung wurde der Modellierung ein Greenfield-Ansatz zugrunde gelegt, um Lock-In Effekte durch bestehende Assets bewusst zu vermeiden.

Die Ermittlung dieses volkswirtschaftlich optimierten Energiesystems erfolgte dabei in **drei Szenarien** vor dem Hintergrund möglicher politischer Rahmenbedingungen.

Die Aufgabenstellung wurde jeweils ergebnis- und technologieoffen unter Einsatz rigoroser energieökonomischer Optimierungsmethoden auf Basis von rd. 3 600 Eingangsdatenelementen aus mehr als 250 Datenquellen gelöst. Wesentliche Randbedingungen bei der Berechnung waren die Machbarkeit unter dem Gesichtspunkt einer nachhaltigen Ressourcennutzung und die durchgängige Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

1.2 METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER KOSTENMINIMALEN DEKARBONISIERUNG FÜR DEUTSCHLANDS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT

Vollständige Optimierung mit Energiesystem-Planungswerkzeug WALERIE

Zur Berechnung des optimierten Energiesystems wurde das **Energiesystem-Planungswerkzeug WALERIE** von Wagner, Elbling & Company eingesetzt.

WALERIE ist das marktführende, vollständig datengetriebene System zur regionscharfen Optimalplanung gesamter Energiesysteme.

- Die Ermittlung des optimierten Energiesystems erfolgte **vollständig** im Wege der **mathematischen Optimierung** (und *nicht* über Prognosen des Einsatzes oder Nicht-Einsatzes

¹ Wagner, Elbling & Company.

² Bilanziell CO₂-neutral ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger, also ohne Nuklearenergie und ohne Technologien zur CO₂-Abscheidung aus fossilen Energieträgern.

bestimmter Technologien und auch *nicht* über Fortschreibung aktueller Entwicklungen zu gesellschaftlichen oder politischen Technologiepräferenzen³).

- Die Optimierung zielt darauf ab, unter allen für Deutschland machbaren, dekarbonisierten und versorgungssicheren Energiesystemen dasjenige zu identifizieren, das nachhaltig die **geringsten jährlichen Kosten für die deutsche Volkswirtschaft** verursacht.

Die integrierte vollständige Optimierung umfasst insbesondere auch Endverbrauchstechnologien, die im Zuge der Berechnung in WALERIE optimal ausgewählt werden – und zwar unter Berücksichtigung der direkten Anlagenkosten sowie der Folgekosten im Energiesystem zur Bereitstellung der in den Anlagen eingesetzten Endenergien.

In anderen Studien, wie beispielsweise in DENA 2021 oder Agora 2021⁴ werden hingegen die Endverbrauchstechnologien und damit die Endenergiebedarfe ex-ante vorgegeben und lediglich das zur Deckung dieser Energiebedarfe erforderliche Energiesystem optimiert.

Regionalisierte und risikovermeidende Berechnung des nachhaltig kostengünstigsten 100% erneuerbaren, machbaren und versorgungssicheren Energiesystems

Die **Rahmenbedingungen** für die Modellierung in WALERIE wurden mit den Partnerunternehmen im Detail abgestimmt und betreffen u.a.:

- **100% erneuerbare Energieträger** – Berechnung für vollständige Dekarbonisierung unter Verzicht auf Technologien zur Kohlenstoffabscheidung aus fossilen Energieträgern und Nuklearenergie.
- **Machbarkeit** – Beschränkung des Einsatzes aller Technologien, die auf limitierte Ressourcen zugreifen (Wasser, Land, Dachflächen ...), auf tragfähige Ressourcenpotenzialgrenzen aus der Literatur.
- **Versorgungssicherheit** – gesicherte Deckung der Energiebedarfe Deutschlands zu jedem Zeitpunkt, auch bei Ausfall einzelner Anlagen.
- **Nachhaltig geringste Kosten** – Bewertung der Kosten aller energietechnischen Anlagen unter der Prämisse der Neuerrichtung („Greenfield-Ansatz“). Das optimierte Energiesystem zeigt damit einen dauerhaft optimalen Zielzustand für das dekarbonisierte Energiesystem, der unabhängig von der Restlebensdauer bestehender energietechnischer Anlagen Geltung hat, frei von Lock-in-Effekten ist und insoweit langfristig Orientierung bietet. In der konkreten Umsetzung der Energiewende ist eine Nutzung bestehender Anlagen aber natürlich weiterhin sinnvoll, solange dies wirtschaftlich ist und politische Rahmenbedingungen erfüllt sind (z.B. Konformität mit dem CO₂-Reduktionspfad).
- **Berücksichtigung von Prognoserisiken** – Berücksichtigung in den Berechnungen, dass langfristige Prognosen von Technologiekosten unvermeidbar risikobehaftet sind und dass

³ Prognosen über politische Gegebenheiten und Entwicklungen bis zum Zieljahr der vollständigen Dekarbonisierung sind nicht Teil der Optimierung, da die Berechnungen einen Orientierungspunkt für eben diese bieten sollen.

⁴ Zu einer Einordnung in bestehende Literatur werden die optimierten Szenarien teilweise auch den Ergebnissen der Studien Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, 10/2021 (Szenario KN100) und Agora Energiewende – Klimaneutrales Deutschland 2045, 06/2021 (Szenario KN2045) gegenübergestellt.

das damit verbundene Kostenrisiko der Energiewende für die Volkswirtschaft durch optimale Diversifikation reduziert werden kann.

- **18 regionale Cluster** – Unterteilung Deutschlands in 18 über Energienetze optimal gekoppelte Regionen zur korrekten Berücksichtigung regionaler Unterschiede bei Energiebedarfen, Energie-Produktionspotenzialen usw.

WALERIE identifizierte im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ also konkret **jenes vollständige Energiesystem** (von der Primärproduktion über Umwandlung, Speicher, Netze und Endanwendungstechnologien), **das die vollständige Dekarbonisierung zu den nachhaltig günstigsten Kosten**, ohne Ansatz von Kostenvorteilen für Bestandsinfrastruktur, **erreicht**.⁵ WALERIE berechnete dabei **simultan für alle 18 Regionen** das gesamte jeweils **optimale regionale Energiesystem** sowie den jeweils **optimalen Energieaustausch mit Nachbarregionen**.

Die Berechnung des gesamten Energiesystems in feiner regionaler Auflösung bedingt **hohe Anforderungen an die Eingangsdaten**. Konkret basiert das optimierte Energiesystem auf rd. **3 600 Datenelementen**. Die erforderlichen Parameter wurden aus über 250 externen Datenquellen erhoben, um interne Daten von Mitgliedsunternehmen der Partnerunternehmen ergänzt und in einem mehrmonatigen Prozess im Kreis der Expert:innen der Partnerunternehmen abgestimmt.

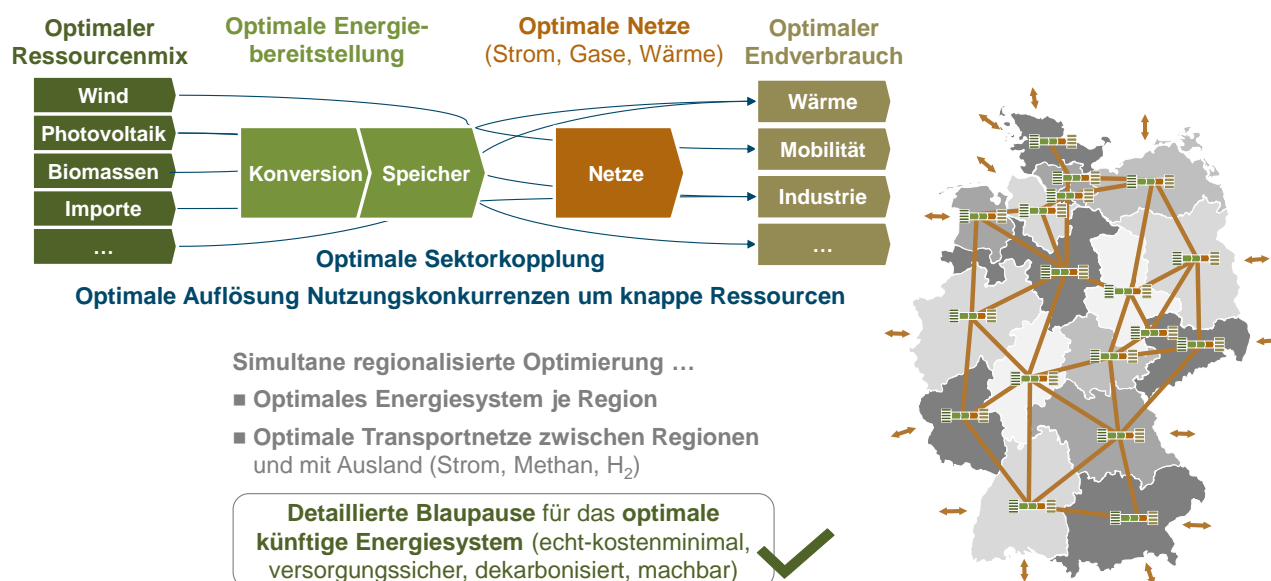


Abbildung 1-1: Ergebnisse WALERIE

Berechnung optimierter Energiesysteme in drei Szenarien vor dem Hintergrund möglicher politischer Rahmenbedingungen

Die Optimierung des Energiesystems mit WALERIE erfolgte vor dem Hintergrund möglicher politischer Rahmenbedingungen in drei Szenarien.

⁵ In Abhängigkeit unterschiedlicher politischer Rahmenbedingungen wurden drei Szenarien optimiert.

1. **Szenario „Technologieoffen“:** Energiesystem, in dem die Technologieauswahl auf allen Ebenen durch Optimierungsentscheidungen ohne „Vorselektion“ des in WALERIE angelegten Technologie-Werkzeugkastens (über 150 Technologien) erfolgt; unter Ansatz der aus heutiger Sicht bestmöglich verfügbaren und realistischen Datenprognosen für 2050⁶ für alle Input-Parameter (Kosten, Nutzenergiebedarfe, Potenziale, Effizienzen ...).
2. **Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“:** Energiesystem, das auf Verbrennungsmotoren in Straßenverkehrs-Fahrzeugen verzichtet, aber unter dieser Einschränkung und mit gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ unveränderten Input-Daten ebenfalls kostenoptimal berechnet wird.
3. **Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“:** Energiesystem, das gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ ein stark erhöhtes Potenzial⁷ für On- und Offshore-Windkraftanlagen nutzen darf, und mit diesen erweiterten Möglichkeiten und ohne Vorselektion des Technologie-Werkzeugkastens kostenoptimal ermittelt wird.

1.3 ERGEBNISSE DES PROJEKTS „KOSTENMINIMALE DEKARBONISIERUNG – DEUTSCHLANDS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT

Viele Erkenntnisse über Szenarien hinweg stabil

Die optimierten Szenarien unterschieden sich teilweise stark in den konkreten künftigen Kapazitätsbedarfen sowie in den volkswirtschaftlichen Kosten. Die grundsätzliche Struktur des Energiesystems ist jedoch auf vielen Stufen der Energie-Wertschöpfungskette in allen Szenarien ähnlich und bietet insofern einen stabilen Orientierungspunkt für Umsetzungsschritte in den nächsten Jahren.

- Die **Energieaufbringung** erfolgt zu rund drei Viertel im Inland – während heute drei Viertel der Energie importiert werden.
- Alle dem Modell zur Verfügung gestellten **Potenziale** zur **Primärstromerzeugung** werden mit der Ausnahme von Gebäude-Photovoltaik weitgehend **ausgelastet** – die Kapazitätsbedarfe für Windkraft und Photovoltaik liegen ein Vielfaches über heutigen Kapazitäten, Ausbaupfade müssen beschleunigt werden.
- Die **Flexibilisierung des Stromsystems** erfolgt neben **Druckluftspeichern** und **Second-Life Batterien** ganz wesentlich über das Gassystem: Rund 30-40% des Primärstroms werden in **Elektrolysen** eingesetzt, **Gaskraftwerke**, die auf **Gasspeicher** zurückgreifen, werden ausgebaut und Wasserstoff-fähig – setzen im Jahresverlauf jedoch viel weniger Gas als heute ein.

⁶ Deutschland strebt die Klimaneutralität bereits ab 2045 an. Insofern ist 2045 das Zieljahr für die Bestimmung des volkswirtschaftlich kostenminimalen vollständig dekarbonisierten Energiesystems. In Anbetracht dessen, dass die Kostenminimierung unter der Prämisse der nachhaltigen Fortführung der Szenarien erfolgte, war es eine projektökonomische Entscheidung, die bereits umfänglich für 2050 vorliegenden Ausgangsdatenbestände in der Berechnung zu verwenden und im Projekt zeitbezugs konsistent um die weiteren erforderlichen Eingangsdaten zu ergänzen.

⁷ Erhöhung des Onshore Windkraft-Potenzials von 197 GW (2% der Landesfläche) auf 230 GW (2,3% der Landesfläche); Erhöhung des Offshore Windkraft-Potenzials von 59,5 GW auf 80 GW.

- Neben heimischem Wasserstoff wird auch **Biomethan** in bedeutendem Umfang in Deutschland produziert. Die landwirtschaftlichen **Flächenbedarfe** zur Produktion von Energie-Biomassen verbleiben dabei **auf heutigem Niveau**.
- In der **Raumwärme** werden **Fernwärme**-Anschlüsse grob verdreifacht, der Anteil der Wärmebereitstellung durch **elektrische Wärmepumpen** steigt sogar um den Faktor 10. Zusätzlich leisten **Gastechnologien** weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Raumwärmeversorgung – jedoch auf Basis neuer Technologien wie Gas-Wärmepumpen oder bivalenten Gas-/Strom-Systemen, die dezentral oder als Nahwärme-Anlagen ausgeführt werden.
- In der **Fernwärme-Aufbringung** können **Strom (Power-to-Heat)** und **Solarthermie** angebotsorientiert genutzt und in großen Wärmespeichern bevorratet werden. Der Einsatz von Gasen und Biomassen erfolgt sparsam bei Stromknappheit und/oder besonders hohen Lasten.
- **Netzbedarfe** für **Strom** und **Fernwärme steigen**. Durch die volkswirtschaftlich kostenminimale Dezentralisierung des Energiesystems kann der Ausbaubedarf der Stromtransportnetze zwischen Clustern beschränkt werden, der Stromnetzbedarf für die regionale Aufnahme erneuerbarer Stromproduktion sowie für das Stromendverteilnetz ist hingegen je nach Szenario im Vergleich zu heute moderat bis stark erhöht. Im Bereich der **Gasnetze** stellen großvolumige **dezentrale Einspeisungen** und die Umstellung bestimmter Teile der Infrastruktur auf **Wasserstofftauglichkeit neue Herausforderungen** dar.

In den folgenden Abschnitten werden die Stabilitäten und Unterschiedlichkeiten der Szenarien strukturiert anhand der Energiewertschöpfungskette dargestellt. In den Grafiken werden dabei die Spannbreiten der Szenario-Ergebnisse mittels schattierter Bereiche gekennzeichnet. Zusätzlich werden die wichtigsten Erkenntnisse knapp kommentiert und Änderungsbedarfe zum heutigen Energiesystem abgeleitet. Für Quellenangaben zum heutigen Energiesystem sei auf das Quellenverzeichnis B im Anhang verwiesen. Zu einer Einordnung in bestehende Literatur werden die optimierten Szenarien teilweise auch den Ergebnissen der Studien Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, 10/2021 (Szenario KN100) und Agora Energiewende - Klimaneutrales Deutschland 2045, 06/2021 (Szenario KN2045) gegenübergestellt.

Eine detaillierte, tabellarische Darstellung des Vergleichs mit dem heutigen Energiesystem und anderen renommierten Studien findet sich in Abschnitt 2.

0. Primärenergie, Sekundärenergie und Endverbrauch

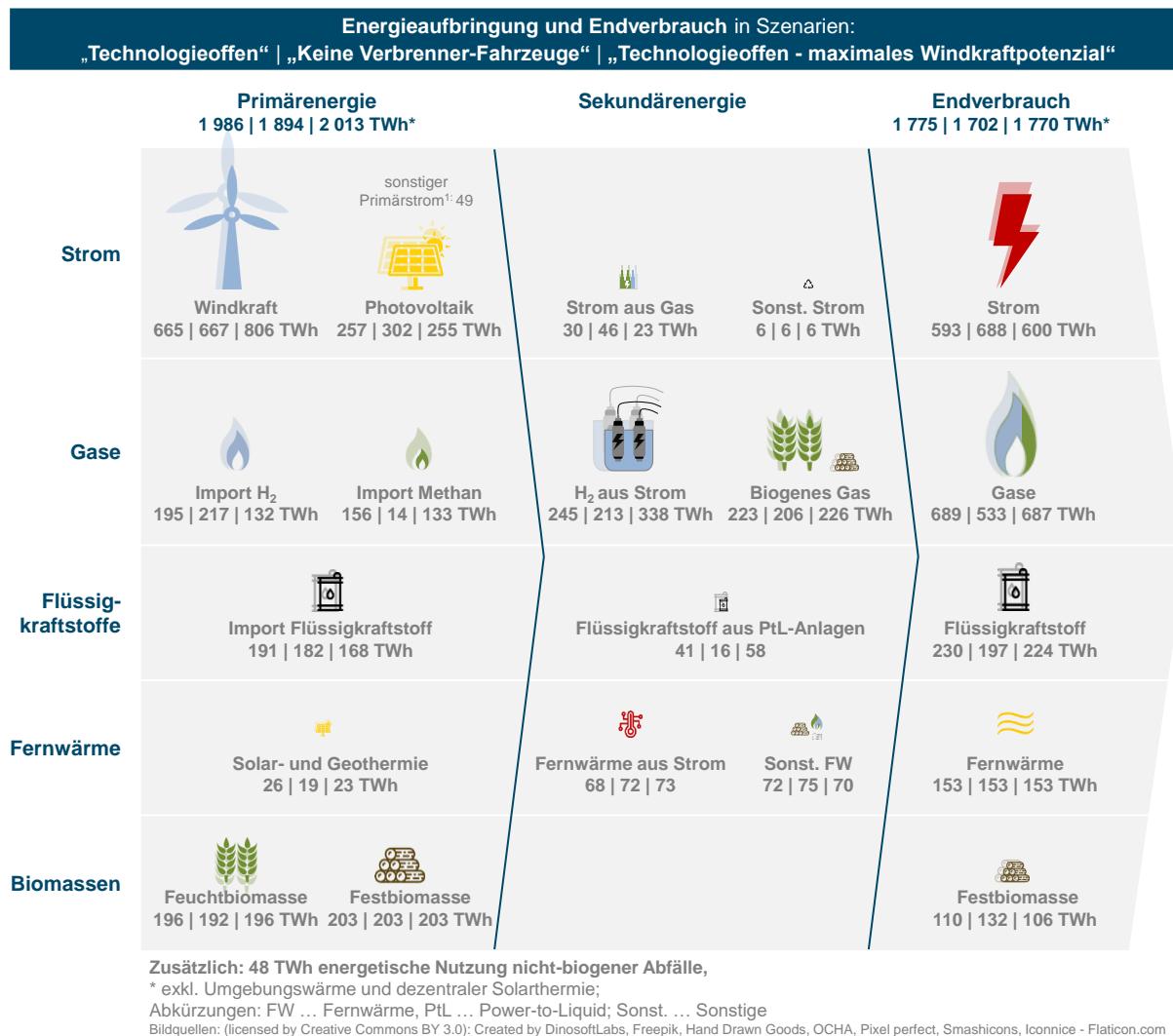


Abbildung 1-2: Überblick Energieaufbringung und Endverbrauch im optimierten Energiesystem in drei Szenarien – alle Angaben gerundet auf Zehnerstellen

Die **Primärenergieaufbringung** basiert in den Szenarien „Technologieoffen“, „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ ganz wesentlich auf **Windkraft**, **Photovoltaik** und **Biomassen** in Deutschland. Unterschiede in der Primärstromaufbringung zwischen den Szenarien ergeben sich insbesondere durch die Variation der Windkraftpotenziale⁸, die jeweils vollständig⁹ ausgelastet werden. Potenziale für die energetische Nutzung von Biomassen werden ebenfalls vollständig¹⁰ ausgelastet, die entsprechende Primärenergiebereitstellung übertrifft sogar die Solarenergie. Die **landwirtschaftliche**

⁸ Zwischen 197 GW und 230 GW (Onshore) bzw. 59,5 GW und 80 GW (Offshore).

⁹ Mit der Ausnahme von Onshore-Windkraft in der Region Nordbayern im Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“.

¹⁰ Mit der Ausnahme von Gras-Biomassen im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“.

Flächennutzung für den Anbau von **Energie-Biomassen** kann dabei auf das **heutige Niveau** beschränkt bleiben.

In allen drei Szenarien werden zusätzlich wesentliche Mengen an **erneuerbaren Kraftstoffen** (Wasserstoff, Methan, Flüssigkraftstoffe) **importiert**. Die konkreten Importmengen je Energieträger sind jedoch stark von den Szenario-Rahmenbedingungen abhängig. So werden etwa bei einem Sperren der Verbrenner-Fahrzeuge kaum noch Methan-Importe benötigt, während die Wasserstoff-Importe bei maximalem Windkraftpotenzial stark durch heimische Produktion substituiert werden können.

In Summe ergeben sich **energetische Eigenversorgungsgrade zwischen 73% und 78%**. Das ist jedenfalls eine enorme Erhöhung der Unabhängigkeit, denn **heute** wird lediglich **rund ein Viertel** der Primärenergie im Inland aufgebracht.

Im Bereich der Sekundärenergie – also der Aufbringung von Energie aus Umwandlung anderer Energieträger – dominiert die Gasproduktion. Rund **30-40% des Primärstroms** wird in Elektrolysen **zur Wasserstoff-Produktion** eingesetzt. Auch die **Biomethanproduktion** in Deutschland mit Gasnetzeinspeisung – auf Basis von Biogas oder Holzgas – ist in allen Szenarien hoch relevant.

Im **Endverbrauch** zeigt sich ein **Anstieg im Strombedarf** zwischen rd. 20% und rd. 40% gegenüber heute, wobei der stärkere Anstieg bei Sperren von Verbrennungsmotoren auftritt. Stabiles **starkes Wachstum** ist im **Fernwärme-Absatz** zu verzeichnen, der in allen Szenarien, trotz Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor, um über ein Drittel steigt. Der Gasendverbrauch verbleibt in den technologieoffenen Szenarien grob auf heutiger Größenordnung – künftig jedoch auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff sowie erneuerbarem Methan. Bei einem Sperren von Verbrennungsmotoren liegt der Gasendverbrauch rund 20% unter dem heutigen Niveau.

I. Raumwärme

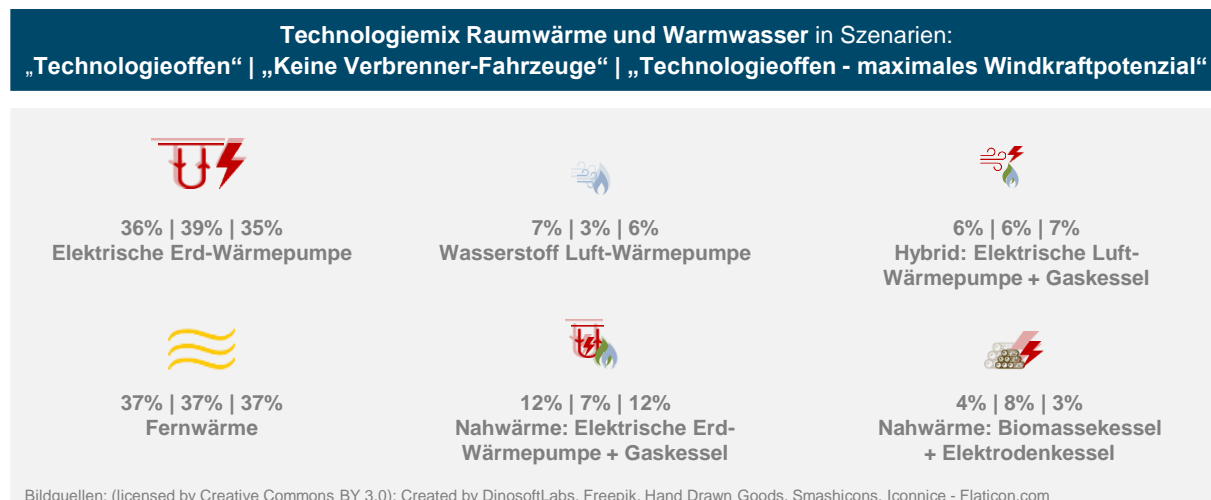


Abbildung 1-3: Technologiemix Raumwärme- und Warmwasser im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Die **Raumwärme- und Warmwasserbedarfe**¹¹ sinken laut herangezogenen Studien durch Dämmung und energieeffizienten Neubau um 40%¹² ggü. heute.

Der Endenergiebedarf¹³ für Raumwärme und Warmwasser sinkt durch den optimierten Einsatz effizienter Technologien sogar um rund 70%.

Die Relevanz verschiedener Raumwärmetechnologien ist zwischen den modellierten Szenarien stabil. **Fernwärme** und dezentrale **elektrische Erdwärmepumpen** dominieren mit Marktanteilen von jeweils über einem Drittel. Der Anteil der Fernwärme an der Raumwärmedeckung verdreifacht sich grob gegenüber heute – die große künftige Attraktivität liegt im flexiblen Energieträgereinsatz in der Fernwärmeerzeugung (siehe Abschnitt zu Fernwärme).

Elektrische Luft-Wärmepumpen als Einzeltechnologien sind nicht Teil der kostenminimalen Wärmezukunft.

Technologien die einen **Gasanschluss** benötigen, sinken in der Relevanz deutlich (heute rd. 50% Marktanteil), stellen auf Basis neuer Technologien wie Wasserstoff-Wärmepumpen oder Hybrid-Anlagen aus elektrischen Wärmepumpen und Gaskesseln aber weiterhin bis zu 25% der Wärmelast bereit.

In anderen renommierten Studien wie DENA 2021 oder Agora 2021 spielen diese innovativen Technologien keine oder keine bedeutende Rolle. In diesen Studien findet keine Optimierung der Raumwärme-Technologien, sondern eine ex-ante Vorgabe statt. Die integrierte Optimierung zeigt aber beispielsweise den großen Vorteil hybrider Strom-/Gas-Technologien. Diese nutzen in den meisten Stunden effiziente elektrische Wärmepumpen, können aber bei

¹¹ Nutzenergiebedarf (Wärme); zu unterscheiden von Endenergiebedarf (z.B.: Strom zur Produktion von Wärme).

¹² Eingangsgröße in die Berechnung.

¹³ Angabe zu Endenergiebedarfen exkl. Umgebungswärme und exkl. dezentraler Solarthermie.

Stromknappheit oder hoher Stromnetzlast und hohem Wärmebedarf volkswirtschaftlich kostenminimierend auf Gaskessel zurückgreifen.

Auch der im Vergleich zu anderen Studien und heute niedrigere Anteil von Festbiomasse-Heizungen ist ein Ergebnis der integrierten Optimierung. Die begrenzten Biomasse-Potenziale werden bei optimaler Auflösung der Nutzungskonkurrenz überwiegend in anderen Segmenten (insbesondere Prozesswärme und Holzgasanlagen) eingesetzt.

II. Prozesswärme, Stahlerzeugung und stoffliche Nutzung

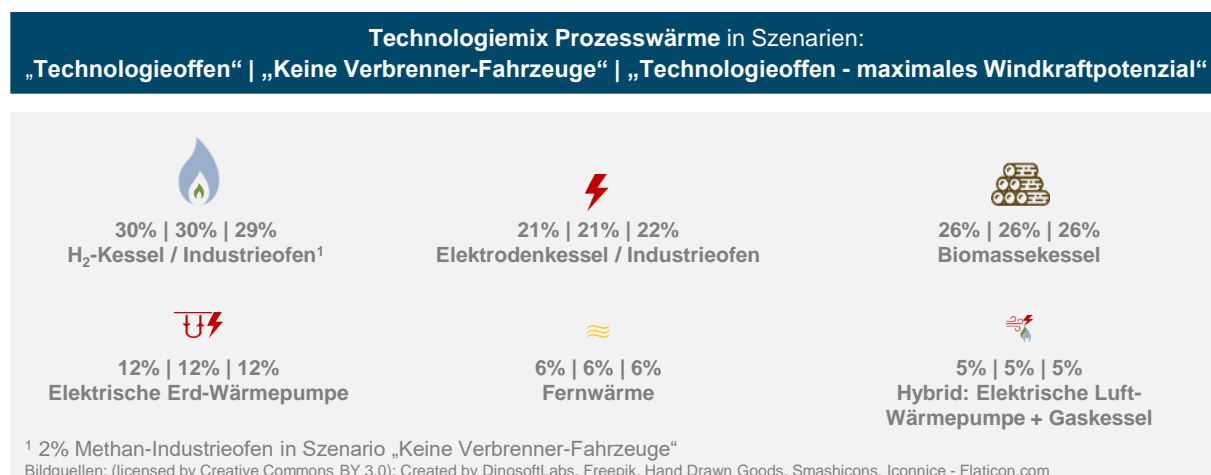


Abbildung 1-4: Technologiemix Prozesswärme im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Der Endenergiebedarf für **Prozesswärme** sinkt durch Nutzenenergiereduktion und den optimierten Einsatz effizienter Technologien um rund 15% gegenüber heute.

Die optimierten Marktanteile einzelner Technologien sind zwischen den modellierten Szenarien stabil. Im Niedertemperaturbereich dominieren elektrische Erd-Wärmepumpen, Fernwärme und Hybrid-Anlagen aus elektrischen Luft-Wärmepumpen und Gaskesseln. Im Hoch- und Höchsttemperaturbereich werden die heute dominierenden Erdgas-Technologien durch Wasserstoff, Strom oder Biomasse ersetzt.

Für die stoffliche Nutzung und Stahlproduktion wird ein hoher Bedarf an erneuerbaren Gasen sowie Flüssigkraftstoffen berücksichtigt. Die Stahlproduktion wird dabei, soweit nicht bereits heute Elektro Stahl unter Verwendung von Schrott erzeugt wird, auf das Direktreduktions-Verfahren mit Wasserstoff umgestellt.

III. Fernwärme-Bereitstellung

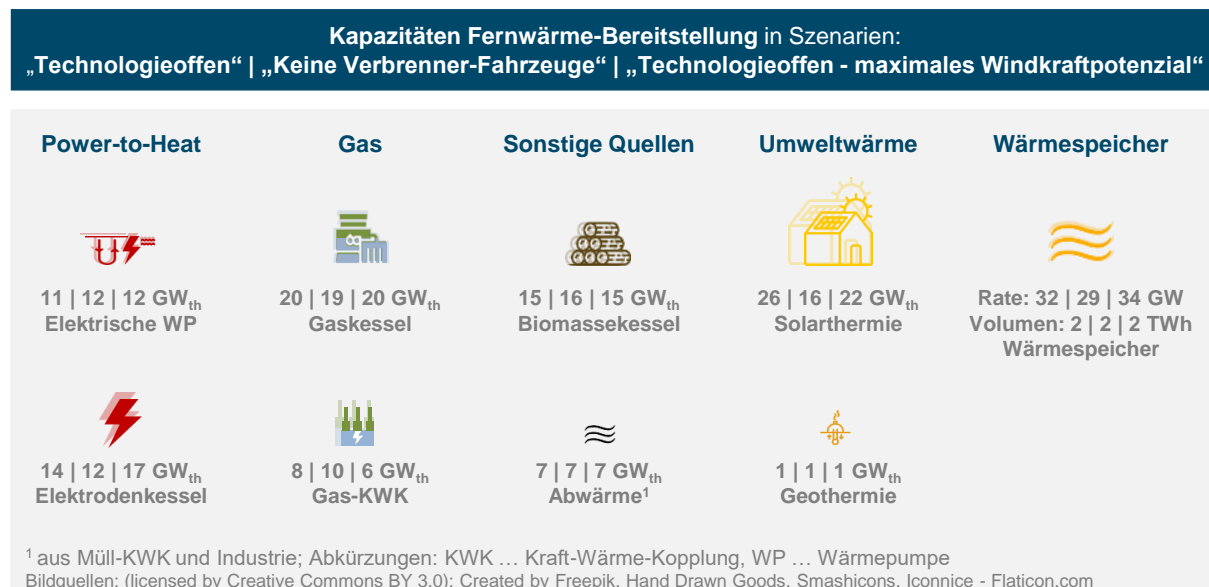


Abbildung 1-5: Technologiemix Fernwärme im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Der **Fernwärmeabsatz** für Raumwärme und Niedertemperatur-Prozesswärme in Summe **steigt** in allen optimierten Szenarien **um über ein Drittel** gegenüber heute an. Grund für die hohe Attraktivität der Fernwärme ist der **flexible Energieträgereinsatz** in einem **stark diversifizierten Technologiepark**:

Mehr als 40% der Fernwärme werden in **Power-to-Heat** Anlagen, in Abhängigkeit des Stromangebots, produziert. Fernwärme aus diesen elektrischen Erd-Wärmepumpen, Flusswasser-Wärmepumpen und Elektrodenkesseln wird direkt für den Endverbrauch verwendet oder in Wärmespeichern zwischengespeichert, soweit kein unmittelbarer Wärmebedarf vorliegt. Sonnenenergie wird nach Verfügbarkeit auch über wesentliche Solarthermie-Kapazitäten zur Wärmeproduktion genutzt und ebenso teilweise langfristig gespeichert.

Bei geringer Stromverfügbarkeit und/oder hohem Wärmebedarf werden die großen **Wärmespeicher** wieder entleert. Zusätzlich werden in diesen Zeiten Biomassekessel, Gaskessel und Gas-KWK bedarfsorientiert eingesetzt.

Die Rolle von Gas in der Fernwärme wandelt sich dabei stark von einer „Mengenerzeugung“ zu einer Spitzenlast- und Backup-Option. Trotz hoher installierter Kapazitäten in allen Szenarien sinkt der Gaseinsatz in der Fernwärme von rund 55 TWh heute auf rund 7-10 TWh¹⁴.

Die Energiemenge gasbasierter Fernwärme ist in den optimierten Szenarien auch im Vergleich zu anderen Studien wie DENA 2021 oder Agora 2021 gering. Dafür wird in den drei optimierten Szenarien – die Nutzungskonkurrenz zwischen verschiedenen Anwendungssegmenten optimal auflösend – deutlich mehr Fernwärme aus Festbiomasse und Strom erzeugt.

Trotz im Detail divergierender Studienergebnisse kann eine stark steigende Rolle von Strom, Geothermie und Solarthermie in der Fernwärme als Konsens betrachtet werden. Ein Aufbau

¹⁴ Inkl. des anteiligen Gaseinsatzes in KWK-Anlagen: Zuordnung des Gaseinsatzes in KWK-Anlagen zu „Verstromung“ bzw. zu „Fernwärme“ nach Finnischer Methode.

entsprechender Kapazitäten (inkl. Wärmespeicher zur nötigen Flexibilisierung) ist daher jedenfalls erforderlich.

IV. Mobilität

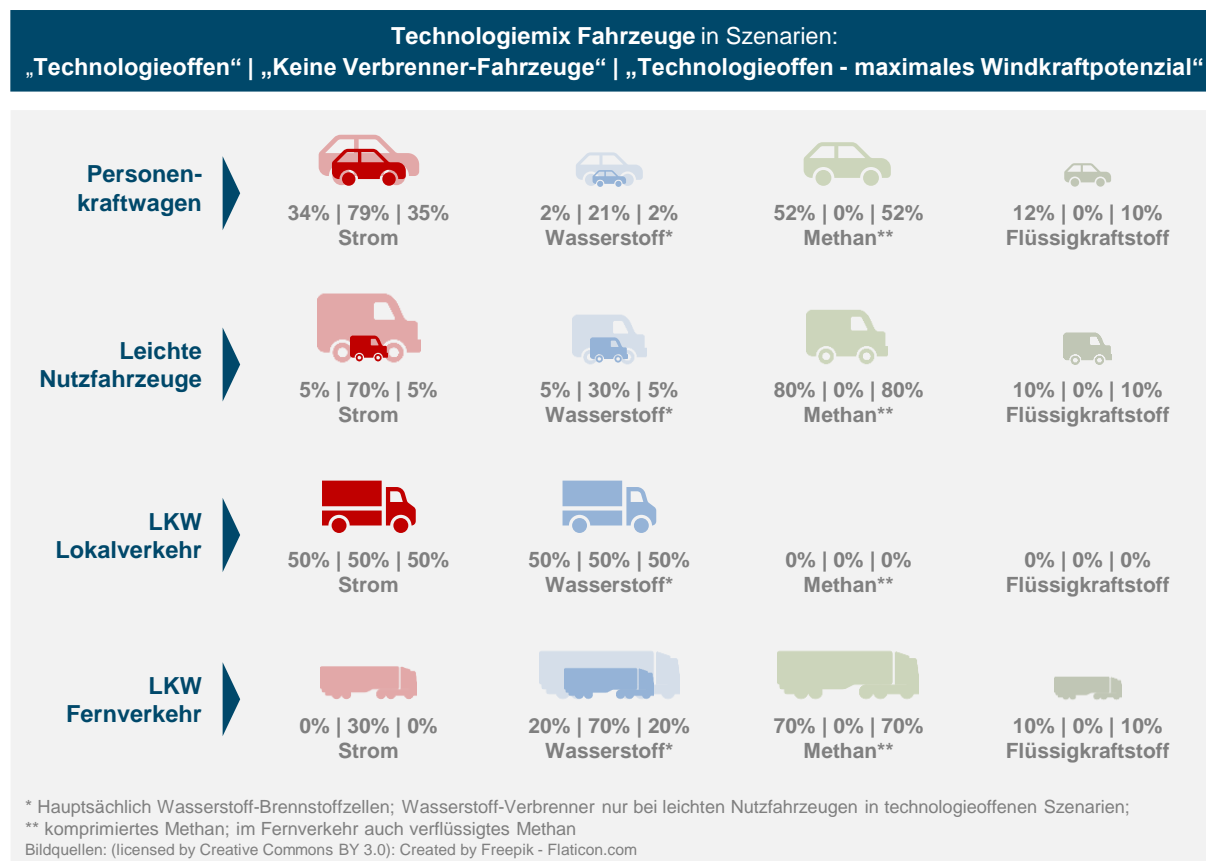


Abbildung 1-6: Technologiemix Fahrzeuge im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Im **Straßenverkehr** werden in den **technologieoffenen** Szenarien die heute dominierenden Flüssigkraftstoffmotoren durch den volkswirtschaftlich optimalen Mix an **strom- und gasbetriebenen Motoren** ersetzt.

- **Personenkraftwagen** werden zu einem guten **Drittel batterieelektrisch** angetrieben, etwas mehr als die **Hälfte** mit komprimiertem erneuerbarem **Methan**.
- **Nutzfahrzeuge** werden je nach Typ (zulässiges Gesamtgewicht, Fahrleistung) überwiegend **batterieelektrisch**, mit **Wasserstoff-Brennstoffzellen** oder mit erneuerbarem **Methan** angetrieben.

Im Szenario **„Keine Verbrenner-Fahrzeuge“** werden definitionsgemäß insbesondere Methan-Fahrzeuge gesperrt und durch **batterieelektrische** Fahrzeuge sowie Fahrzeuge mit **Wasserstoff-Brennstoffzellen** ersetzt.

Das Szenario **„Keine Verbrenner-Fahrzeuge“** entspricht technologisch grob dem Ergebnis in anderen renommierten Studien wie DENA 2021 oder Agora 2021. Allerdings wurden in diesen Studien die Mobilitäts-Technologien prognostisch ex-ante und nicht durch Optimierung

vorgegeben. Die technologieoffene Optimierung weicht hingegen stark von aktuellen Trends ab, zeigt aber hohe volkswirtschaftliche Einsparpotenziale auf – durch Zulassen von Verbrennungsmotoren werden jährlich 11 Mrd. EUR an Gesamtkosten vermieden.

Sonstige Mobilität wie Flugverkehr oder landwirtschaftliche Traktion werden in allen betrachteten Szenarien überwiegend durch synthetische Flüssigkraftstoffe und Gase gedeckt.

V. Strom-Bereitstellung

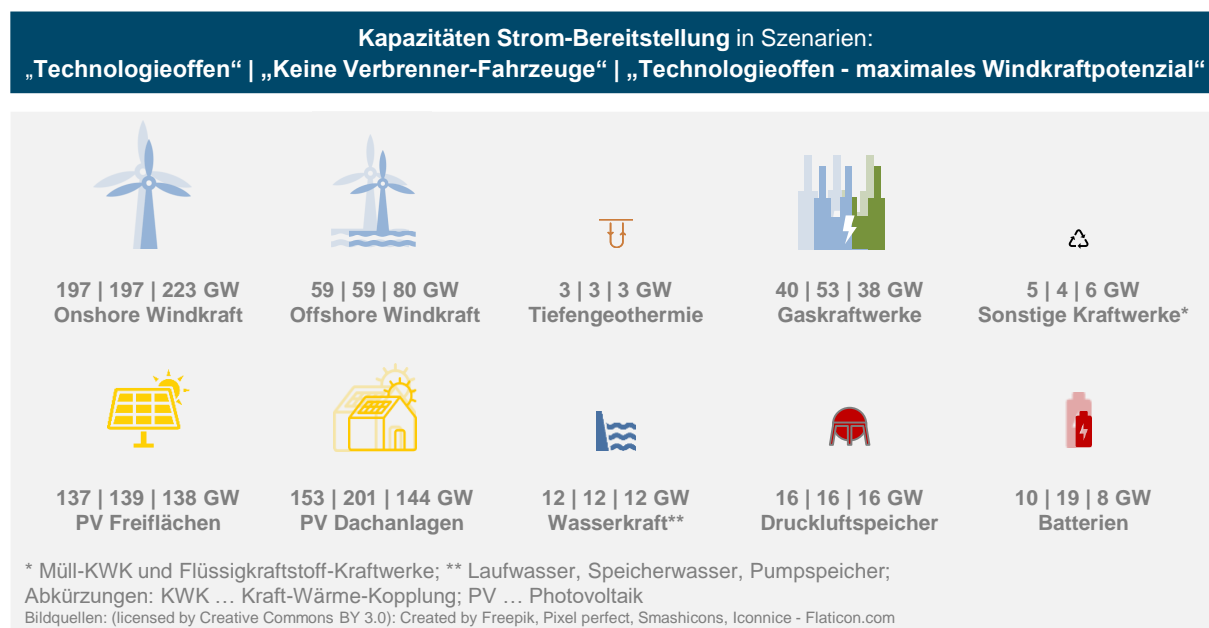


Abbildung 1-7: Strom-Bereitstellung im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Der Stromendverbrauch steigt in den optimierten Szenarien durch Elektrifizierung von Wärme und Mobilität um rd. 20-40% gegenüber heute. Zusätzlich entstehen neue wesentliche Strombedarfe für Elektrolysen und in der Fernwärme. Um den steigenden Strombedarf erneuerbar zu decken, wird ein beschleunigter Ausbau bei Windkraft und Photovoltaik benötigt: Überschlagsweise ist für **Onshore Windkraft** und **Photovoltaik Dachanlagen** mindestens eine **Vervierfachung** der heutigen Kapazitäten erforderlich (im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ werden Photovoltaik-Dachanlagen sogar um Faktor 5 ausgebaut). Die Kapazitäten der **Offshore Windkraft** und **Photovoltaik Freiflächen** müssen gegenüber heute grob **veracht-facht** werden (bei zusätzlich verfügbarem Windkraftpotenzial ist noch weiterer Ausbau sinnvoll). Die Ausbaubedarfe für Windkraft und Photovoltaik in Summe liegen damit im Bereich anderer Studien.

Die **Primärstromerzeugung** aus Windkraft, Photovoltaik, Tiefengeothermie und Laufwasserkraft schwankt im Jahresverlauf stark zwischen unter **15 GW** und **über 230 GW**. Für eine sichere Versorgung des Stromendverbrauchs wird daher ein umfangreiches **Strom-Backup System** benötigt.

Für dieses Strom-Backup System werden kostenoptimierend alle Potenziale¹⁵ für Wasserspeicher sowie Druckluftspeicher genutzt. Druckluftspeicher in Salzkavernen werden beispielsweise in DENA 2021 oder Agora 2021 nicht betrachtet, haben sich in diesem Projekt jedoch als wertvolle Option zur Kurzfrist-Speicherung, mit hohen Potenzialen in der Nordhälfte Deutschlands, erwiesen.

Zusätzliche Flexibilitätsbedarfe werden kurzfristig über Second-Life Batterien und kurz- bis längerfristig über hohe Gaskraftwerkskapazitäten gedeckt. Gaskraftwerke müssen dabei gegenüber heute um mindestens 20% ausgebaut und zu großen Teilen Wasserstoff-tauglich werden. Im Vergleich zu heute werden Gaskraftwerke jedoch deutlich anders betrieben: mit viel geringeren Volllaststunden (nur wenn die Primärstromproduktion nicht ausreicht) und mit sinkender Bedeutung der Wärmeauskopplung. Der Gasbedarf in Gaskraftwerken sinkt daher trotz steigender Kapazitäten um mindestens 60%.

VI. Gas- und Flüssigkraftstoff-Bereitstellung

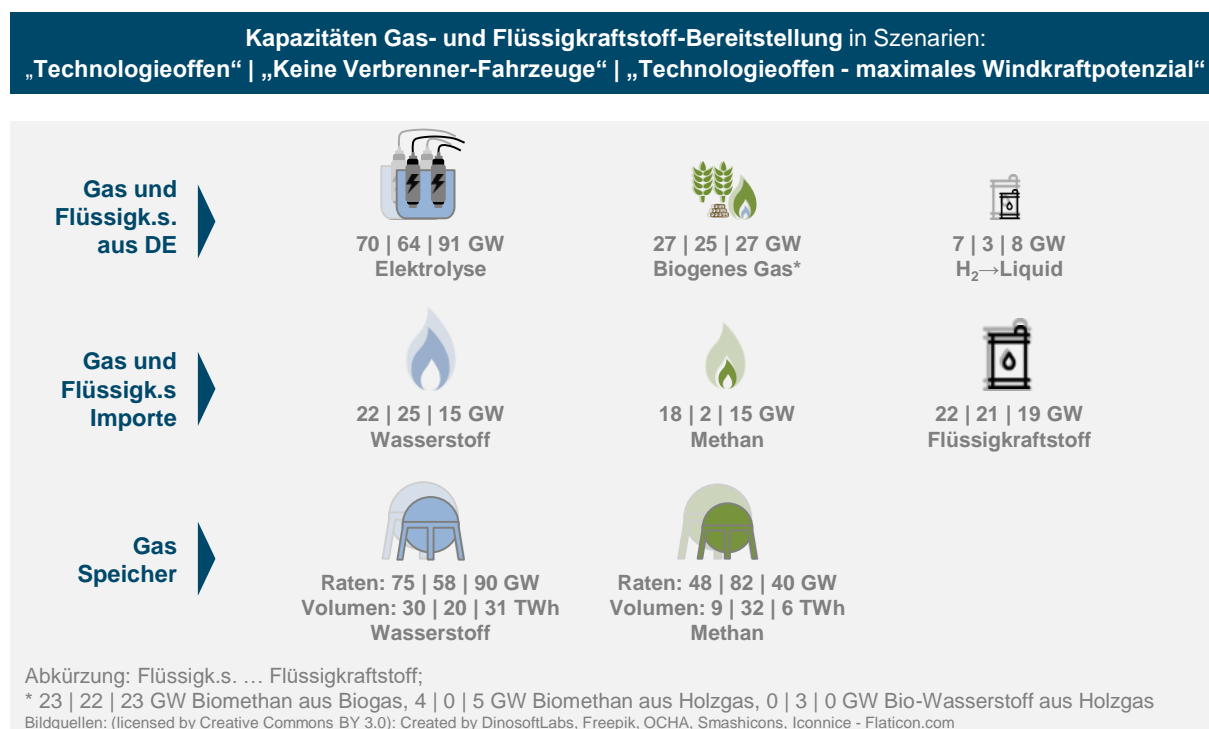


Abbildung 1-8: Gas- und Flüssigkraftstoff Bereitstellung im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Der Gasverbrauch¹⁶ sinkt in den optimierten Szenarien grob zwischen -10% und -30% gegenüber heute, ist aber jedenfalls nachhaltig eine wesentliche Säule des Energiesystems. Die Bereitstellung der Gase ändert sich dabei grundlegend. Heute werden rund 880 TWh Erdgas importiert. In den optimierten dekarbonisierten Szenarien sinken die **Gas-Importe** stark (je

¹⁵ Potenzialnutzung bezogen auf Speichervolumina.

¹⁶ Summe Endverbrauch und Umwandlungseinsatz in Kraftwerken, Fernwärme ...

nach Szenario auf rund 230-350 TWh) und setzen sich aus **erneuerbarem Wasserstoff** und (soweit Methan im Verkehr eingesetzt werden darf) erneuerbarem Methan zusammen.

Im Gegenzug dazu steigt die Bedeutung **heimischer H₂- und Biomethanproduktion**. Die integrierte, regionalisierte Optimierung zeigt einen Kapazitätsbedarf von mindestens 64 GW_{H₂} an Elektrolysen. Das entspricht einer elektrischen Input-Leistung von mindestens 81 GW und ist damit deutlich mehr als etwa in Agora 2021 (50 GW) oder DENA 2021 (24 GW). Bei Realisierung des maximalen Windkraftpotenzials steigt der optimierte Elektrolysebedarf nochmals um rd. 40% an. Die integrierte sektorgekoppelte Modellierung zeigt außerdem die volkswirtschaftlich optimierte Fahrweise der deutschen Elektrolyse-Anlagen: diese werden mit hoher Auslastung von rd. 3 300-3 700 Benutzungsstunden (je nach Szenario) betrieben und stellen damit rund 210-340 TWh Wasserstoff bereit.

Eine weitere bedeutende Säule der Gasaufbringung ist die heimische biogene Gasproduktion. Biomethananlagen auf Basis von Feuchtbiomassen (Gülle, Bioabfall, Biogas-Anbaupflanzen ...) stellen in allen Szenarien rund 190 TWh Methan bereit. Holzgasanlagen ergänzen die heimische Gasproduktion.

Der landwirtschaftliche Flächenbedarf kann dabei gegenüber heute stabil bleiben. Bereits heute werden rd. 14% der landwirtschaftlichen Flächen für Energiepflanzen genutzt – in wesentlichem Umfang jedoch für Ölsaaten mit geringem energetischem Flächenertrag. In anderen Studien wie Agora 2021 oder DENA 2021 werden Ackerflächen ebenfalls für Energiepflanzen genutzt – allerdings weniger zur Biogasproduktion, sondern in deutlich höherem Umfang zum Anbau schnellwachsender Festbrennstoffe.

Schnelle Gasspeicher sichern in den optimierten Szenarien schließlich den unterjährigen Ausgleich zwischen Gasaufbringung und -verbrauch. Hohe Ratenbedarfe bestehen insbesondere an Kavernenspeichern, die (größtenteils wasserstofftauglich) in einer vergleichbaren Größenordnung wie heute benötigt werden. Porenspeicher werden technologiebedingt kaum noch eingesetzt (rund -90% in Ratenbedarfen gegenüber heute). Andere Studien wie Agora 2021 und DENA 2021 geben Gasspeicherbedarfe nicht an.

VII. Netzbedarfe

In den volkswirtschaftlich optimierten Energiesystem-Szenarien werden in allen Szenarien **Netze für Strom, Methan, Wasserstoff und Fernwärme in wesentlichem Umfang benötigt**.

Im Bereich der **Fernwärmenetze** ist ein enormer Ausbau erforderlich, da sich die Anschlusszahlen bei Haushalten gegenüber heute in allen optimierten Szenarien verdreifachen.

Der Ausbaubedarf der **Stromnetze** ist stark von der Technologieoffenheit der Modellierung abhängig. In den technologieoffenen Szenarien steigt der Bedarf nach Stromendverteilnetzen für kleine und mittlere Verbraucher um rd. 10% gegenüber heute.¹⁷ Bei einem Sperren von Verbrennungsmotoren erhöht sich der Ausbaubedarf stark auf rd. 30%. Denn ohne Verbrennungsfahrzeuge steigt der Strombedarf für Elektromobilität stark an und kann auch durch optimiertes Lademanagement nicht mehr überwiegend in Lasttäler verschoben werden.

¹⁷ Bei einer nicht-kostenminimalen Ausgestaltung des dekarbonisierten Energiesystems (z.B. ohne umfangreiches intelligentes Lademanagement oder ohne Ausstattung von elektrischen Luft-Wärmepumpen mit Backup-Gaskesseln ...) ist der Ausbaubedarf deutlich höher.

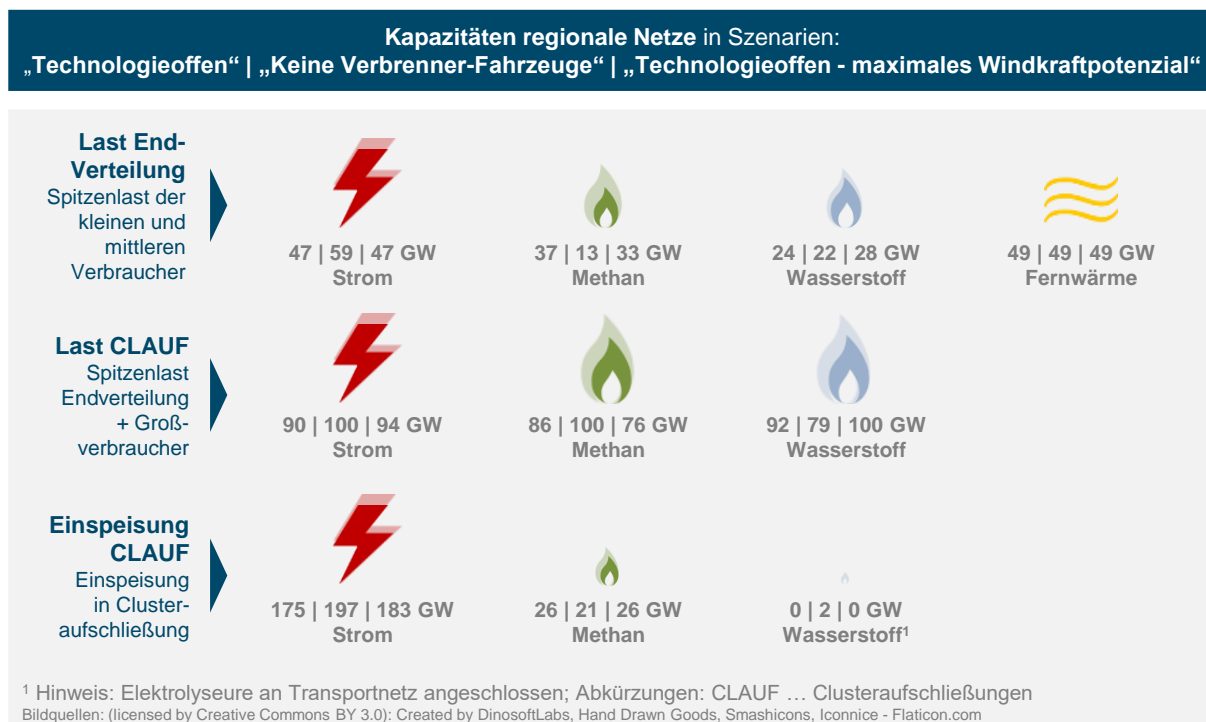


Abbildung 1-9: Regionale und lokale Netzbedarfe im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

Der Stromnetzbedarf für die regionale Aufnahme erneuerbarer Stromproduktion¹⁸ steigt hingegen in allen Szenarien stark an. Die Spitzenlast der Einspeisung liegt im deutschen Mittel beim doppelten Wert der Ausspeisung, was hohe Stromnetz-Ausbaubedarfe mit sich zieht.

Die Nord-Süd Stromtransportnetzkapazitäten schließlich liegen in allen optimierten Szenarien grob in der Größenordnung von 35-40 GW¹⁹ und damit unter bisherigen Netzplanungen, die von bis zu rund 50 GW²⁰ Bedarf ausgehen. Stromtransite sowie eine über die Modellierung hinausgehende Einbindung in den europäischen Netzregelverbund können in der praktischen Umsetzung zu höheren Kapazitätsbedarfen führen.

In allen optimierten Szenarien zeigt sich ein nachhaltiger Bedarf nach **Gasnetzen** – und zwar auf allen Netzebenen von der Feinverteilung bis hin zu Transportnetzen. Der Bedarf nach Gasnetzen ändert sich dabei gegenüber heute strukturell stark. Im Endverbrauch werden weniger Haushaltsanschlüsse, dafür mehr Netzanbindungen für Gastankstellen benötigt. Der Netzanschluss von rund 90-120 GW räumlich verteilten Gasproduktionsanlagen (Biomethan,

¹⁸ Einspeisung in Clusteraufschließungen, siehe Abschnitt 5.3.5 für eine Erläuterung der modellierten Netzelemente.

¹⁹ Gemessen auf Höhe der geografischen Mitte Deutschlands, in etwa auf Höhe einer Linie von Köln nach Erfurt und Dresden. Die Berechnungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung Deutschlands“ umfassen dabei die innerdeutschen Bedarfe inkl. Nutzung ausländischer Wasserspeicher und inkl. internationaler Portfolioeffekte in der PV- und Windstromproduktion.

²⁰ Netzplanungen laut eHighway2050: Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results, 2015.

Elektrolysen) stellt neue Herausforderungen dar. Zusätzlich ist auf allen Netzebenen die Umstellung wesentlicher Teile der Infrastruktur auf Wasserstofftauglichkeit erforderlich.²¹

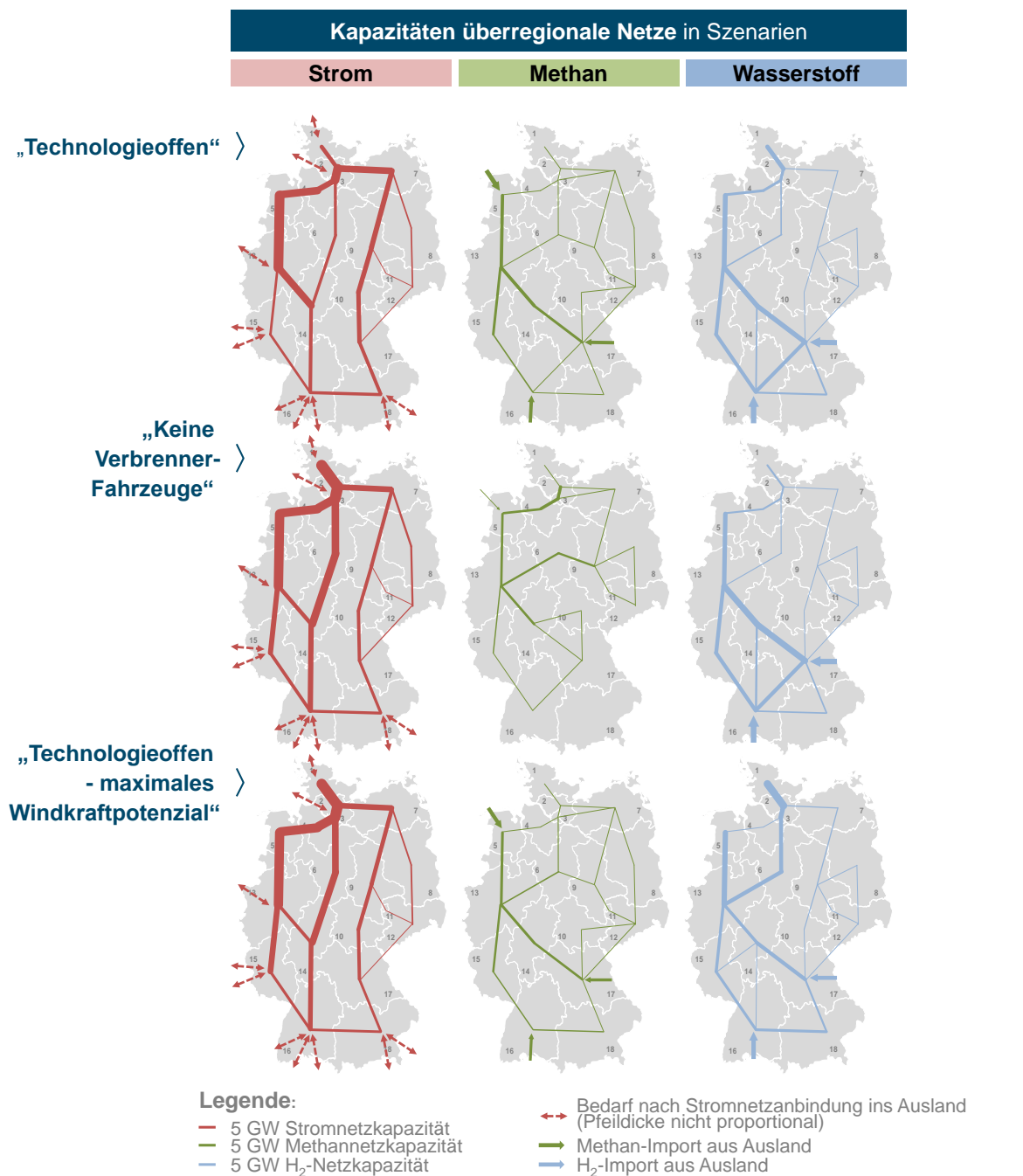


Abbildung 1-10: Überregionale Netzbedarfe im optimierten Energiesystem in drei Szenarien

²¹ Gasnetze wurden getrennt für Methan und Wasserstoff modelliert. Für den Fall, dass für bestimmte Strecken der Clusterverbindungs- oder Clusteraufschließungsnetze sowohl Methan- als auch Wasserstoffkapazitäten benötigt werden, wurde eine Parallelverlegung modelliert. Im Fall von Endverteilnetzen können Bedarfe nach Methan- und Wasserstoffkapazitäten als Versorgung verschiedener Endverbrauchszonen mit jeweils einem gasartenspezifischen Gas-Endverteilnetz interpretiert werden.

VIII. Volkswirtschaftliche Kosten

Die volkswirtschaftlichen Kosten des optimierten dekarbonisierten Energiesystems liegen im Szenario „Technologieoffen“ bei 214 Mrd. EUR/a. Davon entfallen rund drei Viertel auf Anlagen und Biomasseproduktion im Inland und rund ein Viertel auf Energieimporte.

Das unter Einschränkung der Technologieoffenheit kostenoptimal berechnete Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ weist volkswirtschaftliche Mehrkosten von +11 Mrd. EUR/a bzw. +5% gegenüber dem technologieoffen optimierten Energiesystem auf. Die Mehrkosten werden überwiegend durch höhere Ausgaben für Fahrzeuge und deren Tank- bzw. Ladeinfrastruktur verursacht. Prognostizierte Kostendegressionen bis 2050 für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge wurden dabei selbstverständlich bereits kostenreduzierend berücksichtigt. Kostenersparnisse können insbesondere für vermiedene Treibstoff-Importe erzielt werden. Diese Kostenersparnisse kompensieren die Mehrkosten jedoch bei weitem nicht.

Im Gegensatz dazu erlaubt im Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ die Option, Windkraft deutlich stärker auszubauen, eine volkswirtschaftliche Kostenersparnis von -2 Mrd. EUR/a bzw. -1%. Die zusätzlichen kostenminimierend zugebauten Windenergie- und Elektrolyseanlagen verursachen im ersten Schritt zwar Mehrkosten. In weiterer Folge können jedoch Importe durch vermehrte heimische Wasserstoffproduktion stark reduziert werden. Die vermiedenen Importkosten gleichen die zusätzlichen Kosten heimischer Anlagen mehr als aus.

1.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Die errechneten optimierten Energiesysteme des Projekts „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“

- sind machbar unter dem Gesichtspunkt einer nachhaltigen Ressourcennutzung, 100% erneuerbar und versorgungssicher,
- wurden auf Basis tausender Eingangsgrößen aus mehr als 250 Untersuchungen und Studien mit der größten heute möglichen methodischen Stringenz verzerrungsfrei optimiert und
- nutzen die spezifischen Stärken verschiedener, zu rund drei Viertel im Inland aufgebracht, erneuerbarer Energieträger und ihrer Technologien, um
- die angestrebte vollständige Dekarbonisierung der deutschen Energieversorgung nachhaltig zu den geringsten möglichen Kosten zu erzielen.

Um die künftigen, je Segmenten und Regionen stark unterschiedlichen Versorgungsaufgaben kostenoptimal zu erfüllen, wird eine hohe Vielfalt an Technologien und Energieträgern eingesetzt. Die kostenminimal berechneten Energiesysteme sind also stark diversifiziert und daher auch resilient gegenüber Veränderungen der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen.

Die Berechnungsergebnisse sind damit ein idealer Startpunkt für einen rationalen, faktenbasierten Dialog darüber, welches Energiesystem Deutschland anstreben soll, um die Energiewende nachhaltig und wirtschaftlich optimal umzusetzen.

Die drei – unter ihren jeweiligen Rahmenbedingungen – optimierten Szenarien „Technologieoffen“, „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ weisen transparent die volkswirtschaftlichen Konsequenzen politischer Entscheidungen aus. In Folge dieser politischen Entscheidungen unterschieden sich die Szenarien teilweise stark in den konkreten künftigen Kapazitätsbedarfen sowie in den volkswirtschaftlichen Kosten. Die grundsätzliche Struktur (*welche Anlagen sind in hohem Umfang relevant?*) der Energiewirtschaft²² ist jedoch in allen Szenarien ähnlich und bietet insofern einen stabilen Orientierungspunkt für Umsetzungsschritte in den nächsten Jahren.

Die Modellierung wurde 2021 abgeschlossen, also deutlich vor Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Dennoch zeigen die Berechnungen klar, dass es auch volkswirtschaftlich kostenoptimal ist, die Import-Abhängigkeit stark zu reduzieren. Die optimierten Berechnungsergebnisse des Projekts „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ liefern daher auch einen wertvollen Beitrag zur aktuellen Diskussion um einen schnellen Ausstieg aus fossilem (russischem) Gas.

²² D.h. exkl. Endverbrauchstechnologien, denn Verbrenner-Fahrzeuge sind in den technologieoffenen Szenarien relevant, im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ aber definitionsgemäß gesperrt.

2 ANHANG ZUR MANAGEMENT SUMMARY

2.1 ZUSAMMENFASSUNG VERGLEICH DER OPTIMISIERTEN DEKARBONISIERTEN SZENARIEN MIT IST-ZUSTAND DES ENERGIESYSTEMS

In Abschnitt 1 werden Änderungsbedarfe am Weg von heute zu den optimierten Szenarien („Technologieoffen“, „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“, „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“) für 2050 knapp je Segment beschrieben. Der folgende Abschnitt fasst die Erkenntnisse der Vergleichsanalyse tabellarisch zusammen. Für Quellenangaben zum heutigen Energiesystem sei auf das Quellenverzeichnis B im Anhang verwiesen.

2.1.1 Vergleich wesentlicher Kapazitäten

	Primärproduktion: Kapazitäten in GW _{Output}			
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Wind Offshore	8	59	59	80
Wind Onshore	56	197	197	223
Photovoltaik Freiflächen	17	137	139	138
Photovoltaik Dachanlagen	40	153	201	144
Photovoltaik Fassaden	0	0	0	0
Laufwasserkraft	3,8	4,4	4,4	4,4
Tiefengeothermie	0,1	3,5	3,5	3,5
Kernkraft	4,1	<i>keine Option in dekarbonisierten Szenarien</i>		
Biomethananlage	1,5	22,8	22,4	22,8
Biogasverstromung	6,2	0,0	0,0	0,0

	PtX, Holzvergasung und Kraftwerke: Kapazitäten in GW _{Output}			
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Elektrolyse	<i>Pilotanlagen</i>	69,5	64,1	90,8
Methanisierung		0,0	0,0	0,0
Power-to-Liquid		6,8	2,6	8,0
Holz → Methan		4,2	0,0	4,5
Holz → H ₂		0,0	2,5	0,0
Gas-Kraftwerke*	30,6	40,1	52,6	37,6
davon Anteil mit Wärmeauskopplung	57%	27%	29%	24%
Kohle-Kraftwerke	37,9	<i>keine Option in dekarbonisierten Szenarien</i>		
Sonstige Kraftwerke***	9,0	5,4	4,3	6,1

* Heute i.W. betrieben mit fossilen Brennstoffen; in dekarbonisierten Szenarien betrieben mit erneuerbaren Brennstoffen

** Flüssigkraftstoffe, Müll, andere nicht erneuerbare konventionale Brennstoffe, Festbiomasse, etc.

Gasspeicher* Volumina bzw. Raten: Kapazitäten in mcm bzw. mcm/h				
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Volumina: Kapazitäten in mcm				
Poren (Methan) Volumen	8 657	172	438	197
Kavernen (Methan/H ₂) Volumen	14 477	8 989	8 085	9 226
davon Anteil Kavernen für H ₂ **	Pilotprojekte	93%	69%	96%
Raten: Kapazitäten in mcm/h				
Poren (Methan) Raten	6,3	0,7	0,4	0,8
Kavernen (Methan/H ₂) Raten	22	25	23	28
davon Anteil Kavernen für H ₂ **	Pilotprojekte	85%	70%	90%

* In optimierten dekarbonisierten Szenarien excl. politisch zu definierender Bevorratung strategischer Reserven

** Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern wurde nicht zugelassen

Fahrzeugbestände Personenverkehr in Tsd. Stück				
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Batterie	517	15 331	35 807	16 134
H ₂ -Brennstoffzellen		1 138	9 699	1 138
Methan-Verbrenner	416	23 779	0	23 779
H ₂ -Verbrenner		0	0	0
Flüssigkraftstoff	46 185	5 259	0	4 456
Hybrid / Plug-In Hybrid	1 521	<i>nicht modelliert</i>		
Sonstige	10			

Fahrzeugbestände Güterverkehr in Tsd. Stück				
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Batterie	41	432	3 201	432
H ₂ -Brennstoffzellen		319	1 757	319
Methan-Verbrenner	38	3 555	0	3 555
H ₂ -Verbrenner		203	0	203
Flüssigkraftstoff	3 766	450	0	450
Hybrid insgesamt	5	<i>nicht modelliert</i>		
Sonstige	2			

Technologiemix Raumwärme- und Warmwasser Bereitstellung				
	Ist-Zustand	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Öl Kessel	23%	nicht modelliert		
Technologien mit Gas-Anschluss*	48%	24%	16%	25%
Technologien mit Festbiomasse	10%	4%	8%	3%
Elektrische Direktheizungen	5%	0%	0%	0%
Elektrische Wärmepumpen	4%	36%	39%	35%
Fernwärme	10%	37%	37%	37%

* Heute i.W. Einsatz von fossilem Gas, in dekarbonisierten Szenarien Einsatz von synthetischem Methan, Biomethan oder H₂

2.1.2 Vergleich wesentlicher Energiemengen

Primärenergieverbrauch in TWh				
	Ist-Zustand ¹	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Windkraft	126	665	667	806
Photovoltaik	46	257	302	255
Festbiomasse ²	152	203	203	203
Biogas, erneuerbarer Abfall, Deponiegas ²	124	196	192	196
Import (synthetischer) grüner Gase	n.a.	351	231	265
Grüne Flüssigkraftstoffe (biogen ² / Importe)	34	191	182	168
Wasserkraft	20	24	24	23
Geothermie	4	34	34	34
Solarthermie	8	19	12	16
Umgebungswärme	15	229	225	229
Sonstige Abfälle, Kokereigas/Gichtgas	63	48	48	48
Erdgas	893	keine Option in dekarbonisierten Szenarien		
Mineralöle	1 253			
Kohle	624			
Kernenergie	227			
Stromaußenhandelsaldo	-33	ausgeglichene Jahresbilanz in dekarbonisierten Szenarien		
SUMME	3 557	2 216	2 120	2 244
SUMME exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie	3 534	1 986	1 894	2 013
Eigenversorgungsgrad ³	25%	73%	78%	78%

¹ Daten für 2019: vollständige Datenbasis vorhanden und letztes Vor-Pandemiejahr

² Summe verschiedener Fraktionen von Abfall- und Anbaubiomassen, die landwirtschaftliche Flächennutzung für den Anbau von Energie-Biomassen kann dabei auf das heutige Niveau (~14% der Ackerflächen) beschränkt bleiben.

³ exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie

	Endenergieverbrauch ¹ in TWh			
	Ist-Zustand ²	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Strom	500	593	688	600
Methan ³	626	366	140	351
Wasserstoff	0	323	393	336
Flüssigkraftstoffe ⁴	1 188	230	197	224
Fernwärme	112	153	153	153
Festbiomasse	114	110	132	106
Kohle	121	<i>keine Option in dekarbonisierten Szenarien</i>		
Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	24	186	178	185
Sonstiges ⁵	64	0	0	0
SUMME	2 750	1 962	1 880	1 956
SUMME exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie	2 726	1 775	1 702	1 770

¹ inkl. nichtenergetischer Nutzung

² Daten für 2019: vollständige Datenbasis vorhanden und letztes Vor-Pandemiejahr

³ Für dekarbonisierte Szenarien: Synthetisches Methan und Biomethan; Ist-Zustand: Erdgas und Biomethan

⁴ Für dekarbonisierte Szenarien: Synthetischer Flüssigkraftstoff; Ist-Zustand: Mineralöle und biogene Flüssigkraftstoffe

⁵ Sonstige Abfälle, biogene Abfälle, Biogas exkl. Biomethan, Kokereigas, Gichtgas

	Einsatz Energieträger zur Fernwärmeproduktion in TWh			
	Ist-Zustand ¹	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Festbiomassen	8	35	36	34
Strom	0	27	27	31
Methan ²	54	0	8	0
Wasserstoff	0	9	2	7
Solarthermie	0	18	11	15
Geothermie	1	8	8	8
Kohle	32	<i>keine Option in dekarbonisierten Szenarien</i>		
Sonstiges ³	35	26	26	26
SUMME	131	122	118	121

¹ Daten für 2019: vollständige Datenbasis vorhanden und letztes Vor-Pandemiejahr

² Für dekarbonisierte Szenarien: Synthetisches Methan und Biomethan; Ist-Zustand: Erdgas und Biomethan

³ Abfälle, Klärgas, Biogas exkl. Biomethan, Flüssigkraftstoffe

Hinweis: in dekarbonisierten Szenarien weiterer Einsatz von 17 TWh Abwärme aus Industrie; heutiger Einsatz unbekannt

	Einsatz Strom in TWh			
	Ist-Zustand ¹	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Endverbrauch	500	593	688	600
Fernwärmeproduktion	0	27	27	31
Elektrolysen	0	310	270	429
Sonst. Strombedarfe im Umwandlungsbereich ²	49	10	10	11
Eigenverbrauch Kraftwerke, Leitungsverluste... ³	60	67	77	68
SUMME	609	1 008	1 071	1 139

¹ Daten für 2019: vollständige Datenbasis vorhanden und letztes Vor-Pandemiejahr

² heute z.B. Bedarf in Braunkohlegruben; in dekarbonisierten Szenarien Bedarf in Biogasanlagen

³ inkl. Netto-Exporte heute

	Einsatz Gase ¹ in TWh			
	Ist-Zustand ²	Technologieoffen	Keine Verbrenner-Fahrzeuge	Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial
Endverbrauch: ³ Methan	626	366	140	351
Endverbrauch: ³ Wasserstoff	0	323	393	336
Stromproduktion: Methan	166	10	50	5
Stromproduktion: Wasserstoff	0	37	21	32
Fernwärmeproduktion: ⁴ Methan	54	0	8	0
Fernwärmeproduktion: ⁴ Wasserstoff	0	9	2	7
Sonstiger Umwandlungsbereich: ⁵ Methan	35	0	0	0
Sonstiger Umwandlungsbereich: ⁶ Wasserstoff	0	62	24	87
Verluste: ⁷ Methan	21	3	1	3
Verluste Wasserstoff	0	9	9	9
SUMME	903	819	649	830

Anmerkung zu "Methan": in dekarbonisierten Szenarien Biomethan und synthetisches Methan; im Ist-Zustand Erdgas und Biomethan

¹ keine fossilen Energieträger in dekarbonisierten Szenarien

² Daten für 2019: vollständige Datenbasis vorhanden und letztes Vor-Pandemiejahr

³ inkl. nichtenergetischer Nutzung

⁴ Inkl. des anteiligen Gaseinsatzes in KWK-Anlagen:

Zuordnung des Gaseinsatzes in KWK-Anlagen zu „Verstromung“ bzw. zu „Fernwärme“ nach Finnischer Methode

⁵ Ist-Zustand: Energieverbrauch für Kokereien, Erdöl / Erdgasgewinnung, Mineralölverarbeitung und sonstige Energieerzeugung

⁶ Einsatz für Power-to-Liquid

⁷ Ist-Zustand: inkl. statistischer Differenzen

2.2 ZUSAMMENFASSUNG VERGLEICH DER OPTIMIERTEN DEKARBONISIERTEN SZENARIEN MIT ANDEREN RENOMMIERTEN STUDIEN

In Abschnitt 1 werden die Ergebnisse der optimierten Szenarien für 2050 („Technologieoffen“, „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“, „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“) knapp in Ergebnisse bestehender Literatur eingeordnet. Der folgende Abschnitt fasst die Erkenntnisse der Vergleichsanalyse mit den Studien „Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, 10/2021 (Szenario KN100)“ und „Agora Energiewende - Klimaneutrales Deutschland 2045, 06/2021 (Szenario KN2045)“ tabellarisch zusammen.

2.2.1 Vergleich wesentlicher Kennzahlen

	Windkraft und Photovoltaik: Kapazitäten in GW _{eI}				
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Windkraft Offshore	59	59	80	70	50
Windkraft Onshore	197	197	223	145	124
Photovoltaik Summe	289	340	282	385	260
→ SUMME Windkraft u. Photovoltaik	546	597	585	600	434

Detailinformationen Phtovoltaik:

Photovoltaik Freiflächen	137	139	138	Information nicht verfügbar	123
Photovoltaik Dachflächen	153	201	144		137

	Bioenergienutzung: Energiemengen in TWh				
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Feuchtbiomasse (gasförmig / flüssig)	196	192	196	55	114
Festbiomasse	203	203	203	290	206
→ SUMME Bioenergie	399	395	399	345	320

Acker-Flächen für Energiepflanzen	Rund 2,1 Mio. ha in allen Szenarien (13% der landwirtschaftlichen Fläche) auf Ackerflächen (Hauptanteil für Energiepflanzen für Biogas; nur ~10% davon für schnellwachsende Festbrennstoffe)	Rund 2,5 Mio. ha auf Ackerflächen (Hauptanteil für schnellwachsende Festbrennstoffe)	Rund 2,3 Mio. ha auf Ackerflächen (mehr als die Hälfte davon für schnellwachsende Festbrennstoffe)
-----------------------------------	--	--	--

	Importe erneuerbarer Energieträger und fossile Primärenergie: Energiemengen in TWh				
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Grüne Wasserstoff Importe	195	217	132	169	398
Grüne sonstige Importe*	347	196	301	158	198
Grüne Strom Importe	keine Netto-Importe; aber Stromtausch mit Ausland			22	26
Erdgas (Importe**)	keine Option in dekarbonisierten Szenarien			7	46
Mineralöl (Importe**)	keine Option in dekarbonisierten Szenarien			5	36
→ SUMME Importe	541	413	433	361	704

* Grünes synthetisches Methan / grüner synthetischer Flüssigkraftstoff bzw. sonstiger Feedstock

** Importe oder Gewinnung im Inland; Klimaneutralität durch Kompensation in natürlichen oder technischen CO₂-Senken gewährleistet

	Elektrolysen und Gas-Kraftwerke: Kapazitäten in GW _{el}				
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Elektrolysen	88	81	115	50	24
Gaskraftwerke	40	53	38	71	59

Detailinformationen Gaskraftwerke:

Methan Turbinen-Kraftwerk	4	8	4	Information nicht verfügbar	50 von 59 GW wasserstofffähig
H ₂ Turbinen-Kraftwerk	0	0	0		
Methan GuD-Kraftwerk	13	21	8		
H ₂ GuD-Kraftwerk	12	8	17		
Methan GuD-KWK	0	13	0		
H ₂ GuD-KWK	11	1	9		
H ₂ Brennstoffzellen-Kraftwerk	0	1	0		

	Speicherraten: Kapazitäten in GW				
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022*			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Methan Porenspeicher**	8	5	9	Information nicht verfügbar	
Methan Kavemenspeicher	40	78	31		
H ₂ Kavemenspeicher	75	58	90		
Batteriespeicher	10	19	8	52	15
Pumpspeicher	7	7	7	7	10
Druckluftspeicher	16	16	16	Keine Betrachtung von Druckluftspeichern	
Kurzfrist-Wärmespeicher	18	16	22	Information nicht verfügbar	
Langfrist-Wärmespeicher	14	13	12		

* exkl. politisch zu definierender Bevorratung strategischer Reserven

** Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern wurde in dieser Studie nicht zugelassen

Technologiemix Personenverkehr					
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Batterie PKW	34%	79%	35%	91%	84%
H ₂ -Brennstoffzellen PKW	2%	21%	2%	0%	5%
Methan-Verbrenner PKW	52%	0%	52%	0%	0%
H ₂ -Verbrenner PKW	0%	0%	0%	0%	0%
Flüssigkraftstoff-Verbrenner PKW	12%	0%	10%	4%	0%
Hybrid / Plug-In Hybrid PKW	<i>nicht modelliert</i>			5%	11%

Methodik zur Ermittlung des Technologiemix im Straßenverkehr	Technologiemix Straßenverkehr simultan optimiert ermittelt	Keine Optimierung des Technologiemix im Straßenverkehr sondern ex-ante Vorgabe
--	--	--

Technologiemix leichte Nutzfahrzeuge (LNF)					
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Batterie LNF	5%	70%	5%	91%	79%
H ₂ -Brennstoffzellen LNF	0%	30%	0%	7%	11%
Methan-Verbrenner LNF	80%	0%	80%	0%	0%
H ₂ -Verbrenner LNF	5%	0%	5%	0%	0%
Flüssigkraftstoff-Verbrenner LNF	10%	0%	10%	2%	4%
Hybrid / Plug-In Hybrid PKW	<i>nicht modelliert</i>			0%	7%

Methodik zur Ermittlung des Technologiemix im Straßenverkehr	Technologiemix Straßenverkehr simultan optimiert ermittelt	Keine Optimierung des Technologiemix im Straßenverkehr sondern ex-ante Vorgabe
--	--	--

Technologiemix Güterverkehr >3,5 t					
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Batterie LKW	25%	40%	25%	76%	37%
Oberleitungs LKW	<i>nicht modelliert</i>			10%	0%
H ₂ -Brennstoffzellen LKW	35%	60%	35%	13%	41%
Kompr. Methan-Verbrenner LKW	29%	0%	30%	0%	0%
Verflüss. Methan-Verbrenner LKW	5%	0%	5%	0%	5%
H ₂ -Verbrenner LKW	0%	0%	0%	0%	0%
Flüssigkraftstoff-Verbrenner LKW	5%	0%	5%	1%	13%
Hybrid / Plug-In Hybrid LKW	<i>nicht modelliert</i>			0%	4%

Methodik zur Ermittlung des Technologiemix im Straßenverkehr	Technologiemix Straßenverkehr simultan optimiert ermittelt	Keine Optimierung des Technologiemix im Straßenverkehr sondern ex-ante Vorgabe
--	--	--

Technologiemix Raumwärme- und Warmwasser Bereitstellung						
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022*			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021	
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045***	Szenario KN100****	
Öl Kessel	nicht modelliert			0,6%	6%	
Technologien mit Gas-Anschluss**	24%	16%	25%	4%	36%	
Festbiomasse Technologien	4%	8%	3%	14%	8%	
Elektrische Direktheizungen	0%	0%	0%	0,3%	0%	
Elektrische Wärmepumpen	36%	39%	35%	53%	42%	
Fernwärme	37%	37%	37%	28%	8%	

* Umfasst Beheizungsstruktur aller beheizter Gebäude

** Inkl. hybride Gas-/Strom-Technologien (z.B.: elektrische Luft-Wärmepumpe und Gaskessel) und inkl. haushaltsnahe Gasttechnologien in der Nahwärme

** Über beheizte Fläche von Wohngebäuden und beheizten Nichtwohngebäuden gemittelte Beheizungsstruktur

*** Beheizungsstruktur von Wohngebäuden (Nichtwohngebäude sind nicht Teil der detaillierten Modellierung des Anlagenparks)

Methodik zur Ermittlung des Technologiemix für Raumwärme und Warmwasser	Raumwärmepark simultan optimiert ermittelt → integrierte Optimierung zeigt z.B. Vorteil hybrider Gas-/Strom- Anlagen und ermöglicht optimale Auflösung von Nutzungskonkurrenzen (z.B. um Biomasse) mit anderen Sektoren oder den optimalen von Netzausbau für Raumwärme etc.	Keine Optimierung des Raumwärmeparks sondern ex-ante Vorgabe
---	--	---

Fernwärmeerzeugung in TWh					
	Kostenminimale Dekarbonisierung - Deutschlands Energiesystem der Zukunft, 2022			Agora Energiewende, 2021	Dena-Leitstudie, 2021
	"Technologieoffen"	"Keine Verbrenner- Fahrzeuge"	"Technologieoffen - maximales Windkraftpotenzial"	Szenario KN2045	Szenario KN100
Fernwärme aus Wärmepumpen	56	61	57	45	21
Fernwärme aus Elektrodenkesseln	12	11	16	11	12
Fernwärme aus Biomasse	29	30	28	11	14
Fernwärme aus Methan-Kessel/-KWK	0	11	0	0	0
Fernwärme aus H ₂ -Kessel/-KWK	11	3	8	46	28
Fernwärme aus Solarthermie	18	11	15	13	7
Fernwärme aus Geothermie	8	8	8	18	9
Fernwärme aus sonstigen Quellen*	32	31	34	19	18
→ SUMME Fernwärmeerzeugung	166	166	166	163	109

* Abwärme aus Abfallverwertung, Abwärme aus Industrieanlagen

3 GLIEDERUNG DES STUDIENBERICHTS UND LESEHINWEISE

Dieser Studienbericht ist im Weiteren wie folgt gegliedert:

- In Abschnitt 4 werden das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“, der an WECOM ergangene Projektauftrag sowie die im Projekt angewendete Methodik dargestellt.
- In Abschnitt 5 wird das Szenario „Technologieoffen“ für ein klimaneutrales Deutschland im Detail vorgestellt.
- In den Abschnitten 6 und 7 werden die Szenarien „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ dem Szenario „Technologieoffen“ gegenübergestellt.
- In Abschnitt 8 finden sich Verzeichnisse von Abbildungen sowie den im Bericht verwendeten Abkürzungen (Glossar).
- In Abschnitt 9 sind alle Datenquellen gelistet, die in den Berechnungen zum künftigen Energiesystem bzw. dem Vergleich zu heute Verwendung fanden.

In den Abschnitten 4, 5 und 6 werden zur Einordnung der Berechnungsergebnisse zusätzlich Vergleiche zum heutigen Energiesystem gezogen. Angaben zu heutigen Energiemengen beziehen sich weitestgehend auf das Jahr 2019, als aktuellstes Jahr mit zum Studienzeitpunkt umfassend verfügbarer Datenbasis. Für heutige Kapazitäten liegen wesentlich aktuellere Daten vor (bis zu Anfang 2022).

Aufgrund der Fülle der im Projekt ermittelten Zahlen erfolgt die Darstellung in diesem Bericht zu wesentlichen Teilen in Form von Grafiken. Aus Gründen der Textökonomie werden die in den Grafiken enthaltenen Zahlen nur auszugsweise zusätzlich in erläuternden Texten wiederholt.

In den Darstellungen werden dabei jeweils nur jene Technologien aufgeführt, die Teil des optimierten Energiesystems für ein klimaneutrales Deutschland sind (und nicht auch alle anderen potenziell verfügbaren Technologien, die jeweils nicht Teil des berechneten optimalen Sets an Technologien sind).

Zahlen werden gerundet dargestellt. Die Rundungen erfolgen dabei jeweils je Einzelzahl. In Folge kann es vorkommen, dass sich z.B. die Summe der in einer Grafik ersichtlichen gerundeten Einzelzahlen von der angegebenen, auf Basis exakter Daten ermittelten und ebenfalls gerundeten Summenzahl unterscheidet.

Im Folgenden werden einige ausgewählte Begriffe vorab erläutert, die für das Verständnis der Ausführungen in diesem Studienbericht besonders wesentlich sind:

- *Endenergie*: Den Energieverbrauchern bereitgestellte Energieträger (Strom, Methan ...) zur Erzeugung von Nutzenergie (oder zur stofflichen Nutzung)
- *Nutzenergie*: Den Energieverbrauchern zur Verfügung stehende Energie nach der finalen Umwandlung z.B. von Gas (Endenergie) in Raumwärme (Nutzenergie) oder von Strom (Endenergie) in Bewegungsenergie von PKW (Nutzenergie)
- *Primärenergie*: Energie, die aus Sicht des deutschen Energiesystems „das erste Mal“ in Form eines direkt nutzbaren Energieträgers vorliegt (z.B. Festbiomasse, Strom aus Photovoltaikanlagen, Energieimporte)

- *Sekundärenergie*: Durch Umwandlung bereits vorliegender Energieträger gewonnene Energie (z.B. Wasserstoff aus Elektrolyse von Wasser mit Strom)
- *Profilstrom*: Strom aus Stromerzeugungsanlagen die i.W. nach natürlichen Einflussgrößen produzieren (und im Bedarfsfall nur „abgeregelt“ werden können): Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, geothermische Stromproduktion
- *Primärstrom*: Strom aus Windkraft, Photovoltaik, geothermischer Stromproduktion, Wasserkraft soweit aus natürlichem Zufluss
- *Grüne/r/s Strom / Wasserstoff / Methan / Fernwärme*: Erneuerbar erzeugter Energieträger des betreffenden Typs
- *Einspeisung / Aufbringung*: Die Bereitstellung von Energie für das Energiesystem (durch Erzeugung, Bezug aus einem Energiespeicher oder Import)
- *Ausspeisung / Einsatz*: Die Entnahme von Energie aus dem Energiesystem (durch Verbrauch oder Einspeicherung in einen Speicher)
- *Wasserspeicher*: Oberbegriff für Pumpspeicher sowie Speicherwasserkraftwerke ohne Pumpfunktion
- *Wasserkraft*: Oberbegriff für Wasserspeicher und Laufwasserkraft
- *(Energie-)Rohstoffe*: Folgende „Materialien“, die WALERIE im Rahmen der Berechnung optimal im Energiesystem einsetzen kann: Festbiomasse (Abfälle, NawaRo), Feuchtbio­masse (Abfälle, Acker, Gras), Müll, CO₂
- *100% dekarbonisiertes Energiesystem*: Bilanziell CO₂-neutrales Energiesystem, ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger, also ohne Nuklearenergie und ohne Technologien zur CO₂-Abscheidung aus fossilen Energieträgern (aber inkl. Nutzung kohlenstoffhaltiger erneuerbarer Energieträger wie z.B. Biomassen).

4 PROJEKT, AUFTRAG, METHODIK

4.1 DAS PROJEKT „KOSTENMINIMALE DEKARBONISIERUNG – DEUTSCHLANDS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT“: PARTNER, ZIELE, RAHMENBEDINGUNGEN UND PRÄMISSEN

Partnerunternehmen

Das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurde 2021 von sechs renommierten Unternehmen der Energiewirtschaft bzw. Automobilindustrie gestartet. Die Projektarbeit erfolgte durch WECOM in enger Abstimmung mit Vertreter:innen der Partnerunternehmen (in alphabetischer Reihenfolge):

- AUDI AG
- E.ON Group Innovation GmbH
- EWE NETZ GmbH
- Netz Leipzig GmbH
- Robert Bosch GmbH
- Schleswig-Holstein Netz AG

Projektziele

Ziele des Projekts „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ waren:

- Die Ermittlung von Struktur und Eigenschaften des künftigen, vollständig dekarbonisierten, optimierten Energiesystems für Deutschland,²³ das als „Kompass“ für den über die nächsten Jahrzehnte erforderlichen Umbau des deutschen Energiesystems dienen kann.
- Die Ermittlung dieses optimierten Energiesystems in drei Szenarien vor dem Hintergrund möglicher politischer Rahmenbedingungen, sowie eine Analyse der Auswirkungen entsprechender Rahmenbedingungen auf Struktur und Kosten des Energiesystems.

Rahmenbedingungen und Prämissen

Als zentrale Rahmenbedingungen für die Untersuchungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurden gesetzt:

- Ermittlung des optimierten Energiesystems zur Gänze im Wege der mathematischen **Optimierung** (und *nicht* über Prognose des Einsatzes oder Nicht-Einsatzes bestimmter Technologien).
- **Optimierung** des Energiesystems mit der Aufgabe der Identifikation jenes Energiesystems, das unter allen technisch möglichen Energiesystemen (und unter Einhaltung aller Planungsprämissen – siehe dazu gleich unten) die **geringsten jährlichen Kosten für die deutsche Volkswirtschaft** verursacht.

²³ D.h. für die Deckung der deutschen Energiebedarfe (exkl. Transite und Exporte).

- Berechnung der optimalen Struktur des **gesamten Energiesystems**, d.h. Berücksichtigung (und optimale Dimensionierung) der Kapazitäten
 - der energietechnischen Anlagen auf der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft inkl. der Energienetze sowie
 - der standardisiert modellierbaren Endverbraucheranlagen (Kraftfahrzeuge, Raumwärmeerzeuger ...) für alle energieverbrauchenden Segmente (Raumwärme, Mobilität ...) für alle relevanten Energieträger (Strom, Methan, Wasserstoff, Biomassen, Fernwärme ...).
- Berechnung des **vollständig „ausoptimierten“** Energiesystems im Sinn einer ganzheitlichen Betrachtung. Dies bedeutet unter anderem die simultan-optimale Lösung von Fragen wie: Nutzungskonkurrenz betreffend knappe Ressourcen (z.B. Einsatz von Festbiomasse), Sektorkopplung (z.B. Umwandlung von Strom in andere Energieträger, Einsatz von Strom in „neuen“ Anwendungsfeldern), regionale Verteilung der energietechnischen Anlagen (Windkraftanlagen, Gaskraftwerke ...), optimale Anlagensteuerung und Transport leitungsgebundener Energien zwischen Regionen (Welcher Energieträger von wo nach wo?).

Die Berechnungen waren dabei durchzuführen für („**Planungsprämissen**“):

- 100% Dekarbonisierung (konkret für ein Energiesystem, das zu 100% auf erneuerbaren Energien beruht, also keine fossilen Energieträger und keine Nuklearenergie nutzt);
- einen technologieoffenen Ansatz (d.h. kein ex-ante Ausschluss bestimmter erneuerbarer Energieträger aus den Berechnungen);
- die deutsche Inlandsversorgung (d.h. keine Berücksichtigung ausländischer Energie- oder Flexibilitätsbedarfe oder von Energietransiten durch Deutschland; berücksichtigt wurden jedoch Optionen zum Import von erneuerbarem Methan, Wasserstoff und Flüssigkraftstoff sowie verschiedene Optionen zum grenzüberschreitendem Stromaustausch);
- alle achtzehn im Projekt definierten Regionen Deutschlands unter Berücksichtigung der regionalen Unterschiede in (Nutz-)Energiebedarfen und Potenzialen für Energieproduktion und -speicherung sowie dem optimalen Energieaustausch zwischen diesen Regionen;
- jenes Jahr in der Zukunft, in dem das deutsche Energiesystem die vollständige Dekarbonisierung erreicht, und unter der weiteren Prämisse, dass dieses Energiesystem dann beibehalten wird;
- den Fall der Neuerrichtung des optimalen künftigen Energiesystems (d.h. ohne Ansatz von Kostenvorteilen für bestehende Infrastrukturen) – das optimierte Energiesystem zeigt damit einen dauerhaft optimalen Zielzustand für das dekarbonisierte Energiesystem, der unabhängig von der Restlebensdauer bestehender energietechnischer Anlagen Geltung hat, frei von Lock-in-Effekten ist und insoweit langfristig Orientierung bietet;
- ein versorgungssicheres Energiesystem (d.h. ein Energiesystem, das jederzeit die Energiebedarfe der deutschen Bürger, Unternehmen und Institutionen decken kann) sowie
- ein Energiesystem, das alle heute bekannten natürlichen und politisch gesetzten Ressourcenpotenzialgrenzen in Deutschland einhält (also z.B. Grenzen betreffend die Verfügbarkeit bestimmter Biomassen oder betreffend Flächen, auf denen Windkraftanlagen errichtet werden dürfen).

4.2 AUFTRAG AN WECOM

WECOM wurde im Frühjahr 2021 von den Partnerunternehmen²⁴ beauftragt, das Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ mit verschiedenen Leistungen im Bereich der fortgeschrittenen Energiesystemmodellierung zu unterstützen.

Konkret umfasste dieser Auftrag:

1. Einsatz des energieökonomischen Modells WALERIE von WECOM zur ergebnisoffenen Berechnung optimierter Energiesysteme für das klimaneutrale Deutschland in drei Szenarien:
 - Szenario „Technologieoffen“: Alle in Abbildung 4-3 dargestellten Technologieoptionen können zum Design des kostenminimalen dekarbonisierten Energiesystems genutzt werden, weiters werden für alle Input-Daten (Kosten, Nutzenergiebedarfe, Potenziale, Effizienzen ...) die aus heutiger Sicht bestmöglich verfügbaren und realistischen Datenprognosen angesetzt.
 - Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“: Energiesystem, das auf Verbrennungsmotoren in Straßenverkehrs-Fahrzeugen verzichtet, aber unter dieser Einschränkung und mit gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ unveränderten Input-Daten ebenfalls kostenoptimal zu bestimmen ist.
 - Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“: Energiesystem, das gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ ein stark erhöhtes Potenzial für Windkraftanlagen nutzen darf und mit diesen erweiterten Möglichkeiten wiederum kostenoptimal zu bestimmen ist.
2. Bereitstellung eines umfangreichen Datensets zur Parametrierung von WALERIE für Deutschland und Abstimmung dieser Daten in einer Serie von Workshops mit Expert:innen der Partnerunternehmen; Ergänzung um von den Partnerunternehmen bereitgestellte Daten.
3. Erhebung von Informationen zum heutigen deutschen Energiesystem sowie zu bestehenden renommierten Studien²⁵ und Vergleich der erhobenen Informationen mit den optimierten Szenarien für das dekarbonisierte Deutschland.

²⁴ Siehe Abschnitt 4.1.

²⁵ Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, 10/2021 (Szenario KN100) und Agora Energiewende – Klimaneutrales Deutschland 2045, 06/2021 (Szenario KN2045).

4.3 PROJEKTMETHODIK – EINSATZ WALERIE VON WECOM

4.3.1 Methodische Herausforderungen und Lösung im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“

Die Herausforderung

Die Berechnung des optimierten Energiesystems war eine gewaltige Herausforderung. Es musste unter anderem berücksichtigt werden, dass

- Versorgungssicherheit im Energiesystem dauerhaft zu gewährleisten ist, trotz im Zeitablauf schwankender Energiebedarfe der Verbraucher und trotz im Zeitablauf schwankender Produktionsmengen bestimmter, von natürlichen Gegebenheiten abhängiger Stromerzeuger (Windkraft, Photovoltaik ...). Die Berechnung war daher unter Berücksichtigung der gesamten Zeitachse des Zieljahres durchzuführen. Das Zieljahr ist dabei jenes Jahr, ab dem das optimierte dekarbonisierte Energiesystem erreicht und nachhaltig beibehalten werden soll.
- sich die Ressourcenverfügbarkeit (für Windkraft, Druckluftspeicher, Wasserkraft ...) und die Nutzenergiebedarfe in Deutschland regional sehr stark unterscheiden. Deutschland wurde daher für Zwecke der Modellierung in 18 „regionale Cluster“ untergliedert.²⁶
- für die Konzeption eines dekarbonisierten Energiesystems eine sehr hohe Fülle an Technologien zur Verfügung steht, die in Form von über 150 Technologieoptionen²⁷ im eingesetzten Modellierungssystem WALERIE abgebildet sind. Für jeden der 18 regionalen Cluster war zu entscheiden, welche dieser Technologien in welchem Umfang Teil des optimierten Energiesystems ist. Das sind über 2 700 optimal zu treffende Technologie-Strukturauswahlentscheidungen.
- dass viele dieser Technologien in der Praxis „steuerbar“ sind (z.B. Pumpspeicher, Batterien, Gaskraftwerke ...) und dass diese Steuerbarkeit für die gesicherte Funktion (→ Versorgungssicherheit) des optimierten Energiesystems essentiell ist. Daher waren im Rahmen der optimierenden Berechnung Steuerungsvariablen im siebenstelligen Bereich ebenfalls optimal zu bestimmen.
- dass Energienetze für Strom, Methan, Wasserstoff und Fernwärme eine enorme Bedeutung für die gesicherte Funktion aber auch für die Kosten des Energiesystems haben und dass Transportentfernungen auf die Netzkosten und die Netzverluste sehr hohen – und sich zwischen Energieträgern deutlich unterscheidenden – Einfluss haben. Die Netzmodellierung war daher entsprechend feingranular (rund 35 Netzvariable²⁸ je Region) und unter Berücksichtigung der Transportentfernungen zwischen den Regionen Deutschlands umzusetzen.

²⁶ Siehe Abbildung 4-4.

²⁷ Inkl. Optionen zum Import von Energie sowie zum Einsatz von Energierohstoffen (Biomassen ...).

²⁸ Als „Netzvariable“ werden in WALERIE technische Elemente eines Energienetzes bezeichnet, die gesondert unter Beachtung technischer Zusammenhänge modelliert sind, um Kapazitäten, Kosten und Netzbedarfe/-verluste der künftigen Energienetze möglichst präzise abzubilden.

- dass in der optimierenden Berechnung keine Entscheidung unabhängig von den anderen Entscheidungen getroffen werden kann. Wenn beispielsweise im optimierten Energiesystem ein bestimmter Umfang von Dachflächen für Photovoltaikanlagen eingesetzt wird, dann steht diese Dachfläche nicht mehr für Solarthermieanlagen zur Verfügung. Oder wenn eine bestimmte Menge an Biomethan in einer Region in der Prozesswärme verbraucht wird, dann steht diese selbe Menge nicht mehr für Raumwärme oder für andere Regionen zur Verfügung. Die Bestimmung aller Technologie-, Netz- und Steuerungsvariablen über alle Regionen war daher in einem einzigen Optimierungsmodell simultan durchzuführen, um die tatsächlich kostenminimale Struktur für ein klimaneutrales Deutschland zu berechnen.
- dass eine Berechnung dieser Art einen enormen Satz an Eingangsdaten benötigt: zu den künftigen Nutzenergiebedarfen²⁹ in den verschiedensten Anwendungssegmenten (Raumwärme, Mobilität ...), zu den künftigen Ressourcenpotenzialgrenzen³⁰ (Photovoltaik-Dachanlagen, Offshore-Windkraft, Biomassen ...), zur unterjährigen Produktivität dieser Ressourcen (Erzeugungsprofile), zu den künftigen Technologieparametern (Investitionskosten, Lebensdauer, Wirkungsgrad ...). Mit Ausnahme der Technologieparameter sind diese Daten je Region unterschiedlich. In Summe waren daher rd. 3 600 Datenelemente zu erheben, viele davon in Form von Zeitreihen.
- dass die Berechnung sich auf einen Zeitraum (das Zieljahr) bezieht, der weit in der Zukunft liegt. Insoweit liegen erhebliche Datenunsicherheiten in allen Datenbereichen vor. Zur Bewältigung dieser Unsicherheiten wurde eine Reihe von Techniken angewendet (siehe dazu weiter unten).

Zusammenfassend lassen sich diese Herausforderungen lose in zwei Kategorien einteilen:

1. **die datentechnische Herausforderung:** alle für die Berechnung erforderlichen Eingangsdaten belastbar zu bestimmen und die (trotzdem) verbleibende Unsicherheit dieser Daten zu bewältigen sowie
2. **die rechentechnische Herausforderung:** auf Basis der erhobenen Eingangsdaten unter all jenen künftigen Energiesystemen für Deutschland, die machbar (→ Ressourcenpotenzialgrenzen), versorgungssicher und vollständig dekarbonisiert sind, das kostengünstigste Energiesystem zu identifizieren.

Die Lösung der datentechnischen Herausforderung

Im Rahmen der Erfassung der für die Berechnung erforderlichen Eingangsdaten wurden rd. 3 600 Datenelemente erhoben bzw. auf Basis erhobener Partialdaten berechnet³¹. Die

²⁹ Z.B. ein bestimmtes Profil von benötigter „Wärme in Räumen“ oder bestimmte Fahrleistungen je Fahrzeug in einem Fahrzeugsegment.

³⁰ Der Begriff „Ressourcenpotenzialgrenze“ steht für die Obergrenze mit der eine bestimmte Ressource in einer Region genutzt werden kann, wobei diese Ressourcen (Land, Wasser) bereits entsprechend ihrer möglichen Nutzung im Energiesystem erhoben wurden (also z.B. x GW Laufwasserkraft, y GW Photovoltaik-Dachanlagen).

³¹ Z.B. Berechnung künftiger Prozesswärmebedarfe (Nutzenergie) je Cluster und Temperaturniveau im zeitlichen Verlauf unter anderem aus folgenden Partialdaten: Endenergiebedarf je Energieträger und Branche, Verteilung der Endenergiebedarfe auf Wärmebedarfe und mechanische Energie,

Erhebung stützte sich auf über 250 externe Datenquellen die von WECOM ausgewertet wurden. Weiters wurden von den Partnerunternehmen zusätzliche Informationen aus internen Datenquellen zur Verfügung gestellt, wo dies mangels (geeigneter) öffentlicher Datenverfügbarkeit erforderlich war.³²

Deutschland strebt die Klimaneutralität bereits ab 2045 an. Insoweit ist 2045 das Zieljahr für die Bestimmung des volkswirtschaftlich kostenminimalen vollständig dekarbonisierten Energiesystems. In Anbetracht dessen, dass die Kostenminimierung unter der Prämisse der nachhaltigen Fortführung der Szenarien erfolgte, war es eine projektökonomische Entscheidung, die bereits umfänglich für 2050 vorliegenden Ausgangsdatenbestände in der Berechnung zu verwenden und im Projekt zeitbezugs konsistent um die weiteren erforderlichen Eingangsdaten zu ergänzen. Die Prognosedaten zu energietechnischen Einrichtungen berücksichtigen dabei den erwarteten technischen Fortschritt (Kostendegressionen, Wirkungsgradverbesserungen) gegenüber heute. Alle monetären Daten wurden in realem Geld von „heute“³³ erfasst (und werden ebenso in diesem Dokument berichtet).

Der Prozess der Datenerhebung war über Workshops strukturiert und lief über mehrere Monate. In diesen Workshops wurden die erhobenen Daten vorgestellt und im Kreis der Expert:innen der Partnerunternehmen validiert.

Den Unsicherheiten in den erhobenen zukunftsbezogenen Daten wurde im Projekt mit zwei Techniken begegnet:

- Vor der Berechnung wurde wo immer möglich die Erhebung der Elemente der Eingangsdaten auf mehrere Datenquellen gestützt, um eine möglichst belastbare Datenbasis zu erhalten.
- Bei der Berechnung wurde eine Methodik angewendet („ResilOpt“ – siehe weiter unten), die Technologiekostenprognoserisiken (und die damit verbundenen Risikokosten) optimal berücksichtigt.

Die Lösung der rechentechnischen Herausforderung

Die rechentechnische Herausforderung besteht darin, unter den „Energiesystem-Kandidaten“ für Deutschland das für die Volkswirtschaft in Summe kostengünstigste Energiesystem zu identifizieren.

Die Menge der Energiesystem-Kandidaten umfasst dabei alle denkmöglichen Energiesysteme für Deutschland, die unter den gegebenen Eingangsdaten machbar (→ Ressourcenpotenzialgrenzen), versorgungssicher und vollständig dekarbonisiert sind.

In erster Näherung ist die rechentechnische Herausforderung damit ein „Konstruktions- und Auswahlproblem“: Konstruiere alle denkmöglichen Energiesystem-Kandidaten und wähle jenes mit den günstigsten jährlichen Kosten für Deutschland aus.

Verteilung der benötigten Temperaturniveaus je Branche, Wirkungsgrade bei der Umwandlung von End- in Nutzenergie je Energieträger, Nutzenergie-Reduktionspotentiale, räumliche Verteilung des Energiebedarfs je Kreis, Verbrauchsprofile (unterjährig) für Industrie / GHD.

³² Datenbereitstellung durch Partnerunternehmen erfolgte insbesondere im Bereich des Straßenverkehrs.

³³ D.h. ohne Verzerrungen durch rein nominelle Geldwertentwicklungen.

Die jährlichen Kosten für Deutschland setzen sich dabei insbesondere aus Anlagenkosten (Kapitalkosten (Annuitäten), Betriebskosten) für Energieinfrastruktur und Endverbrauchstechnologien sowie den Kosten für Biomassen und Importe³⁴ von Energieträgern zusammen.

Nicht gesondert zu berücksichtigen sind Preise von in Deutschland erzeugten Energieträgern (Strom, Wasserstoff ...), weil diese über die entsprechenden Anlagenkosten (sowie ggf. Import- und Rohstoffkosten) in der Kostensumme abgebildet sind.

Aufgrund der enormen Zahl an Technologie-, Netz- und Steuerungsvariablen ist die Zahl der Energiesystem-Kandidaten allerdings sprichwörtlich grenzenlos. Die tatsächliche Konstruktion und Bewertung aller Energiesystem-Kandidaten ist daher unpraktikabel, weil dies einen ebenso grenzenlosen Zeitbedarf mit sich brächte.

Die praktische Lösung der rechentechnischen Herausforderung erfolgte mittels eines mathematisch-energieökonomischen Optimierungsverfahrens. Dieses Verfahren führt zu demselben Ergebnis wie der „Konstruktions- und Auswahlansatz“ – nur viel schneller.

Konkret wurde im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ das Werkzeug WALERIE von WECOM eingesetzt. WALERIE ist das marktführende, vollständig datengetriebene System zur regionenscharfen Optimalplanung gesamter Energiesysteme.

WALERIE bildet das zu lösende energieökonomische Problem im Kern über eine massive lineare Programmierung³⁵ ab. Die zu minimierende Zielfunktion der Optimierung umfasst dabei die gesamten jährlichen Kosten des künftigen Energiesystems (siehe oben). Die Variablen (die WALERIE variieren darf / muss, um zur optimalen Lösung zu gelangen) sind alle Technologie-, Netz- und Steuerungsvariablen. Die Optimierung unterliegt einem Satz von Regeln (→ Nebenbedingungen), der sicherstellt, dass das berechnete Energiesystem alle Ressourcenpotenzialgrenzen einhält (also machbar ist), alle Energieeinsätze zu jedem Zeitpunkt deckt (also versorgungssicher ist) und kein CO₂ emittiert³⁶.

WALERIE berechnet *simultan für jede Region* des Modellierungsgebiets das gesamte jeweils optimale regionale Energiesystem sowie den jeweils optimalen Energieaustausch mit Nachbarregionen. Dieser Energieaustausch erfolgt über ebenfalls simultan optimal bestimmte Kapazitäten von Energietransportnetzen für leitungsgebundene Energieträger.³⁷ Alle Technologie-, Netz- und Steuerungsvariablen werden dabei in einer integrierten Berechnung simultan, verzerrungsfrei, ohne Nutzereingriff optimiert. Diese Gesamtoptimierung in einem gemeinsamen vollintegrierten Modell stellt sicher, dass WALERIE auf Basis des jeweiligen Eingangsdatensatzes eine *echt-kostenminimale Struktur für das Energiesystem* berechnet.

Im Ergebnis liefert WALERIE ein regionenscharfes Energiesystem (optimale Kapazitäten und Fahrweisen aller energietechnischer Anlagen entlang der Wertschöpfungskette inkl. regionaler und lokaler Netzkapazitäten und Importe) für das gesamte Modellierungsgebiet inkl. der

³⁴ Exporte waren nicht abzugrenzen, weil das optimierte Energiesystem die optimale Energiesystemstruktur zur Inlandsversorgung beschreibt.

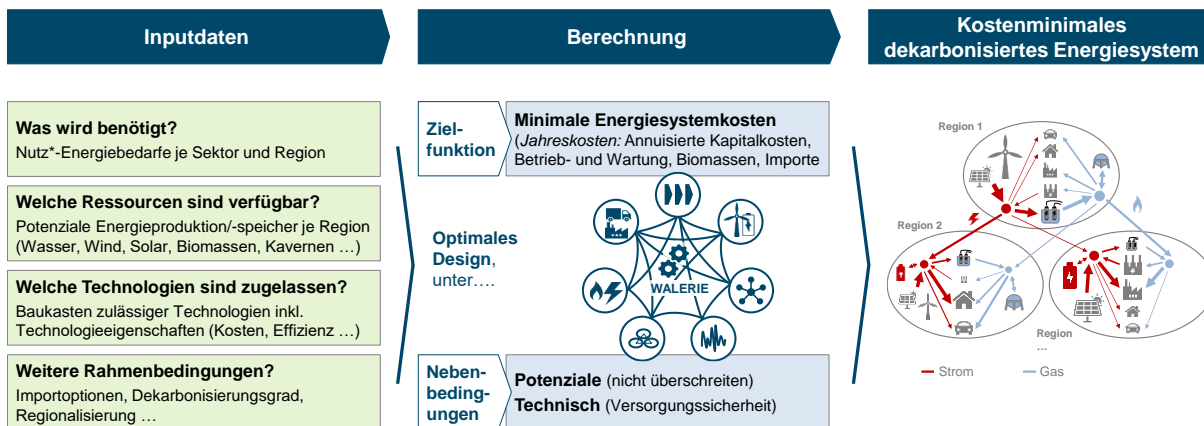
³⁵ Für die grundsätzliche Algorithmik der linearen Optimierung wird auf die Literatur verwiesen.

³⁶ Konkret erfolgte dies in den Berechnungen, indem keine Technologien zugelassen waren, die CO₂ aus fossilen Energieträgern emittieren.

³⁷ Bzw. über nicht-leitungsgebundene Logistik für Flüssigkraftstoffe und verflüssigtes Methan.

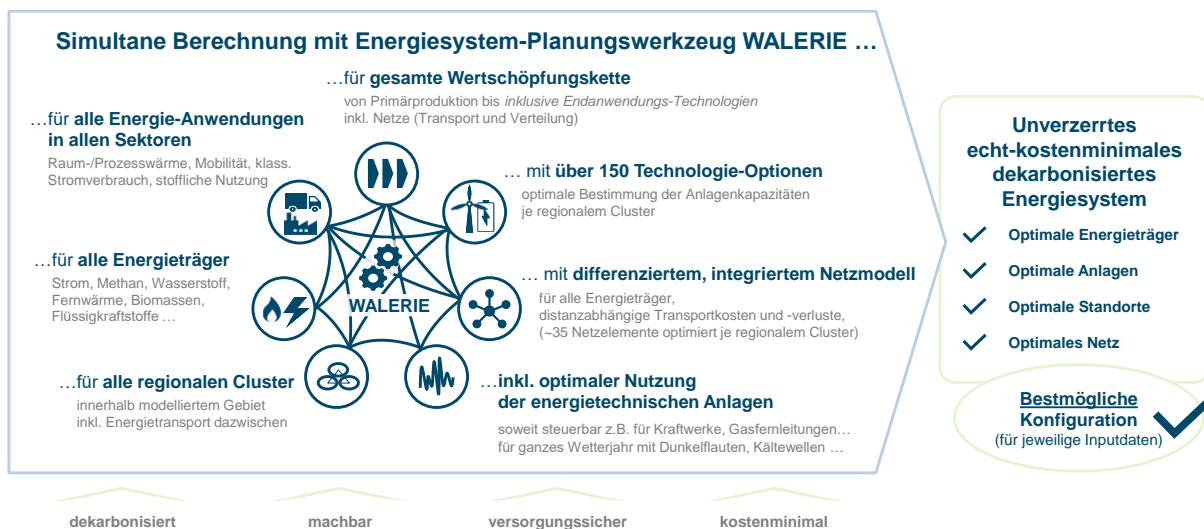
optimalen Transportnetzkapazitäten für leitungsgebundene Energieträger zwischen den Regionen.

Die folgenden Grafiken geben einen Überblick über die Funktionsweise von WALERIE.



* Den Energieverbraachern zur Verfügung stehende Energie nach der finalen Umwandlung z.B. von Gas (Endenergie) in Raumwärme (Nutzenergie)
Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Dave Gandy, Iconnice, Pixel perfect, DinosoftLabs, Ctrlstudio, Smashicons - Flaticon.com

Abbildung 4-1: Überblick optimierendes Energiesystem-Planungswerkzeug WALERIE von WECOM



Bildquellen: Icons made by DinosoftLabs, Iconnice, Ctrlstudio, Smashicons and Freepik from www.Flaticon.com

Abbildung 4-2: Simultane Berechnung in WALERIE (optimierendes Energiesystem-Planungswerkzeug)

4.3.2 Erläuterungen zu Funktionen und Einsatz des optimierenden Energiesystem-Planungswerkzeugs WALERIE im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“

In diesem Abschnitt werden weitere für die Berechnung des kostenminimalen dekarbonisierten Energiesystems Deutschlands relevante Eigenschaften von WALERIE sowie diesbezügliche Parametrierungs-Entscheidungen dargestellt.

Umfangreiches Set an Technologien

Rohstoffe Festbiomasse (Abfälle, NawaRo) Feuchtbio­masse (Abfälle, Acker, Gras) Müll CO ₂ (aus Biogas, Müllverbrennung, DAC)	Wärme <u>Raumwärme:</u> Fernwärme Nahwärme Erd-Wärmepumpe + Gas-Kessel (Methan, H ₂) Nahwärme Erd-Wärmepumpe + Wärmespeicher Nahwärme Festbiomasse-Kessel + Elektrodenkessel Nahwärme Festbiomasse-Kessel + Gas-Kessel (Methan, H ₂) Erd-Wärmepumpe (Strom, Methan, H ₂) Luft-Wärmepumpe (Strom, Methan, H ₂) Elektro-Direktheizung Gaskessel (Methan, H ₂) Hybrid: El. Luft-Wärmepumpe + Gaskessel (Methan, H ₂) dezentrale BHKW + Gaskessel (Methan, H ₂) dezentrale Brennstoffzelle + Gaskessel (H ₂) Festbiomasse-Kessel Solarthermie (in Kombination mit anderen Heizsystemen) <u>Niedertemperatur Prozesswärme:</u> Fernwärme Erd-Wärmepumpe (Strom, Methan, H ₂) Luft-Wärmepumpe (Strom, Methan, H ₂) Elektrodenkessel Gaskessel (Methan, H ₂) Hybrid: El. Luft-Wärmepumpe + Gaskessel (Methan, H ₂) dezentrale BHKW + Gaskessel (Methan, H ₂) dezentrale Brennstoffzellen + Gaskessel (H ₂) Festbiomasse-Kessel Solarthermie (in Kombination mit anderen Prozesswärmesystemen) <u>Hochtemperatur-Prozesswärme:</u> Elektrodenkessel Gaskessel (Methan, H ₂) Festbiomasse-Kessel <u>Höchsttemperatur Prozesswärme - Industrieöfen:</u> strombasiert gasbasiert (Methan, H ₂)
Importoptionen Grünes Methan grüner Wasserstoff grüne Flüssigkraftstoffe	Mobilität <u>PKW klein (kl. / gr. FL):</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>PKW mittel (kl. / gr. FL):</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>PKW groß (kl. / gr. FL):</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>Leichte Nutzfahrzeuge (kl. / gr. FL):</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>Lokaler Wirtschaftsverkehr:</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>Fernverkehr-LKW:</u> Batterie Gas (komprimiert: Methan, H ₂) Gas (verflüssigt: Methan) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>Schifffahrt:</u> Gas (liquefied: Methan) Flüssigkraftstoff <u>Nicht-elektrifizierte Bahn:</u> Gas (liquefied: Methan) H ₂ -Brennstoffzelle Flüssigkraftstoff <u>Sonstiger Non-Road-Bereich:</u> Methan H ₂ Flüssigkraftstoff
Stromproduktion Windkraft (onshore, offshore) Photovoltaik (Freifläche, Dach, Fassade) Laufwasserkraft Tiefengeothermie Gas-Turbinen-KW (Methan, H ₂) Gas-GuD-KW (Methan, H ₂) Gas-GuD-KWK (Methan, H ₂) H ₂ -Brennstoffzellen-KWK Flüssigbrennstoff-KW Festbiomasse-KWK Müll-KWK Biogasverstromung grenzüberschreitende Portfolioeffekte	WALERIE berücksichtigt zusätzlich: klassischen Stromverbrauch stoffliche Nutzung Energieträger Stahlproduktion Flugverkehr
Gas- und Flüssigkraftstoff-Produktion Elektrolyse Methanisierung (CO ₂ aus Biogas, Müllverbrennung, DAC) Power-to-Liquid (CO ₂ aus Biogas, Müllverbrennung, DAC) Biomethananlage Biogas Biomethananlage Holzgas Biowasserstoffanlage Holzgas	
Fernwärme-Produktion Erd-Wärmepumpe Flusswasser-Wärmepumpe Elektrodenkessel Gas-Kessel (Methan, H ₂) Festbiomasse-Kessel Geothermie Solarthermie Abwärme (verschiedene Quellen)	
Speicher Batterie (neu, Second-Life) Pumpspeicher-KW Speicherwasser-KW Druckluftspeicher Wärmespeicher (Kurzfrist, Langfrist) Porenspeicher (Methan) Kavernenspeicher (Methan, H ₂)	
Netze <u>Verteilnetze:</u> Strom Methan Wasserstoff Fernwärme <u>Transportnetze:</u> Strom Methan Wasserstoff	

Abkürzungen: BHKW ... Blockheizkraftwerk; DAC ... Direkt Air Capture; el. Elektrisch; GuD ... Gas und Dampf; NawaRo ... Nachwachsende Rohstoffe; kl. / gr. FL ... kleine / große Fahrleistung; KW ... Kraftwerk; KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung; PV ... Photovoltaik

Abbildung 4-3: In WALERIE abgebildete Technologie-Optionen (inkl. Energierohstoffe und Energieimporte) zur Gestaltung optimaler künftiger Energiesysteme

Für die optimale Gestaltung des Energiesystems Deutschlands stand ein sehr umfangreiches Set an „Technologie-Optionen“³⁸ zur Verfügung. Abbildung 4-3 gibt dazu einen Überblick. Jede der genannten Technologien wurde im Rahmen der Berechnungen für jede Region (bzw. im Fall von Transportnetzen zwischen Regionen) optimal dimensioniert. Dabei kann die optimale Kapazität für eine Technologie auch null betragen, wenn diese nicht Teil des optimalen Energiesystems ist. WALERIE bestimmt für jede Region, jeden Abschnitt der Wertschöpfungsstufe und jedes Nutzersegment jene Technologien, die – im jeweils bestimmten Umfang – dazu beitragen, dass die Gesamtkosten des Energiesystems minimiert werden. Bei dieser Entscheidung berücksichtigt WALERIE (am Beispiel einer Endverbraucheranlage, z.B. zur

³⁸ Energietechnische Anlagen, sowie Rohstoffe und Energieimporte; in Summe über 150.

Raumwärmeerzeugung): die Kosten der betreffenden Anlage (Kapitalkosten, Wartungskosten ...), die zur Deckung des Energiebedarfs der Anlage benötigen zusätzlichen (vergrößerten) Anlagen in der Energiewirtschaft (Primärerzeugung³⁹, ggf. Umwandlungsanlagen, Speicheranlagen, Netze), die kostensparenden Portfolioeffekte⁴⁰ (die bei der Nutzung von Anlagen der Energiewirtschaft gemeinsam mit anderen Anwendungstechnologien, die denselben Energieträger einsetzen, auftreten können), sowie – bei knappen Ressourcen – die möglichen negativen Effekte, die eine Technologie-Einsatzentscheidung in einem Nutzersegment (oder Region) in einem (einer) anderen haben kann. Letztlich ist für die Entscheidung von WALERIE relevant, welche Veränderung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten aus einer Technologieeinsatzentscheidung resultiert, wobei sich diese Veränderung aus den zahlreichen angesprochenen Einzelelementen zusammensetzt und die betragsmäßige Höhe der Einzelelemente vielfach von anderen Technologieeinsatzentscheidungen abhängt⁴¹.

Berechnung für vollständige (100%) Dekarbonisierung

Alle Berechnungen wurden auf Entscheidung der Partnerunternehmen für den Fall der vollständigen (100%) Dekarbonisierung durchgeführt; das heißt für ein bilanziell CO₂-neutrales Energiesystem. Außerdem werden nur erneuerbare Energieträger eingesetzt. Technologien zur Kohlenstoffabscheidung aus fossilen Energieträgern oder Nuklearenergie sind daher in den gewählten Szenarien unzulässig. Die Nutzung von kohlenstoffhaltigen erneuerbaren Energieträgern wie z.B. Biomassen ist hingegen erlaubt.

Minimale volkswirtschaftliche Kosten

WALERIE trifft im Rahmen der Berechnungen alle Entscheidungen (also: welche Kapazität welcher Technologie wo eingesetzt wird etc.) so, dass – unter Einhaltung aller Nebenbedingungen⁴² – die Jahreskosten des Energiesystems aus volkswirtschaftlicher Sicht („*volkswirtschaftliche Kosten*“) minimiert werden. Ergebnis ist jeweils ein Energiesystem, das die Anforderung der Dekarbonisierung – unter den gegebenen Rahmenbedingungen – zu den jeweils geringsten volkswirtschaftlichen Kosten ermöglicht („*least-cost decarbonisation*“).

Die minimierten jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten umfassen dabei die Summe aller modellierten Anlagenkosten (annuitätische Kapitalkosten⁴³ und Betriebs-/Wartungskosten) sowie die Kosten der eingesetzten Biomassen, der bezogenen Energieimporte und der Logistikkosten für nicht leitungsgebundene Energieträger. Die modellierten Anlagen umfassen alle Anlagen der Energiewirtschaft selbst (in den Wertschöpfungsstufen: Primärenergieaufbringung, Umwandlung, Speicherung, Netz) sowie alle standardisierbaren Endverbrauchereinrichtungen bei denen energieökonomische Wahlmöglichkeiten bestehen (z.B. Raumwärmeerzeuger, Antriebstechnologien Fahrzeuge; siehe dazu weiter unten). Energieökonomische

³⁹ Ggf. auch Biomasseeinsatz oder Energieimport.

⁴⁰ Maximale Nutzung zu unterschiedlichen Zeiten spart Gesamtkapazitätsbedarf.

⁴¹ Beispielsweise benötigt ein Portfolioeffekt bei der Nutzung bestimmter Anlagen mindesten zwei unterschiedliche Nutzungen.

⁴² Siehe zu Nebenbedingungen insbesondere die beiden anschließenden Punkte (Ressourcenpotenzialgrenzen, Versorgungssicherheit).

⁴³ Zinssatz im Projekt: 2% real.

Wahlmöglichkeiten meint dabei, dass die Nutzenergiebedarfe der Verbraucher⁴⁴ mit unterschiedlichen Technologien (die sich in Investitionskosten, ggf. Energieträger, Wirkungsgrad ... unterscheiden) gedeckt werden können. Sofern diese energieökonomische Wahlmöglichkeit *nicht* besteht (z.B. im Bereich des klassischen Stromverbrauchs) werden die entsprechenden Anlagenkosten auf Endverbraucherseite auch nicht modelliert (weil sie auf das Ergebnis – die optimale künftige Struktur des modellierten Energiesystems – keinen Einfluss haben). Sehr wohl wird aber der diesbezügliche Energieverbrauch je Energieträger – der von der Energiewirtschaft bereitgestellt werden muss – berücksichtigt. Soweit eine energieökonomische Wahlmöglichkeit zwar besteht, aber aus Datenverfügbarkeitsgründen nicht vollständig modelliert werden kann (z.B. im Bereich der Industrieöfen) sind die entsprechenden Anlagenkosten ebenfalls nicht Teil der Modellierung. Es erfolgt aber auch in diesen Fällen eine Energieträgerauswahlentscheidung auf Endverbraucherseite.⁴⁵ In Summe sind damit alle künftigen Energiebedarfe für alle Anwendungen vom Modell erfasst und insoweit von der berechneten Energiewirtschaft zu decken. Im Ergebnis ist damit sichergestellt, dass die für die Zukunft des deutschen Energiesystems bestehenden technischen Wahlmöglichkeiten in der Energiewirtschaft und bei Endverbrauchern in höchstmöglicher machbarer Breite im Modell abgedeckt und in der Berechnung optimal ausgeübt werden.

Einhaltung von Ressourcenpotenzialgrenzen

Die Berechnung des optimalen Energiesystems mit WALERIE hält alle relevanten Ressourcenpotenzialgrenzen ein, etwa für Windkraft- und Photovoltaikanlagen, Biomassen etc. Diese Ressourcenpotenzialgrenzen wurden im Detail aus den verfügbaren Datenquellen je regionalem Cluster erhoben. Einhaltung der Ressourcenpotenzialgrenzen bedeutet, dass WALERIE Regeln integriert hat, die sicherstellen, dass im Rahmen der Berechnung des optimalen Energiesystems jede Technologie (und jeder Rohstoff), für die eine regionale Ressourcenpotenzialgrenze besteht, nur maximal bis zum Umfang dieser Ressourcenpotenzialgrenzen Teil des berechneten Energiesystems wird. WALERIE kann dabei – wenn wirtschaftlich – eine Ressource bis zur Ressourcenpotenzialgrenze nutzen. WALERIE kann aber auch – wenn dies nicht (ganz) wirtschaftlich ist – eine Ressource nicht vollständig oder gar nicht nutzen.

Sicherstellung der Versorgungssicherheit des optimal berechneten Energiesystems

Die Berechnungen in WALERIE erfolgen für ein gesamtes Kalenderjahr; damit werden Dunkelflauten⁴⁶ und temperaturbedingte Spitzenlasten berücksichtigt sowie erforderliche Speichervolumina und -bewegungen⁴⁷ präzise bestimmt. Zudem werden alle Energiebilanzen in feiner zeitlicher Auflösung (¼-Tag⁴⁸) überprüft, u.a. um die Deckung der Energiebedarfe aus

⁴⁴ Z.B. ein bestimmtes Profil von benötigter „Wärme in Räumen“ oder bestimmte Fahrleistungen je Fahrzeug in einem Fahrzeugsegment.

⁴⁵ Siehe dazu weiter unten.

⁴⁶ Mehrere Tage umfassende Zeiträume, typisch am Beginn und Ende des Winters, mit sehr wenig Windenergie („Windflaute“) und (saisonbedingt) sehr wenig Sonneneinstrahlung. Diese Zeiträume stellen besondere Anforderungen an die Resilienz eines erneuerbaren Stromsystems mit hohen Anteilen von Wind- und Sonnenstrom in der Erzeugung.

⁴⁷ Und damit die benötigten Speicherraten.

⁴⁸ Alle Leistungsangaben zu Last- und Erzeugungszeitreihen in diesem Dokument beziehen sich insoweit auf ¼-Tages-Durchschnitte.

Erzeugungsanlagen und Speichern sowie durch Lastbeeinflussung (z.B. der Elektrolyseure oder hybrider⁴⁹ Wärmeerzeugungstechnologien, deren Steuerung ebenfalls simultan in WALTERIE optimiert wird) sicherzustellen. Zusätzlich werden die erforderlichen Netz- und Anlagenredundanzen in den Kapazitäten und Kosten des optimierten Energiesystems mitgeplant, wobei Ausfallwahrscheinlichkeiten von Anlagen je Anlagenklasse (Windkraftanlagen, Gaskraftwerke, Biogasanlagen ...) berücksichtigt werden.

Die Überprüfung der Energiebilanzen auf Basis einer ¼-Tagesstruktur ist eine modellökonomische Entscheidung. Theoretisch wäre auch eine Überprüfung auf Basis einer noch feineren Tagesstruktur möglich. Wesentliche neue Erkenntnisse zur *Struktur* des künftigen Energiesystems (welche Technologien im optimierten Energiesystem mit wesentlichen Kapazitäten auftreten) werden davon allerdings nicht erwartet. Dies ist dem Faktum geschuldet, dass bei den meisten Zeitreihentypen, die in die Berechnung eingehen, die Abweichungen zwischen einer ¼-Tagesstruktur und einer noch feineren Zeitstruktur erkennbar innerhalb der Prognoseunschärfen der Eingangsdaten liegen. Im Bereich von Wind- und Sonnenstrom können hier zeitweise auch höhere Abweichungen vorliegen. Dies ist allerdings für die hier relevante Bestimmung der optimalen Struktur des künftigen Energiesystems unkritisch. Denn das optimierte Energiesystem ist auf die Bewältigung minimaler Wind- und Sonnenstromproduktion ausgelegt. Diese ist bereits auf ¼-Tagesbasis sehr gering, stündliche Abweichungen darunter stellen keine wesentliche Zusatzanforderung dar. Umgekehrt sind auch Stundenspitzen in Profilen der Wind- und Sonnenstromerzeugung, die über die maximale Produktionsmenge binnen eines ¼-Tages hinausgehen, gering bzw. erfordern kaum zusätzliche Abregelungen. Falls kurzfristig (geringe) zusätzliche Flexibilitätsbedarfe auftreten, können diese beispielsweise durch lokale Batteriespeicher und ggf. erhöhte Stromnetzkapazitäten bewältigt werden, was Strom dann aus der volkswirtschaftlichen Betrachtung und relativ zu anderen Energieträgern etwas teurer machen würde.

Differenzierte Abbildung der Energie-Endverbraucher

Die Endverbraucher von Energie werden in WALTERIE über eine Reihe von Segmenten differenziert abgebildet: Im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurde konkret folgende Segmentierung angewendet: Raumwärme (inkl. Warmwasser), klassischer Stromverbrauch (Kraft, Licht, Telekommunikation ...⁵⁰), drei Prozesswärme-Segmente (differenziert nach Temperaturniveau), Stahlerzeugung, stoffliche Nutzung, zehn Straßenverkehrs-Segmente (sechs PKW-Segmente, vier Klassen von Straßen-Nutzfahrzeugen) sowie vier Segmente des sonstigen Verkehrs (Flugverkehr, Schifffahrt ...).

⁴⁹ Z.B. Kombinationsanlagen aus elektrischen Luft-Wärmepumpen und Gaskesseln.

⁵⁰ Im Detail umfasst der „klassische Stromverbrauch“ (a) die Stromnachfrage der Haushalte (insbesondere Beleuchtung, IKT, Kochen ...) exkl. Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser; (b) die Stromnachfrage in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (insb. Beleuchtung, Antriebe, Prozesse etc.) jeweils exkl. Bedarfe für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme; (c) den Stromverbrauch der Bahn (jedoch nicht die Stromnachfrage für den Straßenverkehr).

Optimierte Endverbraucher-Technologieentscheidung für alle standardisierten energieverbrauchenden Anlagen

Anwendungsseitig bestimmt WALERIE den optimalen Einsatzumfang (Kapazität je Technologie) für alle standardisierten Endverbrauchertechnologien in den modellierten Endverbrauchssegmenten⁵¹ (Raumwärme, Straßenverkehr ...). Das heißt WALERIE verwendet keine vorab erstellten segmentalen Einsatzprognosen von Technologien (z.B. betreffend die Anteile bestimmter Heiz- oder Antriebstechnologien). Stattdessen dimensioniert WALERIE die Kapazitäten aller im Modell abgebildeten standardisierten Endverbrauchertechnologien mit dem Ziel der Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems und unter der Nebenbedingung, dass der jeweilige Nutzenergiebedarf⁵² jederzeit gedeckt wird. Sofern bei bestimmten dieser Technologien Einsatzgrenzen bestehen (etwa aufgrund begrenzter Potenziale für den Einsatz von Erdwärmepumpen), werden diese Einsatzgrenzen WALERIE vorgegeben und WALERIE trifft dann die Entscheidung über den Technologieeinsatz bis maximal zur Einsatzgrenze frei und nach rein wirtschaftlichen Kriterien. Die in der Berechnung berücksichtigten Kosten von Endverbrauchertechnologien umfassen dabei alle wesentlichen mit dem Einsatz einer bestimmten Technologie verbundenen Kosten (also z.B. bei Raumwärmesystemen mit Verbrennungstechnologie auch die Kosten eines Abgasabzugs).

Optimierte Energieträgerentscheidung bei nicht-standardisierten energieverbrauchenden Anlagen

Im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme („Industrieöfen“) und des Non-Road-Verkehrs (Schifffahrt ...) trifft WALERIE die Einsatzentscheidung über den jeweils optimalen Energieträger unter verschiedenen Optionen.⁵³ Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Wirkungsgradunterschiede bei der Umwandlung dieser Energieträger in die jeweils benötigte Nutzenergie sowie der Kostenunterschiede betreffend die Bereitstellung der jeweils in Frage kommenden Energieträger (von den Primärproduktionsanlagen bis inkl. der Netze, siehe oben).

Anwendung eines in die Gesamtoptimierung integrierten differenzierten Netzmodells

WALERIE bildet die erforderlichen Kapazitäten der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze differenziert ab. Damit werden die mit diesen Netzen verbundenen Netzkosten und Netzbedarfe/Netzverluste („Netzparameter“) in der Berechnung realistisch berücksichtigt. Die Netzkapazitäten werden dabei simultan mit allen anderen energietechnischen Anlagen mitoptimiert, sodass im Optimierungsergebnis der Einfluss der Netzparameter auf die optimale Struktur (Auslegung) aller anderen energietechnischen Anlagen (bis hin zur Primärproduktion bzw. dem Endverbrauch) sowie deren regionale Struktur ökonomisch korrekt abgebildet ist. In anderen Worten: Netzkapazitäten und deren Netzparameter beeinflussen in WALERIE sowohl die strukturelle Zusammensetzung des Energiesystems als auch die räumliche Verteilung der Anlagenkapazitäten auf die regionalen Cluster.

⁵¹ Siehe Abbildung 4-3.

⁵² Z.B. ein bestimmtes Profil von benötigter „Wärme in Räumen“ oder bestimmte Fahrleistungen je Fahrzeug in einem Fahrzeugsegment.

⁵³ Siehe Abbildung 4-3.

Das Netzmodell umfasst dabei für alle leitungsgebundenen Energieträger (Strom, Gase, Fernwärme) Endverteilungsnetze sowie für Strom und Gase zusätzlich Netzelemente für die regionale Flächenaufschließung und den Transport von Energie zwischen regionalen Clustern. Zudem werden Anschlussleitungen für Produktions- und Speichieranlagen je Anlagentyp gesondert modelliert. Produktionsanlagen (etwa Biogasanlagen) werden dazu typisiert auf die Flächen je Region verteilt. Kapazitätsbedarfe für Gas-Verdichter, die der Einspeisung und dem Transport von Gasen dienen, werden ebenfalls mitberechnet. Zu diesem Zweck umfasst WALTERIE komplexe Algorithmen, die für jede distinkte Aufbringungs- und Verbrauchssituation die Kapazitätsbedarfe für rd. 35 Netzelemente je Region und zwischen Regionen technisch zusammenpassend unter Beachtung der energieträgerspezifischen Redundanzanforderungen bestimmen und mit entsprechenden Netzkosten (annuitätische Kapitalkosten sowie Betriebs- und Wartungskosten) bewerten. Ebenso werden die Energieflüsse über diese Netze (als Zeitreihe) berechnet und auf dieser Basis energieträgerspezifische Netzbedarfe/Netzverluste bestimmt (und gemeinsam mit allen anderen Energieverbräuchen optimal gedeckt).

Gasnetze können als Methan- oder Wasserstoffnetze in die Berechnungen eingebunden werden, d.h. die Berechnung der Gasnetzkapazitätsbedarfe im optimierten Energiesystem erfolgte für getrennte Führung von Methan und Wasserstoff.

Optimierte Abregelung von volatilen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

Alle von natürlichen Gegebenheiten abhängigen Stromerzeuger (Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser) werden in WALTERIE mit realistischen Erzeugungsprofilen eines ganzen Jahres abgebildet. Die Erzeugung dieser Anlagen wird dabei vom Optimierungsalgorithmus in WALTERIE „abgeregelt“, wenn dies volkswirtschaftlich günstiger ist als die Nutzung der Produktionsspitzen (etwa in Folge der mit der Abregelung erzielten Einsparung von Speicher- oder Netzkosten).

Abbildung Demand Side Management

WALTERIE berücksichtigt die Potenziale des „Demand Side Management“ auf vielfältige Weise. „Demand Side Management“ bezeichnet dabei die optimale Entscheidung über Art (welcher Energieträger) und/oder Zeitpunkt (wann) des Energieeinsatzes bei Anlagen, die entsprechende Möglichkeiten im Betrieb bieten. Konkret optimiert WALTERIE Art und Zeitpunkt des Energieträgereinsatzes bei allen Hybridgeräten im Endverbrauch (bestehend z.B. aus elektrischen Luft-Wärmepumpen und Gaskesseln). Hier wird zwischen Gas und Strom im Zeitablauf optimal gewählt. In analoger Weise bestimmt WALTERIE im Bereich der Fernwärme, welcher Anlagentyp zu jedem Zeitpunkt optimal im Betrieb ist (und damit welcher Energieträger genutzt wird). Nicht zuletzt optimiert WALTERIE auch den verschiebbaren Anteil der Ladelast batterieelektrischer Fahrzeuge. Die optimalen Entscheidungen des Demand Side Managements werden simultan im Rahmen der Berechnung der optimalen Struktur des Energiesystems getroffen.⁵⁴ Damit werden die spezifischen Vorteile von Demand Side Management fähigen Anlagen (z.B. im Bereich der Einsparung von Netzkapazitäten oder von Kapazitäten des Strom-Backup

⁵⁴ Wie auch alle anderen Steuerungsentscheidungen (z.B. Kraftwerks- oder Speichereinsatz).

Systems) im Hinblick auf die Erzielung minimaler volkswirtschaftlicher Gesamtkosten bei der Bestimmung der Struktur des Energiesystems korrekt reflektiert.

Berechnung unter der Prämisse der Neuerrichtung des optimalen künftigen Energiesystems

Bei langlebigen energietechnischen Anlagen könnte berücksichtigt werden, dass diese für ihre Restlebensdauer der Volkswirtschaft ohne erneute Aufwendung von Investitionskosten zur Verfügung stehen.⁵⁵ Dies würde in Konsequenz aber zu einer entsprechend zeitlich eingeschränkten Gültigkeit der Berechnungsergebnisse führen.

Die Berechnungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurden unter der Prämisse der Neuerrichtung (und regelmäßigen⁵⁶ Erneuerung) aller energietechnischen Anlagen parametrisiert ("Greenfield-Ansatz").⁵⁷ So resultiert ein Energiesystem das langfristig richtungsweisend ist, weil es auch über die Restlebensdauer heute bestehender langlebiger energietechnischer Anlagen hinaus Gültigkeit hat.⁵⁸ Auf dem Weg zur Realisierung des so berechneten Energiesystems können bestehende langlebige Anlagen natürlich weiterhin genutzt werden, solange dies wirtschaftlich ist.

Berücksichtigung von Prognoserisiken betreffend künftiger Kostenparameter

Die Berechnungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurden unter Einsatz der in WALERIE integrierten Funktion ResilOpt (Resilient Optimisation) durchgeführt. ResilOpt berücksichtigt, dass langfristige Vorhersagen von Technologiekosten unvermeidbar risikobehaftet sind und dass mit diesen Risiken Kosten für die Volkswirtschaft verbunden sind. Diese sind umso höher, je stärker die Volkswirtschaft auf einzelne Technologien setzt, die ein hohes Kostenrisiko aufweisen. Als risikotreibend wird dabei erfasst, dass aus heutiger Sicht für die Zukunft erwartete Kostendegressionen (z.B. betreffend Elektrolyseanlagen) mit gewissen Wahrscheinlichkeiten *nicht* eintreten könnten und insofern der Volkswirtschaft Kosten für das Energiesystem erwachsen können, die höher sind als heute erwartet wird. Neuartige Technologien, deren prognostizierte künftige Kosten stark unter den heute für diese Technologien realisierbaren Kosten liegen, weisen dabei ein höheres Risiko auf als heute bereits etablierte Technologien.

Zur ökonomisch optimalen Bewältigung dieser Risiken minimiert ResilOpt daher die Gesamtsumme der erwarteten Kosten für Anlagen, Rohstoffe und Energieimporte und den entsprechenden Risikokosten.⁵⁹ Im Ergebnis ist – wie man es auch aus der Finanztheorie⁶⁰ kennt –

⁵⁵ In diesem Fall werden für die bestehenden Kapazitäten langlebiger Anlagen nur Betriebs- und Wartungskosten angesetzt und das Auftreten dieser Anlagen im berechneten Energiesystem wird entsprechend begünstigt.

⁵⁶ Nach Ablauf der jeweiligen Nutzungsdauer.

⁵⁷ In diesem Fall werden für alle Anlagentypen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten angesetzt.

⁵⁸ Solange keine wesentlichen technologischen Neuerungen auftreten und sich sonstige wesentliche Rahmenbedingungen (etwa Potenziale für die regionale Produktion erneuerbarer Energieträger) nicht wesentlich ändern.

⁵⁹ Der Begriff „wirtschaftlich“ umfasst im Kontext dieses Studienberichts daher auch immer die Berücksichtigung von Risikokosten.

⁶⁰ Optimale Diversifikation eines Anlageportfolios unter Ertrags- und Risikogesichtspunkten.

das mit ResilOpt berechnete optimale Energiesystem stärker technologisch diversifiziert, als dies aus einer klassischen Minimierung (nur) der erwarteten Kosten resultiert. ResilOpt und das mit ResilOpt berechnete ökonomisch optimal ausgewogene Technologieportfolio für das künftige Energiesystem ermöglichen zusätzlich ein verbessertes⁶¹ Evolutionsverhalten der Energiesystemstruktur bei im Laufe der Jahre bis zum Erreichen der Dekarbonisierung schwankenden Prognosen für Technologiekosten.

Berücksichtigung von Energieimporten und internationale Integration

Die Modellierung von Außenbeziehungen des Energiesystems erfolgt in WALERIE auf strikt ökonomischer Basis. Das Modell kann dabei – wenn es günstiger oder (wegen Knappheit) unumgänglich ist – aus einer Reihe von Importoptionen wählen. Im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ umfassten diese Optionen den Import⁶² von grünem Methan, grünem Wasserstoff und grünen Flüssigkraftstoffen aus außer-europäischen Quellen. Dies unter der Annahme, dass sich ein entsprechender globaler Markt für diese Energieträger entwickeln wird, der günstige Bedingungen (Flächenverfügbarkeit, Sonneneinstrahlung ...) außerhalb Europas zur Produktion exportfähiger Mengen nutzt.

Nicht umfasst in der Modellierung war hingegen die Option des Netto-Imports von Strom. Dies basiert auf der Erkenntnis, dass – wenn ganz Europa wie beabsichtigt die Dekarbonisierung umsetzt – kein Nachbarland Deutschlands exportfähige Netto-Strom-Überschüsse bei erneuerbarem Strom erzielen wird. Die natürlichen Ressourcen, die für die Erzeugung erneuerbaren Stroms verfügbar sind, sind anderenorts – wie in Deutschland – begrenzt und werden absehbar zur Deckung der jeweiligen Inlandsbedarfe benötigt.

Sehr wohl umfasst in der Modellierung mit WALERIE ist die Option des wechselseitigen Stromaustausches mit Nachbarländern, um etwaige wirtschaftlich nutzbare Portfolioeffekte bei der Produktion erneuerbaren Stroms aus Wind- und Sonnenkraft zu identifizieren. Die Grundidee dabei ist, dass die fluktuierende Erzeugung dieser Energieträger ggf. durch grenzüberschreitenden Stromaustausch so ausgeglichen werden kann, dass beide Seiten davon profitieren. Der Nutzen dieser grenzüberschreitenden Portfolioeffekte bei der Wind- und Sonnenstromproduktion liegt dann in der Einsparung von Kosten für das Strom-Backup System auf beiden Seiten (Speicher, steuerbare Kraftwerke). Die Kosten für die praktische Nutzung dieses Portfolioeffekts im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit sind die Kosten der jeweiligen grenzquerenden Leitung.

Zusätzlich wurde für die Berechnungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ die Nutzung bestimmter Pumpspeicherpotenziale in Österreich, der Schweiz, Luxemburg und Norwegen zugelassen. Das diesbezüglich modellierte Potenzial umfasst bereits heute direkt an Deutschland angeschlossene Pumpspeicher im Ausland sowie eine Abschätzung zusätzlicher für Deutschland nutzbarer europäischer Pumpspeicherpotenziale.

Flexibilitätsdienstleistungen Deutschlands für das europäische Ausland (z.B. Nutzung von Gasspeichern) oder reine Transite von Energie durch Deutschlands wurden mangels

⁶¹ Gegenüber einer Optimierung ohne Berücksichtigung des Kostenrisikos.

⁶² Bandförmig.

Information über den künftigen diesbezüglichen Bedarf der Nachbarländer in einem dekarbonisierten Europa nicht modelliert (weder betreffend Energieflüsse, noch betreffend Netzbedarfe).

Modellierung von 18 regionalen Clustern

WALERIE berechnet das optimale Energiesystem simultan je Teilgebiet des modellierten Gebiets (Land, Ländergruppe ...). Im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“ wurde das modellierte Gebiet Deutschlands in 18 regionale Cluster unterteilt. Ein Cluster entspricht dabei einem Bundesland, einem Teilgebiet eines Bundeslandes oder einer Zusammenfassung von zwei Bundesländern. Zwischen diesen Clustern wurden 35 Verbindungsstrecken für Energietransportnetze (Strom, Methan und Wasserstoff) definiert, die vom Optimierungsalgorithmus in WALERIE optimal dimensioniert (ggf. auch auf Kapazität „null“) und genutzt werden.

Abbildung 4-4 zeigt die entsprechenden regionalen Cluster. Der Begriff „Region“ wird in diesem Studienbericht auch abkürzend für „regionaler Cluster“ verwendet.

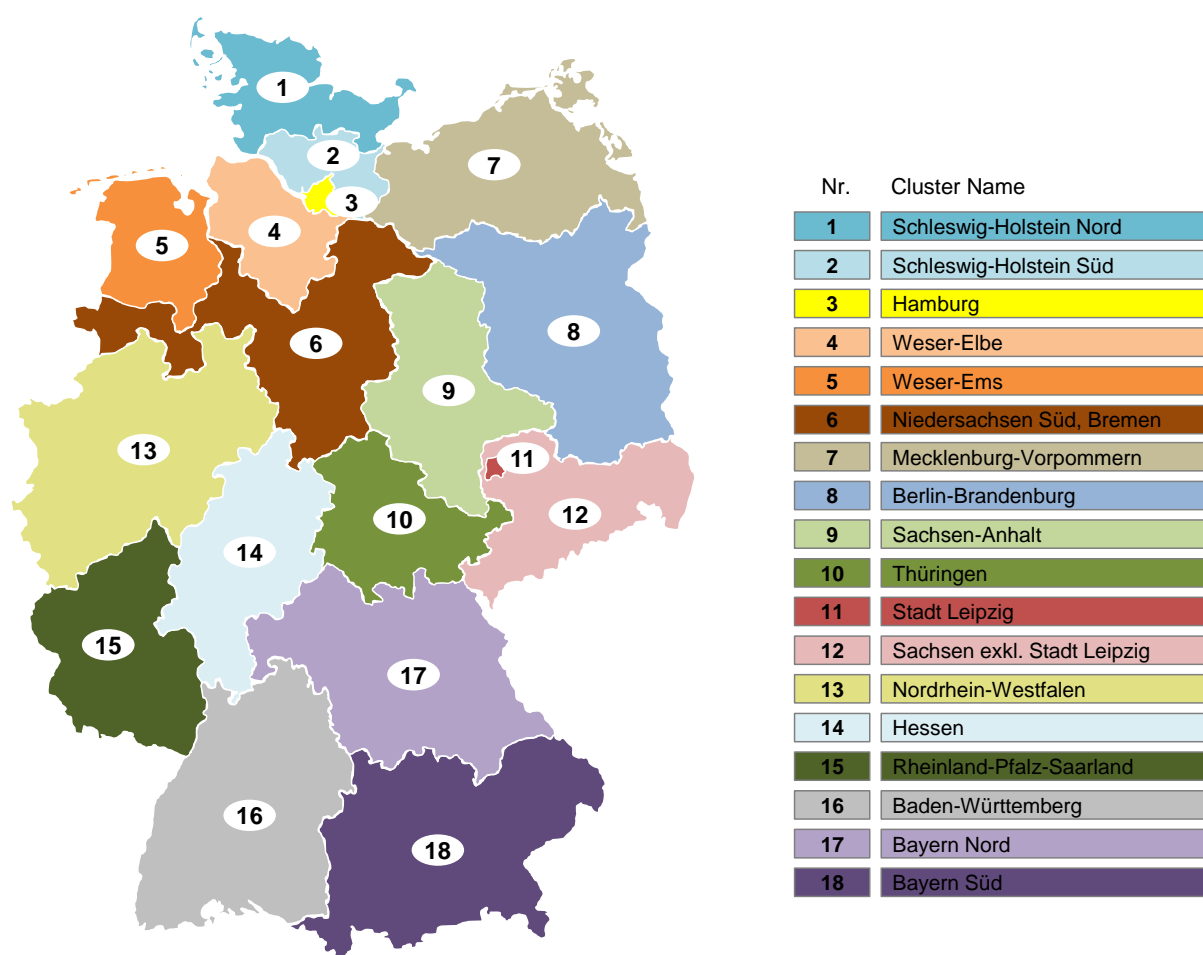


Abbildung 4-4: Definition regionaler Cluster im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung – Deutschlands Energiesystem der Zukunft“

5 SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“ – DEKARBONISIERTES OPTIMIERTES ENERGIESYSTEM FÜR DEUTSCHLAND

5.1 DEFINITION SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

Für das Szenario „Technologieoffen“ stand dem Optimierungswerkezeug WALERIE ein sehr umfangreiches Set an „Technologie-Optionen“⁶³ für die kostenminimale Gestaltung des Energiesystems in Deutschland zur Verfügung (siehe dazu Abbildung 4-3).

Jede der genannten Technologien⁶³ wurde im Rahmen der Berechnungen für jede Region (bzw. im Fall von Transportnetzen zwischen Regionen) optimal dimensioniert. Dabei kann die optimale Kapazität für eine Technologie auch null betragen, wenn diese nicht Teil des optimalen Energiesystems ist.

Weiters wurden für alle Rahmenparameter (Kosten, Nutzenergiebedarfe, Potenziale, Effizienzen ...) die aus heutiger Sicht bestmöglich verfügbaren und realistischen Datenprognosen angesetzt. Dazu wurden die rd. 3 600 erforderlichen Datenpunkte in der Projektgruppe detailliert abgestimmt.

Das Szenario „Technologieoffen“ stellt daher den Ausgangspunkt für alle weiteren Berechnungen dar: im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ wird der Einsatz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren gesperrt (siehe Abschnitt 6); im Szenario „Technologieoffen – maximales Windstrompotenzial“ werden die Effekte eines deutlich höheren Stromangebots analysiert (siehe Abschnitt 7).

5.2 ÜBERBLICK ERGEBNISSE ZU SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

Optimiertes technologieoffenes Energiesystem nutzt breiten Technologie- und Energieträgermix für kostengünstigste Dekarbonisierung Deutschlands

Das optimierte Energiesystem ist durch vielfältigen Technologie- und Energieträgereinsatz entlang der Wertschöpfungskette gekennzeichnet.

Primärenergie wird in Deutschland vor allem aus Windkraft, Solarenergie und Biomassen aufgebracht bzw. in Form erneuerbarer Gase und Flüssigkraftstoffe importiert. Der Anteil der inländischen Primärenergieaufbringung ist dabei mit rund drei Viertel in etwa dreimal so hoch wie heute.

Im Umwandlungssektor wird ein breites Spektrum von Gas- und Stromtechnologien zur Produktion von Wasserstoff, Methan, Strom und Fernwärme eingesetzt.

Zur Energiespeicherung werden Gasspeicher (Wasserstoff und Methan), Stromspeicher (Batterien, Wasserspeicher, Druckluftspeicher) und Wärmespeicher in wesentlichem Umfang – aber mit deutlich unterschiedlichen Rollen (Langfrist- vs. Kurzfristspeicher) eingesetzt.

⁶³ Energietechnische Anlagen, sowie Rohstoffe und Energieimporte; in Summe über 150.

Der Vielfalt der Energieträger auf der Primär- und Umwandlungsstufe entsprechend ist die Netzlandschaft ebenfalls stark diversifiziert, mit wesentlichen Aufgaben für Methan- Wasserstoff- und Stromnetze auf allen Netzebenen und zusätzlich Fernwärmeendverteilnetzen.

Wesentliche Technologiediversifikation (Strom-, Gas-, Festbiomassetechnologien, Fernwärme) liegt auch im Bereich der Endverbrauchstechnologien vor, sowohl im Verkehr als auch in der Raum- und Prozesswärme.

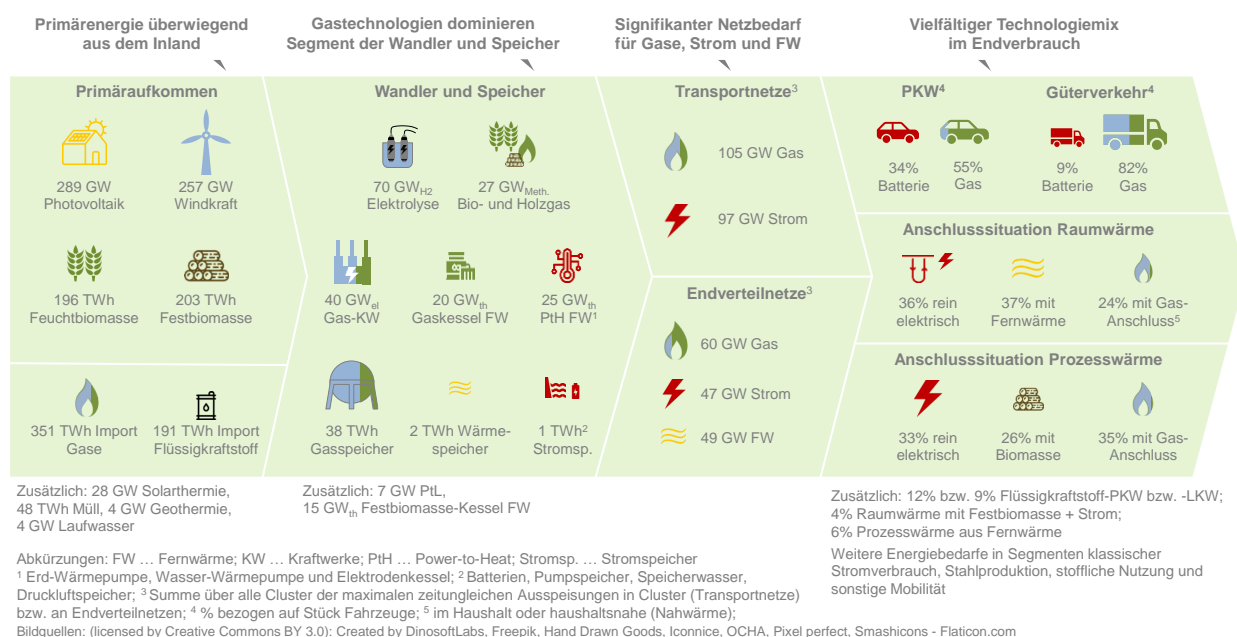


Abbildung 5-1: Überblick Aufbau optimiertes Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im Ergebnis leisten im durchoptimierten vollständig dekarbonisierten Energiesystem zahlreiche Technologien aus den Bereichen Strom, grüne Gase, Fernwärme und Biomassen spezifische Beiträge zur nachhaltig kostengünstigsten, versorgungssicheren und machbaren Dekarbonisierung Deutschlands.

Im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“ wird bei Primärenergie und im Endverbrauch ein breiter Energieträgermix eingesetzt; Deutschland erzeugt rund drei Viertel der Primärenergie im Inland

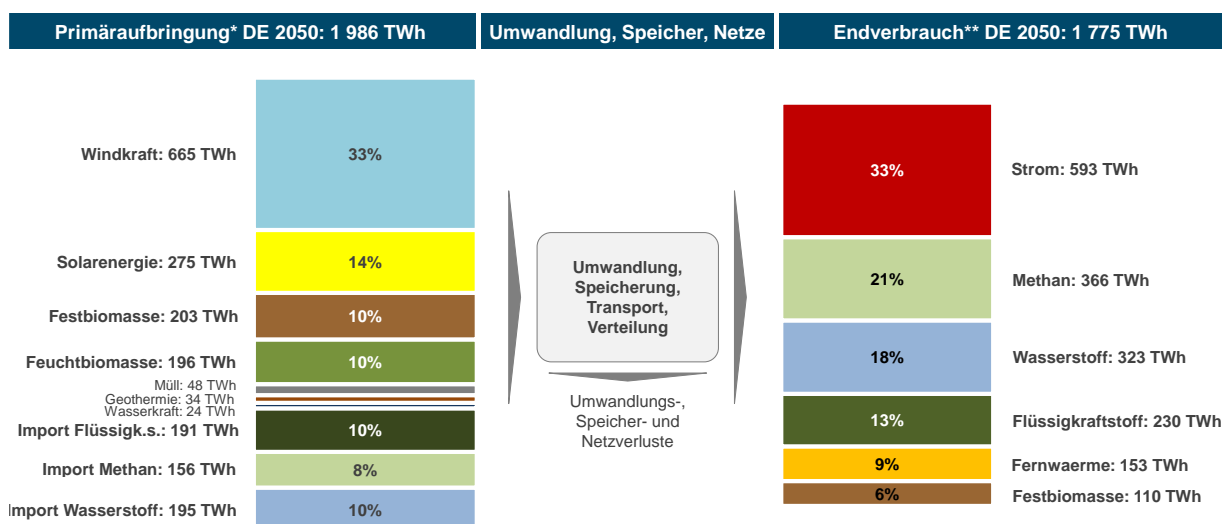
Deutschland nutzt im optimierten Energiesystem 1 986 TWh an Primärenergie⁶⁴. Die Energieversorgung stützt sich dabei zu wesentlichen Teilen auf inländische Erzeugung. 73% der Primärenergie werden im Inland aufgebracht, davon der Großteil aus Windkraft (33% der gesamten Primärenergie), Solarenergie⁶⁵ (14%) und Biomassen (Fest- und Feuchtbioenergie jeweils 10%). Weitere inländische Primärenergie wird durch Müll, Geothermie und Wasserkraft bereitgestellt.

Die übrige Primärenergie (27%) wird importiert. Bei den Importen handelt es sich ausschließlich um erneuerbare Energien, im Detail um grünen Wasserstoff (10% der Primärenergie),

⁶⁴ Exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie (230 TWh); nach Einspeiseverlusten.
⁶⁵ Photovoltaik und Solarthermie

grüne (synthetische) Flüssigkraftstoffe (10%) und grünes (synthetisches) Methan (8%). Diese beträchtliche Menge an grünen Importen setzt voraus, dass sich ein entsprechender Weltmarkt etabliert.

Dennoch sinkt die Importabhängigkeit gegenüber heute deutlich, um den Faktor 3. Heute werden mehr fossile Energieträger importiert, als künftig in Summe an Primärenergie benötigt werden und beispielsweise erst rund 180 TWh Wind- und Solarenergie bereitgestellt. Der hohe Anteil fossiler Energieträger heute führt auch zu hohen Umwandlungsverlusten im System: rund 700 TWh Kohle, Erdgas, etc. werden heute in Heiz-/Kraftwerken mit hohen Verlusten eingesetzt. Im künftigen dekarbonisierten Energiesystem wird Energie in überwiegendem Umfang bereits in der Form aufgebracht in der sie benötigt wird (z.B. direkt als erneuerbarer Strom). Aus diesem Grund, sowie aufgrund des sinkenden Endverbrauchs (siehe Folgeabsatz) kann der Primärenergiebedarf im Szenario „Technologieoffen“ um rund 40% gegenüber heute reduziert werden.



Abkürzungen: Flüssigk.s. ... Flüssigkraftstoff; Import ... Importe erneuerbarer Energieträger;
* Primäraufbringung Energieträger, d.h. exkl. Umgebungswärme und dezentrale Solarthermie (230 TWh); nach Einspeiseverlusten;
** Endverbrauch Energieträger, d.h. exkl. Umgebungswärme und dezentrale Solarthermie (186 TWh)

Abbildung 5-2: Primärenergie und Endverbrauch von Energie im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Nach Umwandlung, Speicherung, Transport und Verteilung stehen im optimierten dekarbonisierten Energiesystem 1 775 TWh⁶⁶ für den Endverbrauch zur Verfügung. Die relativ geringen Nettoverluste in der Energiewirtschaft sind neben der steigenden Direktnutzung von Primärenergien unter anderem auch auf den Einsatz von Wärmepumpen in der Fernwärmeerzeugung (mit einem Wirkungsgrad von >100%⁶⁷) zurückzuführen.

Der Endverbrauch erfolgt im optimierten Energiesystem in Form eines breiten Energiemix. Strom deckt dabei ein Drittel, grüne Gase gemeinsam fast 40% des Endverbrauchs ab (grünes

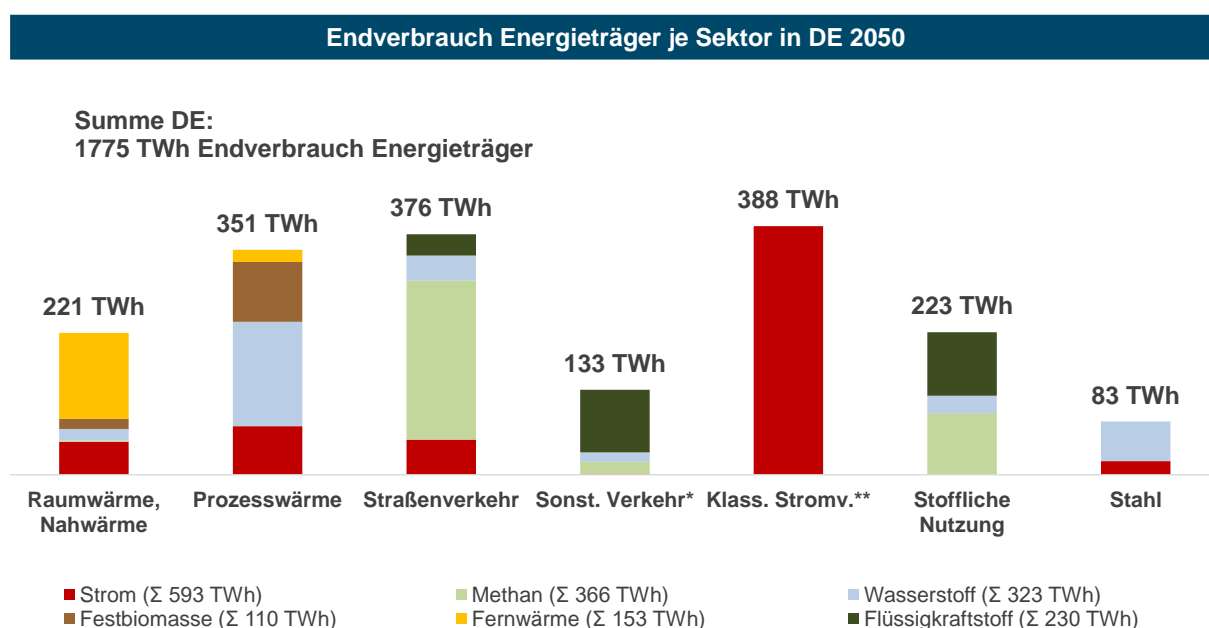
⁶⁶ Exkl. Umgebungswärme in dezentralen Wärmepumpen und dezentraler Solarthermie (186 TWh); Summe energetischer und nicht-energetischer Endverbrauch je Energieträger

⁶⁷ Wirkungsgrade >100% sind hier rechnerisch möglich, da Umgebungswärme nicht als Primärenergieträger im engeren Sinne gezählt wird.

Methan: 21%, grüner Wasserstoff: 18%). Synthetische Flüssigkraftstoffe (13%), Fernwärme (9%) und Festbiomasse (6%) stellen die übrige Endenergie bereit.

Im Vergleich zu heute steigt insbesondere die Bedeutung von Strom (rund +90 TWh), Gasen (rund +50 TWh) und Fernwärme (rund +40 TWh). Der Endverbrauch von Flüssigkraftstoffen hingegen sinkt stark (rund -960 TWh). Die Summen-Einsparung im Endenergiebedarf von rund einem Drittel gegenüber heute werden einerseits durch Nutzenergieerduktionen (z.B. bessere thermische Isolierung bei Gebäuden) und andererseits durch effizientere Endverbrauchstechnologien (z.B. Wärmepumpen in der Raumwärme) ermöglicht.

Im optimierten Energiesystem ist der Endverbrauch von Energieträgern in allen Verbrauchssektoren deutlich diversifiziert; keine durchgehende Elektrifizierung



* sonstiger Verkehr: Flugverkehr, Schifffahrt, nicht-elektrifizierte Bahn, Traktoren, Motorräder ...;

** „Klassische Stromverbrauch“: (a) die Stromnachfrage der Haushalte (insbesondere Beleuchtung, IKT, Kochen ...) exkl. Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser und (b) die Stromnachfrage in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (insb. Beleuchtung, Antriebe, Prozesse etc.) jeweils exkl. Bedarfe für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme sowie (c) den Stromverbrauch der Bahn (jedoch nicht die Stromnachfrage für den Straßenverkehr)

Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch je Sektor und Energieträger im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Der Endverbrauch von Energie ist im optimierten Energiesystem (so wie heute) stark diversifiziert. Alle Verbrauchssektoren⁶⁸ stützen sich auf mindestens zwei wesentliche Energieträger. Endverbrauch von Strom erfolgt dabei vor allem im Rahmen bereits heute etablierter Stromanwendungen („klassischer Stromverbrauch“⁶⁹), aber auch in wesentlichem Umfang in

⁶⁸ Mit Ausnahme von Sektoren, für die die Nutzung eines einzigen Energieträgers als Dateninput festgelegt war (z.B. klassischer Stromverbrauch, der definitionsgemäß nur Strom umfasst).

⁶⁹ Im Detail umfasst der „klassische Stromverbrauch“ (a) die Stromnachfrage der Haushalte (insbesondere Beleuchtung, IKT, Kochen ...) exkl. Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser; (b) die Stromnachfrage in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (insb. Beleuchtung, Antriebe,

„neu(er)en“ Anwendungen im Bereich der Erzeugung von Raum- und Prozesswärme, sowie im Straßenverkehr.

Fernwärme wird überwiegend im Bereich der Raumwärme und nur untergeordnet im Bereich der Prozesswärme eingesetzt.

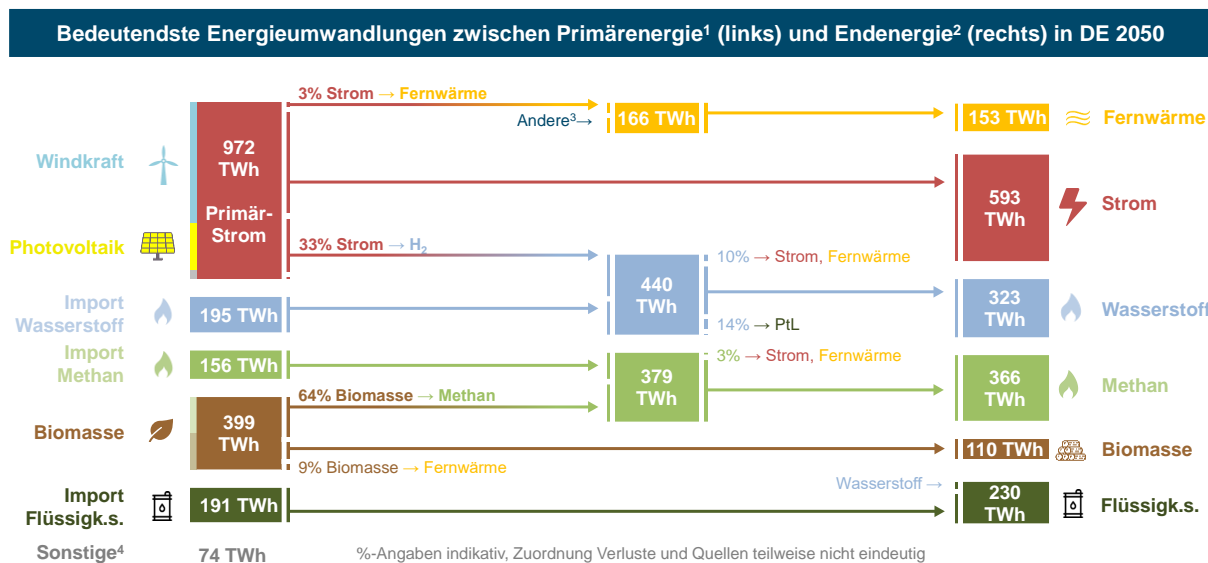
Festbiomasse findet im Endverbrauch überwiegend zur Erzeugung von (Hochtemperatur-) Prozesswärme Einsatz. Ein kleinerer Teil der Festbiomasse im Endverbrauch wird in der Raumwärme (dezentrale Nahwärme) eingesetzt.

Die größten Mengen an Methan (erneuerbarer Herkunft) werden im Straßenverkehr und der stofflichen Nutzung eingesetzt.

Wasserstoff (ebenfalls erneuerbarer Herkunft) trägt in zahlreichen Endverbrauchssegmenten zur kostenoptimalen Dekarbonisierung bei – von der Raum/Nah- und Prozesswärme und bis hin zur Straßenmobilität, sonstigem Verkehr⁷⁰, stofflicher Nutzung sowie auch zu wesentlichen Teilen in der Stahlproduktion.

Synthetische Flüssigkraftstoffe werden insbesondere für den Flugverkehr und die stoffliche Nutzung benötigt aber auch zu kleineren Teilen für den Straßenverkehr verwendet.

Im optimierten Energiesystem finden die bedeutendsten Energieumwandlungen von Strom zu Wasserstoff und von Biomasse zu Methan statt



Abkürzungen: Flüssigk.s. ... synthetische Flüssigkraftstoffe; PtL ... Power-to-Liquid (Prozess: H₂ → Flüssigkraftstoff)

¹ exkl. Umgebungswärme und dezentrale Solarthermie (230 TWh), nach Einspeiseverlusten;

² exkl. Umgebungswärme und dezentrale Solarthermie (186 TWh)

³ Wasserstoff, Methan, Geothermie, Festbiomasse, Solarthermie, Abwärme; ⁴ Solarthermie, Müll, Geothermie;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): DinosoftLabs, Freepik, Hand Drawn Goods, Iconnice, Smashicons - Flaticon.com

Abbildung 5-4: Bedeutendste Energieumwandlungen im optimierten Energiesystem des Szenarios "Technologieoffen"

Prozesse etc.) jeweils exkl. Bedarfe für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme; (c) den Stromverbrauch der Bahn (jedoch nicht die Stromnachfrage für den Straßenverkehr).

⁷⁰ Wasserstoff für nicht elektrifizierte Bahn (mit Brennstoffzellen-Antrieb).

Primärstrom wird zum größten Teil direkt (ggf. mit Zwischenspeicherung) im Endverbrauch eingesetzt. Ein wesentlicher Anteil von einem Drittel des Primärstroms wird in Elektrolysen eingesetzt und erzeugt mehr als die Hälfte der Wasserstoffmenge im System. Der übrige erneuerbare Wasserstoff wird importiert. Nur 3% des Primärstroms werden zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt – produzieren dabei (unter Nutzung von Umgebungswärme) aber rund 40% der Fernwärmemenge im System.

Der grüne Wasserstoff im System (erzeugt in inländischen Elektrolysen oder aus dem Ausland importiert) wird zum größten Teil direkt (ggf. mit Zwischenspeicherung) im Endverbrauch eingesetzt. 10% des Wasserstoffs fließen in die Verstromung in Wasserstoff-Kraftwerken, die eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit des Stromsystems einnehmen. Weitere 14% werden für inländische Power-to-Liquid⁷¹ Anlagen verwendet um synthetischen Flüssigkraftstoff zu erzeugen, der für stoffliche Nutzung in der Industrie, den Flugverkehr und zu kleineren Teilen auch im Straßenverkehr benötigt wird.

Neben der Erzeugung von Wasserstoff aus Strom ist im optimierten dekarbonisierten System auch die Umwandlung von Biomassen zu Methan bedeutend. Feucht- und Festbiomassen werden in Biogas- bzw. Holzgasanlagen zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist. Dieses heimische Biomethan kann rund 60% des Methanbedarfs decken, das übrige erneuerbare Methan wird importiert. Grünes Methan wird überwiegend im Endverbrauch eingesetzt, lediglich 3% werden in Backup-Kapazitäten der Strom- und Fernwärmeversorgung genutzt.

Im Vergleich zu heute kehren sich die Rollen von Strom und Gasen im Umwandlungssektor beinahe um. Heute wird Strom überwiegend direkt im Endverbrauch eingesetzt und Erdgas zu rund 20% zur Stromproduktion genutzt. Im optimierten dekarbonisierten Energiesystem wird jedoch lediglich 6%⁷² des Gases verstromt und Strom zu einem Drittel zur Erzeugung von Gas (Wasserstoff) eingesetzt.

Das optimierte Energiesystem für Deutschland kostet rd. 214 Mrd. EUR pro Jahr

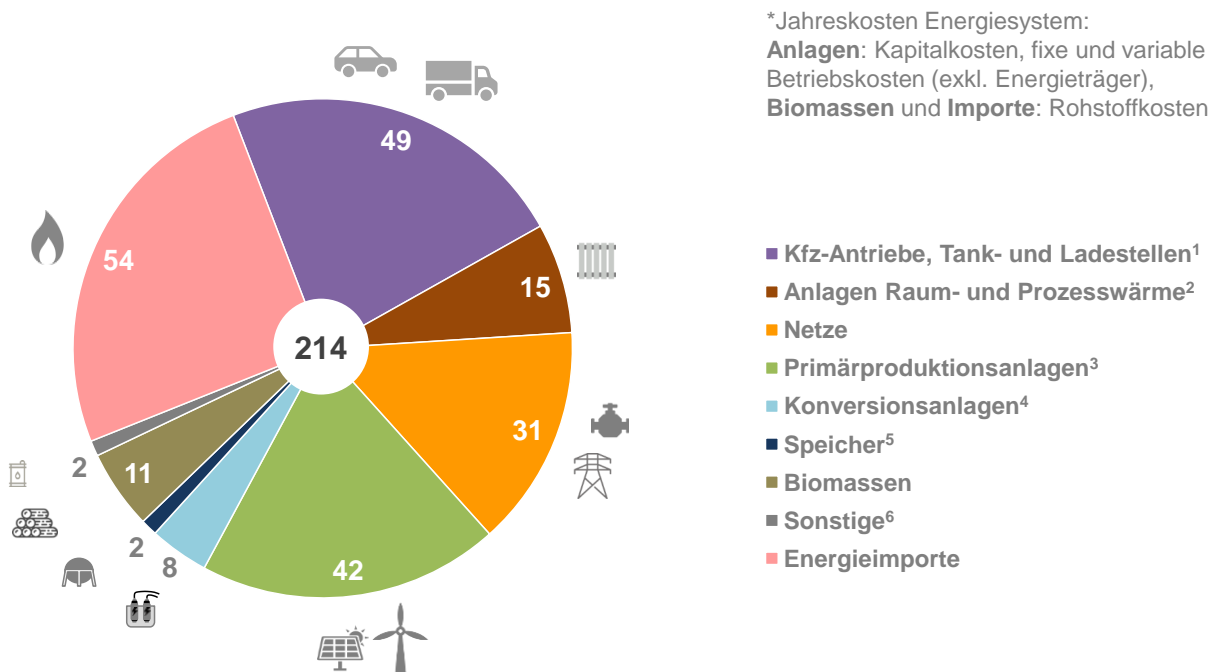
Das optimierte, also unter den Rahmenbedingungen im Szenario „Technologieoffen“ kostengünstigste dekarbonisierte Energiesystem Deutschlands kostet rund 214 Mrd. EUR⁷³ pro Jahr. Große Teile der volkswirtschaftlichen Kosten entfallen dabei auf Primärproduktionsanlagen, Importe grüner Energien, Fahrzeug-Antriebe und Netze.

⁷¹ Prozess H_2 und $CO_2 \rightarrow$ Flüssigkraftstoff.

⁷² Zuordnung des Gaseinsatzes in KWK-Anlagen zu „Verstromung“ nach Finnischer Methode.

⁷³ Kosten für Anlagen der Energiewirtschaft (Erzeugung / Umwandlung / Speicherung / Netze), Kosten für Endverbrauchsanlagen in Straßenverkehr, Raumwärme und Prozesswärme exkl. nicht-standardisierbarer Industrieöfen (jeweils Kapitalkosten und fixe und variable Betriebskosten), Kosten für energetisch genutzte Biomassen und Importe (Rohstoffkosten), Logistikkosten Flüssigkraftstoffe / LNG, Kompensationskosten Methanschluß.

Jahreskosten Energiesystem* [Mrd. EUR/a]



¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc.);

² inkl. Nahwärmanlagen/-netze, exkl. Industrieöfen; ³ inkl. Speicherwasserkraft und Biomethananlagen;

⁴ inkl. Fernwärmanlagen, exkl. Biomethananlagen; ⁵ exkl. Speicherwasserkraft;

⁶ Logistikkosten Flüssigkraftstoffe / Flüssiggas, Kompensationskosten Methanschluß;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, DinosoftLabs, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 5-5: Jahreskosten des optimierten Energiesystems des Szenarios „Technologieoffen“

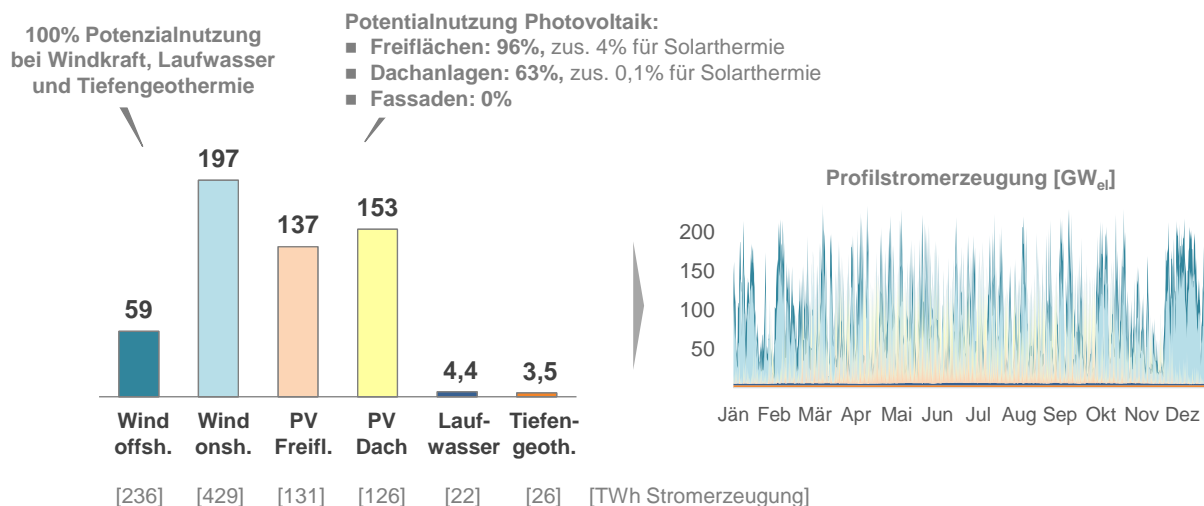
5.3 KAPAZITÄTEN ENERGIETECHNISCHER ANLAGEN UND ROHSTOFFNUTZUNGEN IM SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

5.3.1 Kapazitäten Energiewirtschaft

5.3.1.1 Nicht steuerbare Stromerzeugung (Profilstrom)

Im optimierten Energiesystem nutzt Deutschland die Potenziale zur inländischen Stromerzeugung aus Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Tiefengeothermie stark aus und produziert damit zwischen 12 und 236 GW Primärstrom

Kapazitäten Profilstromerzeugung in DE 2050 [GW_{el}]



Abkürzungen: Freifl. ... Freiflächen; PV ... Photovoltaik; offsh. ... offshore; onsh. ... onshore; Tiefengeoth. ... Tiefengeothermie

Abbildung 5-6: Profilstromerzeugung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Rund die Hälfte des gesamten Primärenergiebedarfs⁷⁴ wird im optimierten Energiesystem durch die Erzeugung erneuerbaren Stroms gedeckt. Dies erfolgt bilanziell vollständig im Inland unter starker Auslastung der modellierten Potenziale.

Der größte Anteil erneuerbaren Stroms wird aus Windkraft erzeugt: 197 GW Onshore Anlagen und 59 GW Wind Offshore Anlagen erzeugen gemeinsam 665 TWh Primärstrom. Die entsprechenden Potenziale werden dabei vollständig genutzt.

An zweiter Stelle folgen Photovoltaik Anlagen mit 257 TWh Stromerzeugung aus 137 GW Freiflächen- und 153 GW Dach-Anlagen. Die Potenzialflächen für Solarenergie auf Freiflächen werden vollständig genutzt – zu 96% für Photovoltaik und zu 4% für Solarthermie (siehe Abschnitt zu Fernwärmeerzeugung). Die Potenziale für Dachflächen-Photovoltaik werden

⁷⁴ Exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

insbesondere aufgrund der damit verbundenen Verteilnetzkosten lediglich zu 63% ausgelastet. Photovoltaik-Fassaden finden im optimierten Energiesystem keine Anwendung. Bei einer vollständigen Auslastung der Potenziale für Gebäude-Photovoltaik könnten theoretisch, aber nicht volkswirtschaftlich optimal, rund 160 TWh Strom zusätzlich erzeugt werden.

Stromerzeugung aus Wasserkraft und Tiefengeothermie spielt aufgrund der stark beschränkten Potenziale (die im Ergebnis aber vollständig genutzt werden) nur eine untergeordnete Rolle.

Um die zur kostenminimalen Dekarbonisierung erforderlichen Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten zumindest bis 2050 zu erreichen, muss der Ausbau wesentlich beschleunigt werden: Bei Onshore Windkraft und Photovoltaik Dachanlagen wird grob eine Vervielfachung der heutigen Kapazitäten benötigt, bei Offshore-Windkraft und Photovoltaik Freiflächen sogar eine Verachtfachung. Laufwasserkraftwerke können/müssen nur noch leicht ausgebaut werden (rund +20%), Tiefengeothermie-Anlagen hingegen fast von null aus.

Die Erzeugung aus den genannten Technologien, in weiterer Folge auch „Profilstrom-Erzeuger“ genannt, ist hoch volatil und schwankt im Zeitablauf zwischen 12 GW und 236 GW.

5.3.1.2 Steuerbare Strombereitstellung

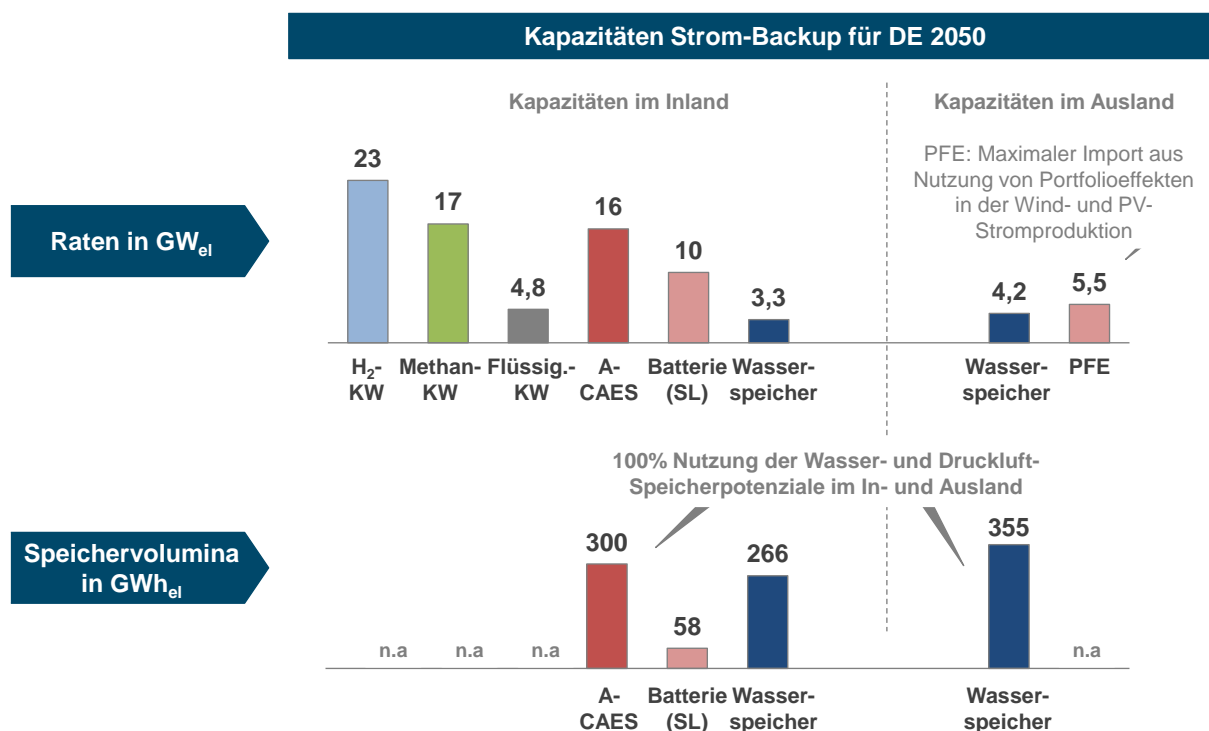
Im optimierten Energiesystem werden für das Strom-Backup alle Wasser- und Druckluftspeicheroptionen vollständig genutzt und weitere Flexibilitätsbedarfe vor allem über Gaskraftwerke gedeckt

Die hoch volatile (also zeitlich stark schwankende) Erzeugung von Profilstrom im optimierten Energiesystem sowie die (geringere) Volatilität der Stromlast erfordern ganz wesentliche Flexibilitätsquellen im Stromsystem.

Die Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs erfolgt im Szenario „Technologieoffen“ durch Anlagen im In- und Ausland.

Im Inland werden zunächst alle „geologischen“ Stromspeicheroptionen genutzt. Dies umfasst Wasserspeicher sowie Druckluftspeicher in Salzkavernen. Letztere stellen eine neuartige Technologie dar und können im optimierten Energiesystem bis zu 16 GW Strom ausspeichern – allerdings nur für wenige Stunden (18 Stunden bei Volllast), denn die Stromspeichervolumina wurden mit 300 GWh beschränkt.

Zur flexiblen Strombereitstellung über längere Zeiträume werden vor allem Gaskraftwerke eingesetzt. Diese können gemeinsam 40 GW Strom produzieren und sind (volkswirtschaftlich kostenminimierend) technologisch nach Einsatzszenarien differenziert: 11 GW Wasserstoff-GuD-KWK verfügen mit 1 195 Volllaststunden über die höchste Benutzungsdauer, 4 GW Methan-Turbinen-Kraftwerke werden mit 141 Volllaststunden am seltensten eingesetzt. Dazwischen finden sich 12 GW Wasserstoff GuD-Kraftwerke (934 Volllaststunden) und 13 GW Methan GuD-Kraftwerke (424 Volllaststunden). Der Gaskraftwerkspark verändert sich also gegenüber heute stark: Die Gesamtkapazitäten steigen (+10 GW), der Anteil der Kraftwerke mit Wärmeauskopplung sinkt (-6 GW), wesentliche Kapazitäten nutzen Wasserstoff statt Methan und die Volllaststunden sinken im Schnitt deutlich um rund -75%.



Abkürzungen: A-CAES ... adiabatischer Druckluftspeicher; Flüssig. ... Flüssigkraftstoff; PFE ... Internationaler Portfolioeffekt; PV ... Photovoltaik; KW ... Kraftwerk; SL ... Second-Life (Nachnutzung von Kfz-Batterien)

Abbildung 5-7: Steuerbare Strombereitstellung und Stromspeicherleistung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im Ausland werden für Deutschland verfügbare Wasserspeichervolumina ebenfalls vollständig genutzt. In Summe kann so Strom im Umfang von 355 GWh Kapazität in Österreich, der Schweiz, Luxemburg und Norwegen gespeichert werden.

Zusätzlich werden internationale Portfolioeffekte in der Wind- und Solarstromproduktion genutzt (bis zu 5,5 GW Netto-Zufluss), da Zeiten geringer Profilstromproduktion in den verschiedenen Nachbarländern nicht vollständig synchron auftreten.

5.3.1.3 Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion

Im optimierten Energiesystem decken inländische Anlagen mit über 100 GW sowie Importe den deutschen Bedarf nach erneuerbaren Gasen und Flüssigkraftstoffen

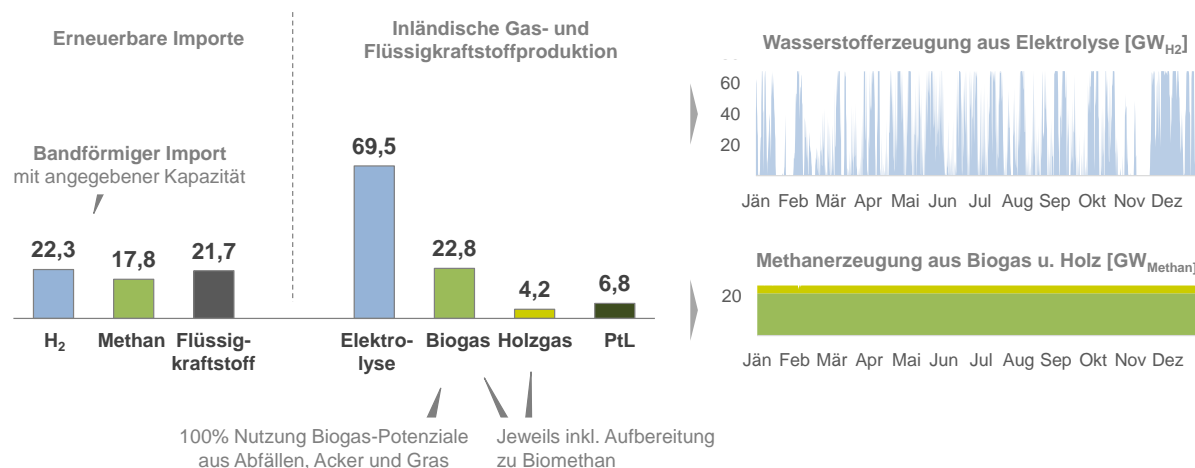
Im technologieoffen optimierten Energiesystem werden 819 TWh grüne Gase für Mobilität, Wärme, industrielle Nutzung und Verstromung eingesetzt. Diese grünen Gase werden zu rund 60% in Gasproduktionsanlagen im Inland erzeugt und zu rund 40% importiert.

Im Detail werden 195 TWh Wasserstoff und 156 TWh Methan importiert⁷⁵. Das entspricht rund 40% der heutigen (Erd-)Gasimporte.

⁷⁵ Dies entspricht bei bandförmigem Import einer Importkapazität von 22 GW Wasserstoff bzw. 18 GW Methan. Für die Modellierung wurden folgende Importpreise angesetzt: grüner Wasserstoff: 81 EUR/MWh; grünes Methan: 94 EUR/MWh.

Im Inland werden 245 TWh grüner Wasserstoff in 70 GW (Output-Leistung) Elektrolyseanlagen erzeugt. Dies entspricht 3 519 Volllaststunden und einer Nutzung von einem Drittel des Primärstroms für die Wasserstoffproduktion. Die für die Wasserstoffherzeugung benötigte Wassermenge entspricht 2% der heutigen öffentlichen Wasserabgabe an Letztverbraucher.

Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung DE 2050 [GW_{out}]



Abkürzungen: PtL ... Power-to-Liquid: Prozess H₂ → Flüssigkraftstoff; Holzgas: Prozess Festbiomasse → Methan

Abbildung 5-8: Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Deutschland bzw. Importkapazitäten im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Die inländische Methanaufbringung erfolgt in 23 GW Biomethananlagen auf Basis Biogas und 4,2 GW Biomethananlagen auf Basis Holzgas (jeweils mit nachgeschalteter Aufbereitung zu Methan und Einspeisung in Gasnetze). Durch die annähernd bandförmige Nutzung der Biomethananlagen können trotz deutlich geringerer Leistung ähnliche Gasmengen wie in den Elektrolyseanlagen produziert werden (223 TWh Methan). Biogasanlagen nutzen dabei das gesamte Potenzial für die energetische Nutzung von Abfall-, Acker- und Gras-Feuchtbio-massen. In den Holzgasanlagen werden 29% der energetischen Ressourcenpotenziale für Festbiomassen eingesetzt.

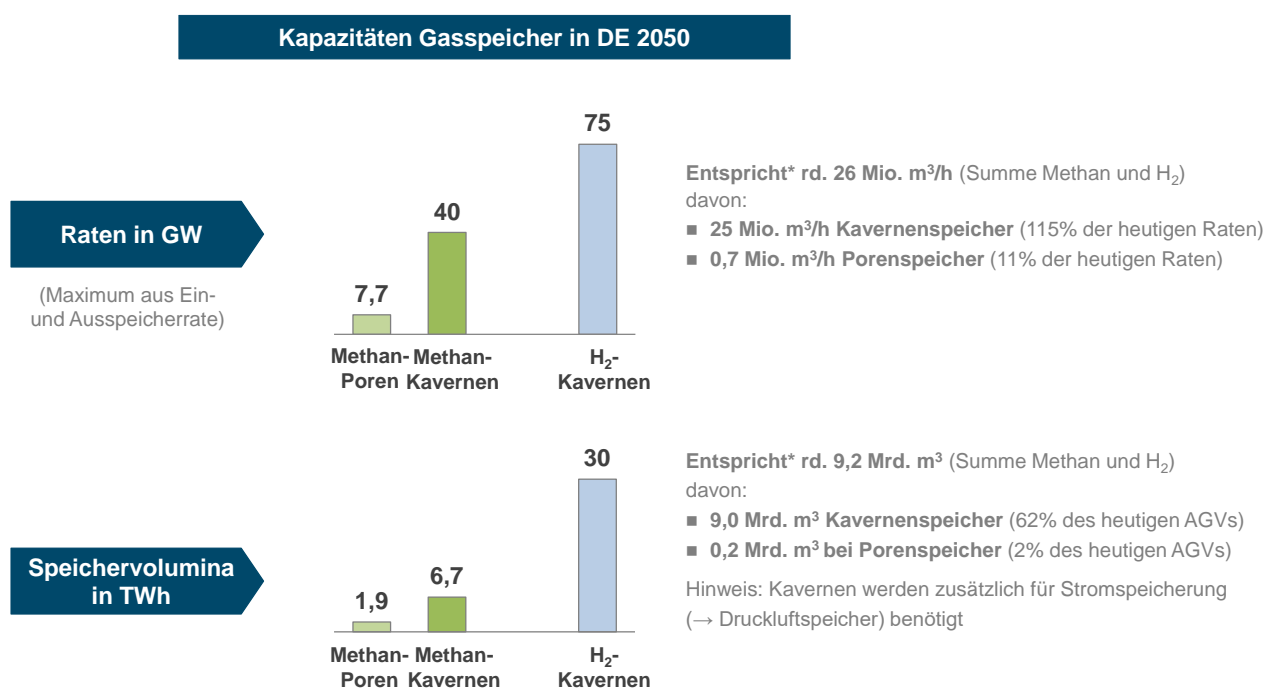
Die Biomethananlagen auf Basis von Holzgas müssen für das optimierte dekarbonisierte Energiesystem erst vollständig aufgebaut werden. Für Biomethananlagen auf Basis von Biogas reicht ein Erhalt bzw. eine Umrüstung bestehender Anlagen. Anlagen, die Biomethan in die Gasnetze einspeisen sind zwar heute noch selten (1,5 GW_{Methan}), Biogas-Anlagen mit dezentraler Verstromung sind aber weit verbreitet (6,2 GW_{elektrisch}). Ein Ersatz der (ineffizienten⁷⁶) Biogas-Verstromung durch Biomethan-Aufbereitung und -Einspeisung erhöht die Output-Kapazität grob um den Faktor drei und sichert so die erforderlichen Kapazitäten.

⁷⁶ Der elektrische Wirkungsgrad von dezentralen Biogas-Verstromungsanlagen wurde im Projekt mit 28% angesetzt, der Wirkungsgrad der Biomethan-Aufbereitung mit 98% (exkl. des zusätzlich modellierten Strombedarfs für die Aufbereitung und des Energiebedarfs für die Einspeise-Kompression).

Neben erneuerbaren Gasen werden im optimierten Energiesystem auch 232 TWh synthetische Flüssigkraftstoffe benötigt. Diese werden überwiegend (zu 82%) importiert⁷⁷. Der Rest (41 TWh) wird in 6,8 GW Power-to-Liquid-Anlagen im Inland ausgehend von Wasserstoff erzeugt.

5.3.1.4 Gasspeicherung

Im optimierten Energiesystem sichern insbesondere schnelle Kavernenspeicher den unterjährigen Ausgleich zwischen Gasaufbringung und -verbrauch



Abkürzungen: AGV ... Arbeitsgasvolumen; Poren ... Porenspeicher; Kavernen ... Kavernenspeicher
 * Umrechnung mit Brennwert Methan 11,03 kWh/m³, Erdgas 11,4 kWh/m³ und Brennwert H₂ 3,54 kWh/m³

Abbildung 5-9: Gasspeicher für Wasserstoff und Methan im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Erzeugung und Verbrauch grüner Gase folgen jeweils unterschiedlichen zeitlichen Mustern. Zum Ausgleich der auftretenden Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch werden daher wesentliche Gasspeicherkapazitäten eingesetzt.

Besonders hoch ist der Speicherbedarf für grünen Wasserstoff, da hier die Erzeugung in Elektrolysen hoch volatil und genau in Hochlastsituationen (kalte Dunkelflaute) gering ist. Zur Sicherung der Wärme- und Stromversorgung sowie zu Einspeicherung hoher Elektrolyse-Erzeugungsleistungen werden daher sehr schnelle Kavernenspeicher mit 75 GW Speicherraten und ein Arbeitsgasvolumen von 30 TWh erforderlich. (Dies entspricht eine theoretischen Umschlagdauer von 33 Tagen.)

⁷⁷ Für die Modellierung angesetzt Importpreis für grüne Flüssigkraftstoffe: 124 EUR/MWh.

Methanspeicher dienen insbesondere der Absicherung von Dunkelflauten, in denen Methan für Kraftwerke und die Wärmeversorgung benötigt werden. Für diesen Zweck werden primär Kavernen, insbesondere in Süddeutschland jedoch auch Porenspeicher, in einem Gesamtumfang von rd. 48 GW bzw. 9 TWh benötigt.

Im Vergleich zu heute bedeutet das einen enormen Umrüstbedarf für Kavernenspeicher die für die Wasserstoffspeicherung ertüchtigt werden müssen. Aber auch die Kapazität der Kavernenspeicherraten per se benötigt weiteren Ausbau um +15%.

Porenspeicher werden jedoch in deutlich geringerem Ausmaß als heute benötigt. So werden heutige Porenspeicherraten nur zu 11%, heute Porenspeichervolumina sogar nur zu 2% genutzt. Porenspeicher stehen also in hohem Umfang für (politisch zu definierende) Bevorratung strategischer Reserven zur Verfügung, die in den dargestellten kostenoptimierten Kapazitätsbedarfen nicht berücksichtigt sind.

5.3.1.5 Fernwärmeerzeugung und -speicher

Im optimierten Energiesystem erfolgt die Fernwärmeerzeugung mit einem breiten Technologiemix in Verbindung mit hohen Wärmespeicherkapazitäten

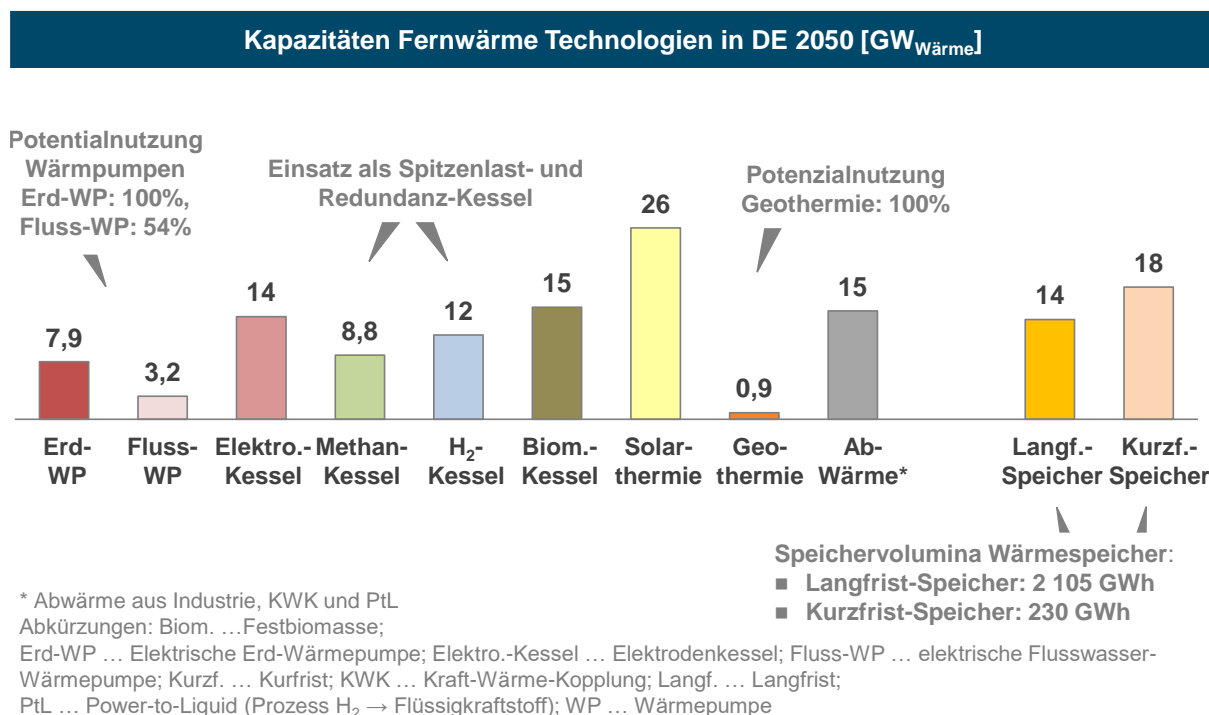


Abbildung 5-10: Fernwärmeaufbringung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im optimierten Energiesystem spielt Fernwärme mit einem Marktanteil von 37%⁷⁸ eine bedeutende Rolle in der Raumwärmeversorgung (und zusätzlich eine weitere, jedoch geringere Rolle in der Prozesswärme).

⁷⁸ Bezogen auf den deutschen Raumwärme- und Warmwasser-Bedarf (Nutzenergie).

Insgesamt werden 166 TWh Fernwärme, also etwa 30% mehr als heute, erzeugt. Geothermie, industrielle Abwärme sowie Abwärme aus Müllverbrennungs- und PtL-Anlagen stellen, mit in Summe bis zu 8 GW, 24% der Fernwärme als relativ kontinuierliche Grundproduktion bereit. 41% der Fernwärme werden mittels Power-to-Heat Technologien (8 GW Erd-Wärmepumpen, 3 GW Flusswärmepumpen und 14 GW Elektrodenkessel) in Abhängigkeit des Stromangebots produziert und in Wärmespeichern zwischengespeichert soweit kein unmittelbarer Wärmebedarf vorliegt. Auch Solarthermie, die mit 26 GW 11% der Fernwärme bereitstellt, wird nach natürlichen Gegebenheiten erzeugt und teilweise langfristig gespeichert.

Ausspeicherungen aus den über 2 TWh Wärmespeichern erfolgen insbesondere im Winterhalbjahr, aber auch ganzjährig zur kurzfristigen Lastdeckung.

Für die kalte Jahreszeit stehen zusätzlich 15 GW Biomassekessel bereit, die weitere 17% der Fernwärme produzieren. Gastechnologien (12 GW Wasserstoffkessel, 9 GW Methankessel, 8 GW Wasserstoff-KWK) stellen zwar nur 7% der Fernwärmemenge bereit, dienen aber als wichtige Spitzenlast- bzw. Redundanztechnologien. Der Gaseinsatz in der Fernwärme sinkt dabei trotz hoher installierter Kapazitäten von rund 55 TWh heute auf rund 9 TWh⁷⁹.

5.3.2 Nutzung Biomassen

Das optimierte Energiesystem nutzt die verfügbaren Biomasse-Potenziale vollständig

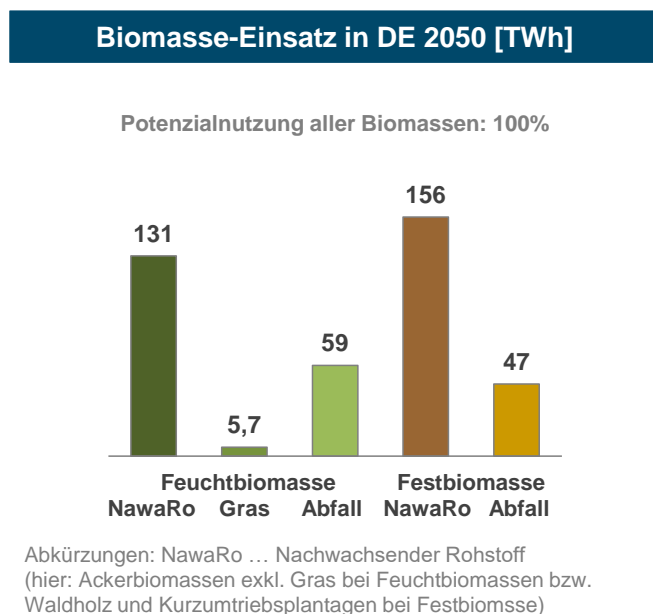


Abbildung 5-11: Nutzung Biomassen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Einige der in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Anlagen des Energiesystems setzen Biomassen als Energiequellen ein.

⁷⁹ Zuordnung des Gaseinsatzes in KWK-Anlagen zu „Fernwärme“ nach Finnischer Methode.

Im optimierten Energiesystem werden 196 TWh Feuchtbiomasse zur Produktion von Methan in Biogasanlagen eingesetzt. Dies entspricht einer vollständigen Auslastung des für die Berechnung angesetzten Ressourcenpotenzials. Neben Ackerfeuchtbiomassen (131 TWh) und Abfallfeuchtbiomassen (59 TWh) werden sogar relativ aufwändig zu gewinnende Grasbiomassen (6 TWh) vollständig genutzt.

Auch Festbiomassen spielen im optimierten Energiesystem eine wesentliche Rolle. Die entsprechenden Ressourcenpotenziale werden ebenfalls zur Gänze genutzt. In Summe werden 203 TWh Festbiomassen, davon 156 TWh nachwachsende Rohstoffe und 47 TWh Abfallfestbiomassen eingesetzt. Etwas weniger als die Hälfte der Festbiomasse (94 TWh) dient der Erzeugung von (Hochtemperatur-)Prozesswärme. Weitere 58 TWh werden zur Produktion von Biomethan aus Holzgas genutzt, der Rest entfällt auf Fern- und Nahwärme.

In Summe werden für das volkswirtschaftlich kostengünstigste Energiesystem also fast 400 TWh an Biomassen eingesetzt. Im Vergleich zu heute ist damit ein wesentlicher Ausbau der Bioenergie um rund 30% erforderlich. Für eine Analyse der damit verbundenen Flächenbedarfe sei auf den folgenden Abschnitt verwiesen.

5.3.3 Flächenbedarf energietechnischer Anlagen und Biomassen

Für das optimierte Energiesystem werden signifikante Flächen benötigt

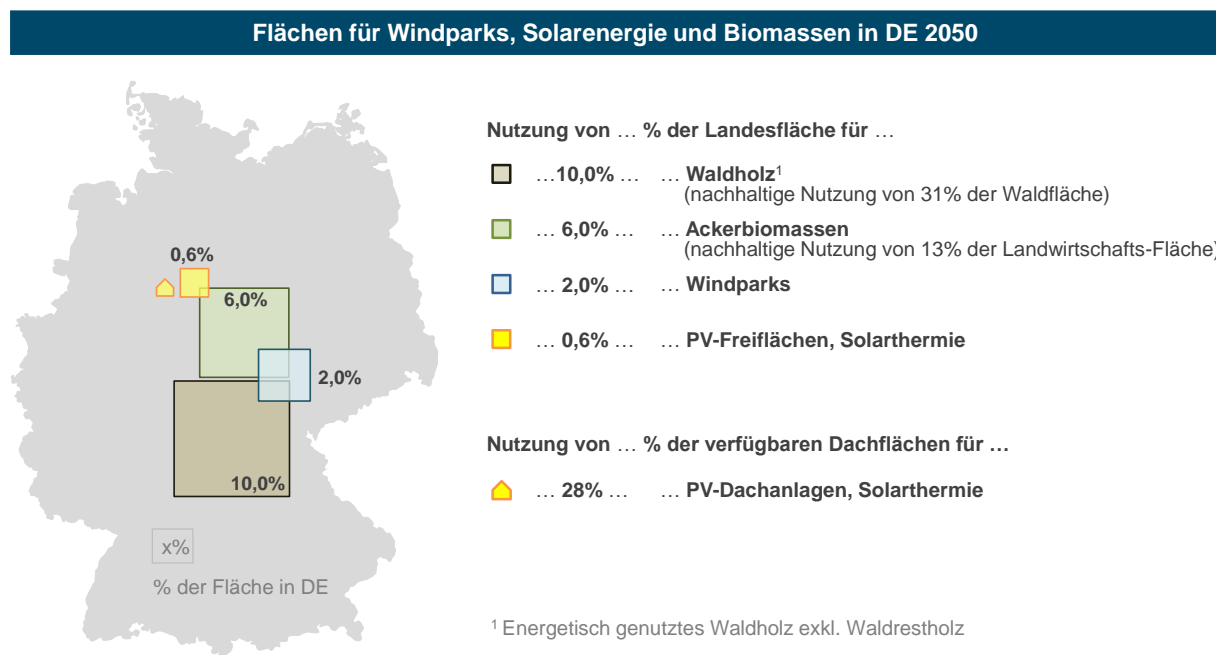


Abbildung 5-12: Flächenbedarf für Windparks, Solarenergie und Biomassen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Für Biomasseanbau, Windkraft und Photovoltaik werden im optimierten Energiesystem in Summe zwischen 16% und 19% der Gesamtfläche Deutschlands genutzt.

Der größere Wert wird dann benötigt, wenn die Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen vollständig auf Flächen außerhalb der für den Biomasseanbau genutzten Flächen

errichtet werden. In dem Ausmaß wie eine Doppelnutzung für Windkraft bzw. Photovoltaik und Biomasseanbau gelingt, sinkt der Flächenbedarf in Richtung des kleineren Werts.

Der größte Flächenbedarf entsteht mit 10% der Landesfläche für Energieholz aus dem Wald. Konkret werden für Energie-Waldholz 31% der deutschen Waldfläche nachhaltig, d.h. im Rahmen der jährlichen Zuwächse, genutzt. Heute werden lediglich 22% des Waldes für Energieholz bewirtschaftet. Diese Steigerung ist nachhaltig möglich, da aktuell jedes Jahr viel Festbiomasse wächst, die bisher weder stofflich noch energetisch genutzt wird.⁸⁰

Für Ackerbiomassen werden deutlich weniger, nämlich 6% der Landesfläche benötigt. Innerhalb der Ackerbiomassen dominiert der Anbau von Biogas-Energiepflanzen, die 12% der landwirtschaftlichen Flächen nachhaltig nutzen. Ein weiteres Prozent wird für den Anbau von Festbiomassen auf Ackerflächen (Kurzumtriebsplantagen) gewidmet, sodass in Summe 13% der landwirtschaftlichen Flächen für die Gewinnung von Bioenergie benötigt werden. Dies entspricht ungefähr der heutigen für Energiepflanzen genutzten landwirtschaftlichen Fläche. Auf derselben Ackerfläche kann aber künftig insbesondere durch einen Umstieg von Ölsaaten (z.B. Raps) auf ertragreiche Biogas-Pflanzen wie Mais oder Miscanthus sowie Kurzumtriebsplantagen deutlich mehr Energie gewonnen werden.

Für Windparks werden 2% der Landesfläche benötigt. Diese Angabe bezieht sich auf die gesamte Windparkfläche, die großteils weiterhin zum Beispiel landwirtschaftlich genutzt werden kann. Der eigentliche Flächenbedarf für Standflächen der Windkraftanlagen oder Zuwege beansprucht nur einen Bruchteil des ausgewiesenen Platzbedarfs.

Solarenergie-Freiflächen (Summe Photovoltaik und Solarthermie) benötigen im optimierten Energiesystem 0,6% der Landesfläche. Auch hier sind Abstandsflächen etc. bereits im Flächenbedarf enthalten.

5.3.4 Kapazitäten Endverbrauchstechnologien

5.3.4.1 Raumwärme

Im optimierten Energiesystem leisten Fernwärme, Strom und Gase wesentliche Beiträge zur volkswirtschaftlich kostenminimalen Bereitstellung von Raumwärme

Auf Raumwärme (inkl. Warmwasser⁸¹) entfallen im optimierten Energiesystem 221 TWh bzw. 12% des Endverbrauchs an Energieträgern⁸². Dies entspricht einer starken Reduktion von rund 70% gegenüber heute. Diese Reduktion wird durch das Zusammenspiel zweier Effekte ermöglicht: Einerseits sinkt die Nutzenergie für Raumwärme durch verbesserte thermische

⁸⁰ Ein Teil des ungenutzten Holzzuwachses kann energetisch genutzt werden und wurde als zusätzliches Potenzial in den Berechnungen angesetzt; keine Nutzung von ungenutztem Holzzuwachs auf Naturschutzflächen, Verbleib eines Teils als Totholz im Wald (→ Biodiversität) und Sicherstellung nachhaltiger Forstwirtschaft indem mindestens 10% des Zuwachses ungenutzt bleiben [AEE – Agentur für erneuerbare Energien - Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern 2013].

⁸¹ In diesem Dokument umfasst der Begriff „Raumwärme“ immer auch den Energiebedarf für Warmwasser.

⁸² Berechnet exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

Außenhüllen um rund 40%. Andererseits wird der verbleibende Wärmebedarf insbesondere durch den Einsatz von Wärmepumpen wesentlich effizienter bereitgestellt.⁸³

Doch nicht nur klassische Wärmepumpen werden eingesetzt – Raumwärme wird durch einen breiten Technologiemic, der sich in der integrierten Berechnung als optimal herausgestellt hat, erzeugt. Fasst man die Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme nach Anschlusssituation zusammen und wertet die auf dieser Basis bereitgestellten Anteile der insgesamt künftig benötigten Raumwärmeleistung⁸⁴ aus, ergibt sich das folgende Bild:

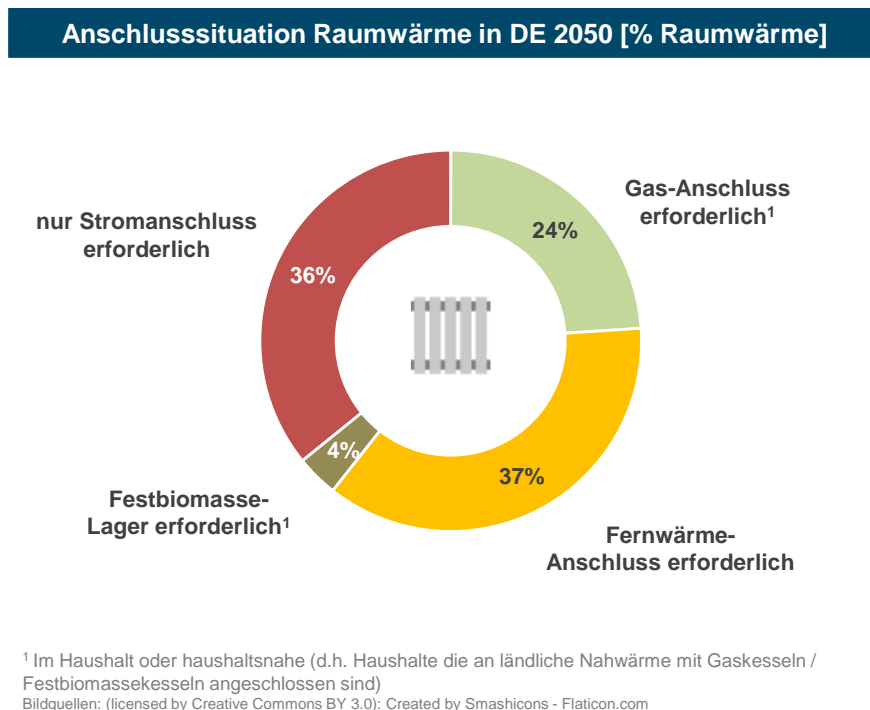


Abbildung 5-13: Anteil Raumwärmebereitstellung (%-Nutzenergie) je Anschlusstyp im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im optimierten Energiesystem ist ein Fernwärmeanschluss für 37% der Wärmemenge erforderlich – das entspricht grob einer Verdreifachung gegenüber heute. Zur Deckung von 36% der Wärmelast wird lediglich ein Stromanschluss benötigt.

Ein Gasanschluss im Haushalt oder haushaltsnahe (→ Nahwärme mit Gas) wird für 24% der Raumwärme benötigt. Dies stellt eine Halbierung gegenüber heute dar. Dass ein Gasanschluss erforderlich ist, bedeutet dabei nicht notwendigerweise, dass in den entsprechenden Haushalten ausschließlich mit Gas geheizt wird, sondern dass ein Anschluss vorliegt, auf den im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann (siehe folgenden Abschnitt für weitere Details).

⁸³ Die Umgebungswärme, die in Wärmepumpen genutzt wird, ist hier nicht als Endenergieträger im engeren Sinne gewertet.

⁸⁴ Erzeugte Nutzenergie.

Im optimierten Energiesystem wird die Raumwärme aus technologischer Sicht von Fernwärme und Wärmepumpen dominiert, Gas ist vor allem zur Bereitstellung von Spitzenkapazitäten bedeutend

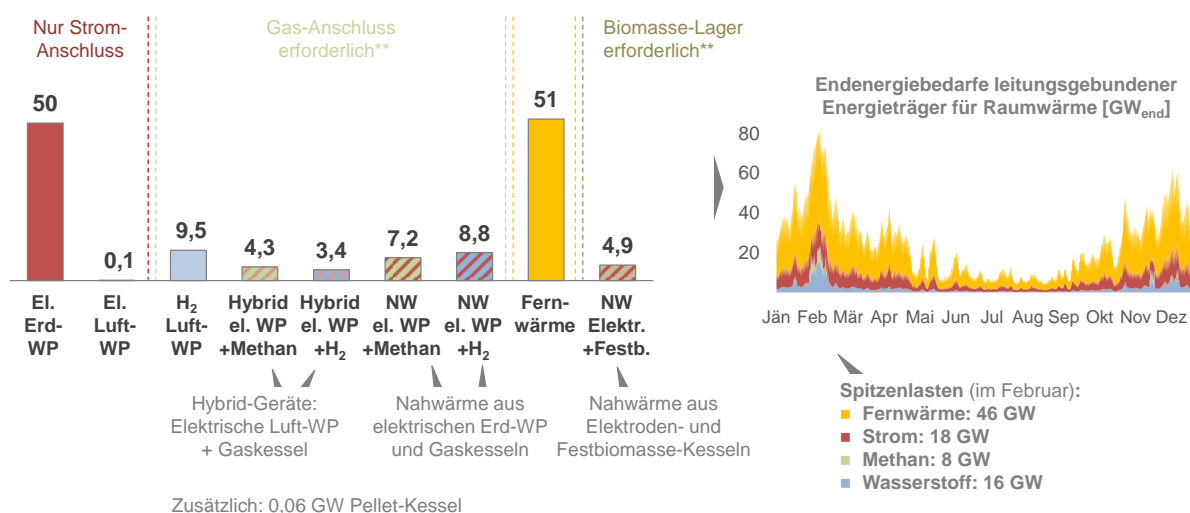
Fernwärme ist mit 51 GW Spitzenlast-Deckung⁸⁵ die bedeutendste Raumwärmetechnologie. Der Anteil an der Raumwärmebereitstellung verdreifacht sich grob gegenüber heute, die entsprechenden Einsatzpotenziale werden dabei vollständig ausgeschöpft. Die hohe Attraktivität der Fernwärme erklärt sich aus dem Potenzial der Fernwärme unterschiedliche Energieträger in einem stark diversifizierten Technologiepark zu nutzen (vergleiche Abschnitt 5.4.5).

In der Fernwärme wird die „Grundlast“ aus Wärmepumpen, Abwärme, Geothermie und Solarthermie erzeugt. Die Spitzendeckung erfolgt mit Elektroden- und Biomassekesseln, Gastechnologien sowie Wärmespeichern. So kann insbesondere Strom und Solarthermie angebotsorientiert genutzt werden und der Einsatz chemischer Energieträger (Gase, Biomassen) sparsam erfolgen.

Die zweitbedeutendste Einzeltechnologie stellen elektrische Erd-Wärmepumpen mit 50 GW thermischer Leistung dar. Die hohe Attraktivität ergibt sich aus der hohen energetischen Effizienz. Die Einsatzpotenziale von Erd-Wärmepumpen (in Haushalten bzw. in der Nahwärme, siehe dazu weiter unten) werden vollständig genutzt, mehr als zehnmal so viele Haushalte wie heute müssen dafür mit Erd-Wärmepumpen ausgestattet werden.

Im Bereich der Luft-Wärmepumpen sind auch Wasserstoff-betriebene Anlagen mit 9,5 GW Spitzenlastdeckung relevant.

Spitzenlast-Deckung* Raumwärme-Technologien in DE 2050 [GW_{Wärme}]



* Nicht-zeitgleiche Spitzenlast

** Im Haushalt oder haushaltsnahe (d.h. Haushalte die an ländliche Nahwärme mit Gaskesseln / Festbiomassekesseln angeschlossen sind)
 Abkürzungen: el. ... elektrisch; Elektr. ... Elektrodenkessel; Festb. ... Festbiomasse-Kessel; NW ... Nahwärme; WP ... Wärmepumpe

Abbildung 5-14: Raumwärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

⁸⁵ Nicht-zeitgleiche Spitzenlast.

Elektrische Luft-Wärmepumpen als Einzelanlagen werden im optimierten Energiesystem jedoch kaum eingesetzt, da die bei niedrigen Temperaturen schlechter werdenden Wirkungsgrade zu hohen Stromnetz- und Strom-Backup Bedarfen führen würden.⁸⁶

Elektrische Luft-Wärmepumpen werden erst in Kombination mit Gaskesseln volkswirtschaftlich attraktiv. In Hybrid-Anlagen aus elektrischen Luft-Wärmepumpen und Methan- (4,3 GW) bzw. Wasserstoff- (3,4 GW) Kesseln kann bei hoher Stromnetzlast oder bei wetterbedingtem Strommangel der Stromeinsatz reduziert und auf Gaseinsatz umgeschaltet werden. Im optimalen Dispatch wird in diesen Hybrid-Anlagen zwar bezogen auf die Energiemenge deutlich mehr Strom, bezogen auf die Spitzenlast jedoch mehr Gas eingesetzt. Es erfolgt also energie-trägerübergreifendes „Demand Side Management“ in wesentlichem Umfang.

Nach ähnlichen Prinzipien werden auch Nahwärmesysteme aus elektrischen Erd-Wärmepumpen und Gaskesseln genutzt: prioritäre Nutzung der effizienten elektrischen Option, in Kältespitzen und/oder Dunkelflauten erfolgt ein Wechsel zu Gaskesseln (siehe dazu auch Abbildung 5-15).

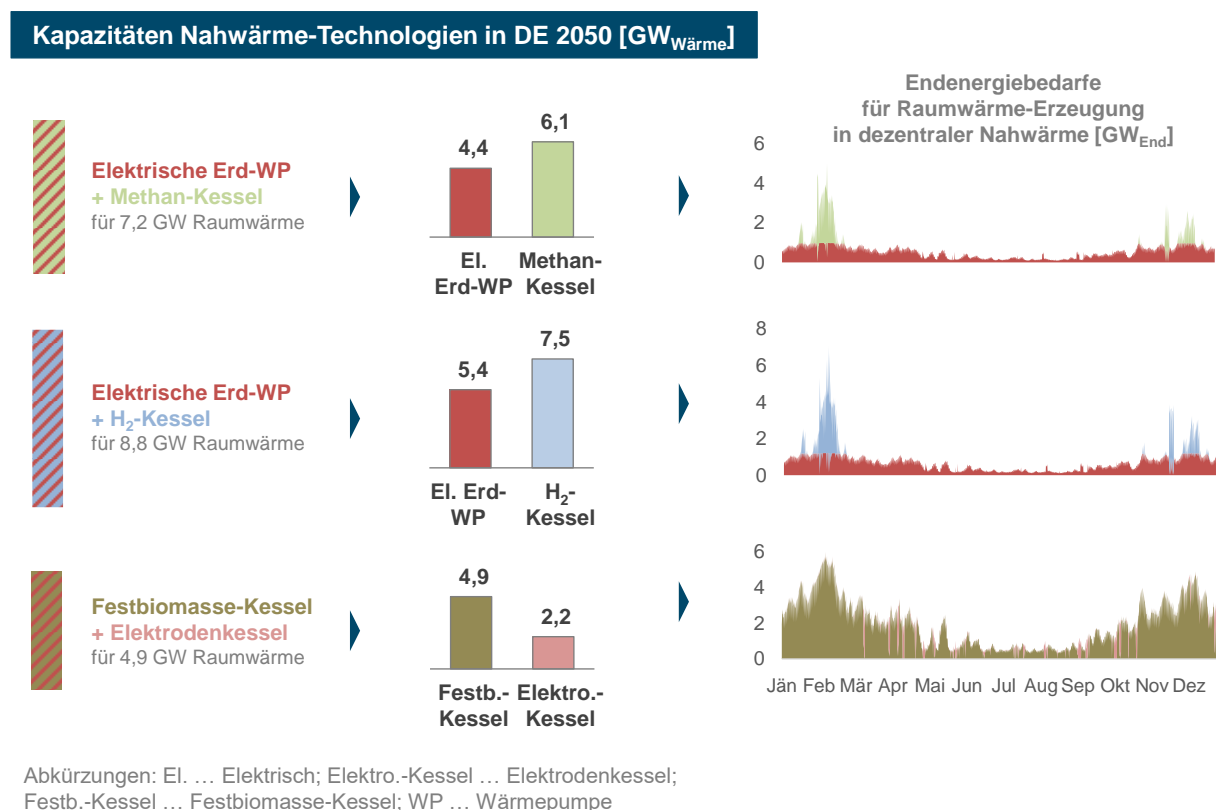


Abbildung 5-15: Nahwärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Diese Nahwärmeanlagen stellen mit 7,2 GW bzw. 8,8 GW Spitzenlastdeckung (für Kombinationen aus elektrischen Erd-Wärmepumpen und Methan- bzw. Wasserstoff-Kessel) sogar deutlich höhere Wärmeleistungen als Hybridanlagen im Haushalt bereit.

⁸⁶ Auch die Wirkungsgrade von Wasserstoff-betriebenen Luft-Wärmepumpen sinken mit sinkenden Temperaturen. Die Bereitstellung von Wasserstoff-Spitzenleistungen (auch in Zeiten niedriger Primärstromerzeugung) ist jedoch deutlich günstiger.

Als weiteres volkswirtschaftlich attraktives Nahwärmesystem hat sich eine Kombination aus Festbiomasse- und Elektrodenkesseln erwiesen (3,9 GW Spitzenlast-Deckung). In diesen Anlagen wird überwiegend Biomasse genutzt. In Zeiten besonders hoher (insb. Solar-)Stromproduktion wird jedoch elektrisch geheizt und so wertvolle Biomasse eingespart.

Aufgrund der flexiblen Einsetzbarkeit verschiedener Energieträger (im Gegensatz zur urbanen Fernwärme jedoch in eingeschränktem technologischem Umfang, da bei ländlichen Nahwärmesystemen nicht von komplexen Anlageparks auszugehen ist) werden Potenziale zur Nutzung von Nahwärme ebenfalls vollständig ausgelastet.

Als im Gesamtzusammenhang volkswirtschaftlich nicht attraktiv haben sich hingegen dezentrale Pellet-Kessel erwiesen, die heute etwas mehr als 5% der Haushalte beheizen.

5.3.4.2 Prozesswärme, Stahlerzeugung und stoffliche Nutzung

Im optimierten Energiesystem wird Prozesswärme mit einem breiten Technologiemix mit Dominanz von Wasserstoff-, Strom- und Biomasse-Anlagen erzeugt

Spitzenlast-Deckung* Prozesswärme-Technologien in DE 2050 [GW_{Wärme}]

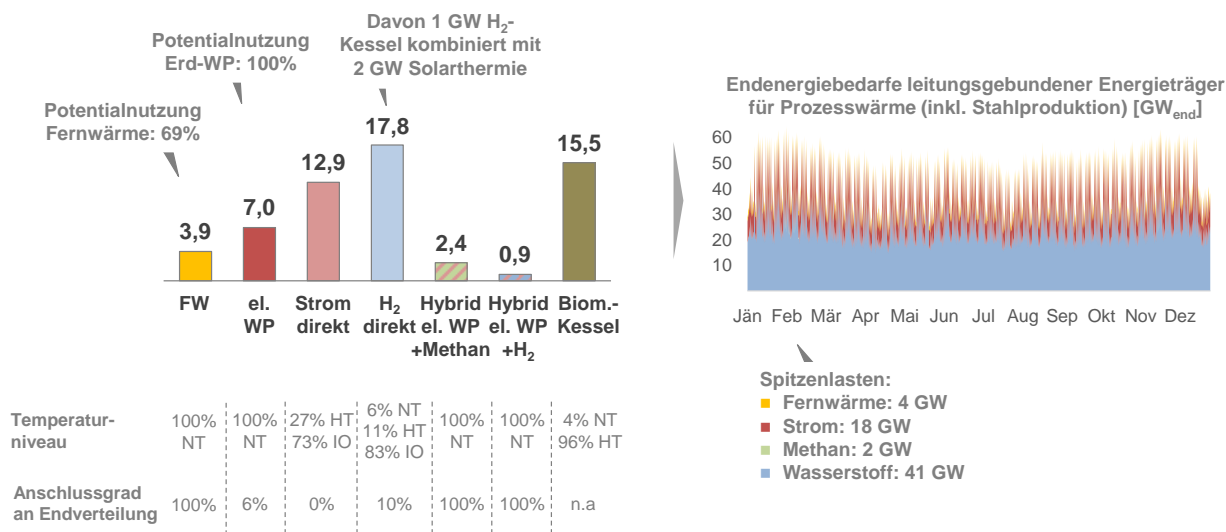


Abbildung 5-16: Prozesswärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Auf Prozesswärme entfallen im optimierten Energiesystem 351 TWh bzw. 20% des Endverbrauchs an Energieträgern⁸⁷. Im Vergleich zur Raumwärme sind hier deutlich weniger Energie-Einsparungen gegenüber heute möglich (rund -15%).

Prozesswärme wird im optimierten Energiesystem zu 94% dezentral bei den Verbrauchern erzeugt. Der Anteil von Fernwärme an der Bereitstellung von Prozesswärme liegt bei 6%.

Der optimierte Anlagenpark zur dezentralen Erzeugung von Prozesswärme bei den Verbrauchern zeigt einen breiten Mix an Technologien und Energieträgern. Die heutige Dominanz von Erdgas wird dabei insbesondere durch einen Mix an Wasserstoff, Strom oder Biomasse ersetzt.

Stromtechnologien treten dreifach auf: erstens in Form der Strom-Direktanwendung (12,9 GW Elektrodenkessel bzw. elektrische Industrieöfen im Hoch- und Höchsttemperaturbereich), zweitens in Form von elektrischen Erd-Wärmepumpen (7 GW im Niedertemperaturbereich) und schließlich in Form der in den Hybrid-Geräten⁸⁸ enthaltenen strombetriebenen Luft-Wärmepumpen (3,2 GW, ebenfalls im Niedertemperaturbereich).

Gastechnologien treten ebenfalls dreifach auf: Wasserstoffkessel bzw. -Industrieöfen für Hoch- und Höchsttemperaturen (16,8 GW); Wasserstoffkessel in Kombination mit Solarthermieanlagen im Niedertemperaturbereich (1 GW), sowie Wasserstoff- und Methankessel in Kombination mit Luftwärmepumpen (3,2 GW).

Hybrid-Anlagen aus elektrischen Luftwärmepumpen und Gaskesseln nutzen dabei die meiste Zeit des Jahres Strom; wenn dieser aber knapp ist (und/oder die benötigten Stromnetzkapazitäten ausgelastet sind), entlasten sie das Stromsystem indem sie auf Gas umschalten – ganz im Sinn eines energieträgerübergreifenden „Demand Side Management“.

Biomassekessel sind mit einer Kapazität von 15,5 GW installiert und werden überwiegend für die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme genutzt.

Für Stahlproduktion und stoffliche Nutzung werden hohe Mengen an Gasen und Flüssigkraftstoffen benötigt

Unter der Annahme, dass in Zukunft rd. 25% weniger Stahl als heute produziert wird⁸⁹, auf Basis des verfügbaren Schrotts mit der Elektrostahlroute und sonst auf Basis der Wasserstoff-Direktreduktionsroute, ergibt sich ein Energieeinsatz in der Stahlproduktion von 62 TWh Wasserstoff und 21 TWh Strom. In Summe entfallen 83 TWh bzw. 5% des Endverbrauchs an Energieträgern auf die Stahlproduktion⁹⁰. Die Energie-Bezugsleistung zur Stahlproduktion ist den Energiemengen entsprechend relativ hoch mit 11 GW bei Wasserstoff und 4 GW bei Strom. Dies spiegelt sich in entsprechenden Netzkapazitäten wider. Die technische Option der Erzeugung der benötigten Wasserstoffmengen am Verbrauchsort (dezentrale Elektrolyse) hat sich in den Berechnungen gegenüber der netzgeführten Zuleitung des Wasserstoffs – die auch eine wirtschaftliche Nutzung von Wasserstoff-Untertagespeichern ermöglicht – nicht durchgesetzt.

⁸⁷ Berechnet exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

⁸⁸ Hybridanlagen aus elektrischen Luft-Wärmepumpen und Methan- bzw. Wasserstoff-Kesseln.

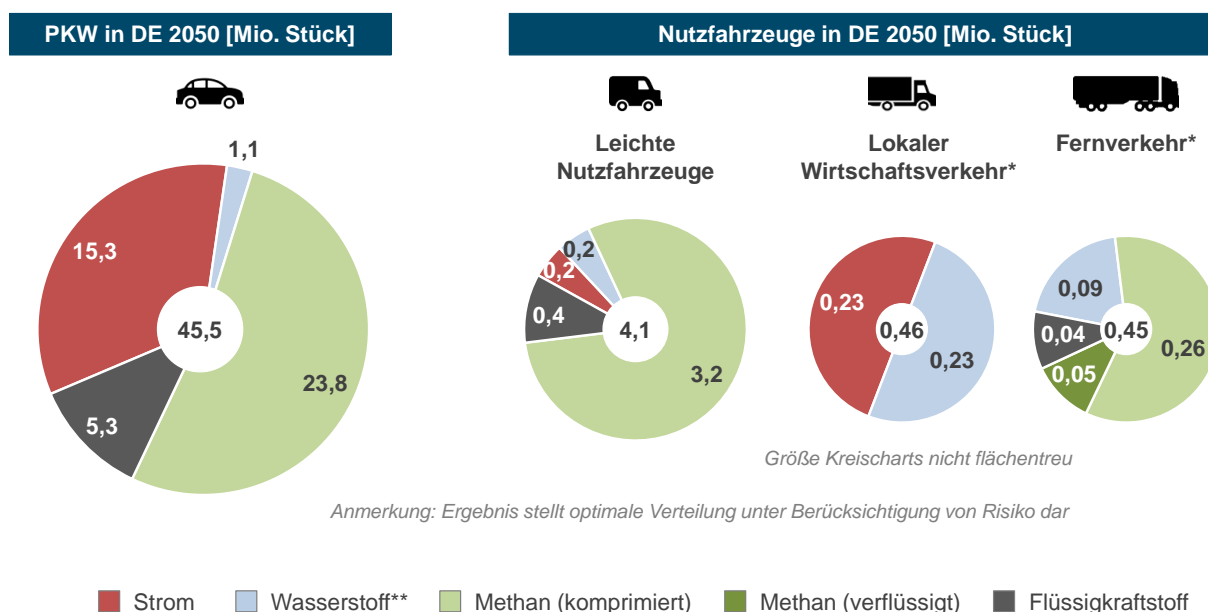
⁸⁹ „konsistent mit historischem Trend“ laut DENA – Leitstudie integrierte Energiewende, 2018.

⁹⁰ Berechnet exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

Noch höhere Mengen an chemischen Energieträgern als für die Stahlproduktion werden für die stoffliche (chemische) Nutzung benötigt. Die stoffliche Nutzung von Energieträgern beträgt in Summe 223 TWh bzw. 13% des Endverbrauchs an Energieträgern⁹⁰. Die Schwerpunkte liegen dabei bei Flüssigkraftstoffen (99 TWh) und Methan (96 TWh). Wasserstoff wird direkt eingesetzt soweit kein Kohlenstoff benötigt wird – etwa bei der Ammoniakproduktion (27 TWh). Auch im Fall der stofflichen Nutzung hat sich die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff bei den Verbrauchern gegenüber der Zuleitung über Netze ökonomisch nicht durchgesetzt.

5.3.4.3 Verkehr

Im optimierten Energiesystem wird im Straßenverkehr ein breiter Technologiemitmix von batterieelektrischen Fahrzeugen, Gasmotoren, Brennstoffzellen und Flüssigkraftstoff-Antrieben eingesetzt



* dominierendes Segment stellt "Sieger" im nicht Risiko-optimierten Fall dar; die Segmentgröße der kleineren Segmente indiziert die Wettbewerbsposition von alternativen Technologien

** Technologie: Wasserstoff-Brennstoffzellen bei PKW, lokalem Wirtschaftsverkehr und Fernverkehr; Wasserstoff-Verbrenner bei leichten Nutzfahrzeugen

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Creaticca Creative Agency, OCHA - Flaticon.com

Abbildung 5-17: Antriebstechnologien im Straßenverkehr im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Auf den Straßenverkehr entfallen im optimierten Energiesystem 376 TWh bzw. 21% des Endverbrauchs an Energieträgern⁹¹. Dies entspricht einer Reduktion von rund 40% gegenüber heute. Diese Reduktion wird vor allem durch effizientere Antriebstechnologien ermöglicht, da die Fahrleistungen im Personenverkehr nur leicht sinken und im Güterverkehr sogar steigen. Dem Optimierungssystem WALERIE stand im Bereich der Antriebstechnologien für den Straßenverkehr ein vielfältiges Spektrum an Technologien je Segment zur Verfügung (siehe

⁹¹ Berechnet exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

Abbildung 4-3). Als Ergebnis der integrierten Berechnungen wird im optimierten Energiesystem ein breiter Mix an Mobilitätstechnologien eingesetzt.

Personenkraftwagen stellen nach Stückzahlen mit 45,5 Mio. Fahrzeugen das größte Segment im Straßenverkehr dar. Im optimierten Energiesystem werden 34% dieser Fahrzeuge batterieelektrisch angetrieben (Verdreißigfachung der Stückzahlen) und 52% mit Gasmotoren, mit komprimiertem grünem Methan als Energieträger (Versechzigfachung der Stückzahlen). Kleinere Marktanteile ergeben sich auch für Wasserstoff-Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren für synthetische Flüssigkraftstoffe.

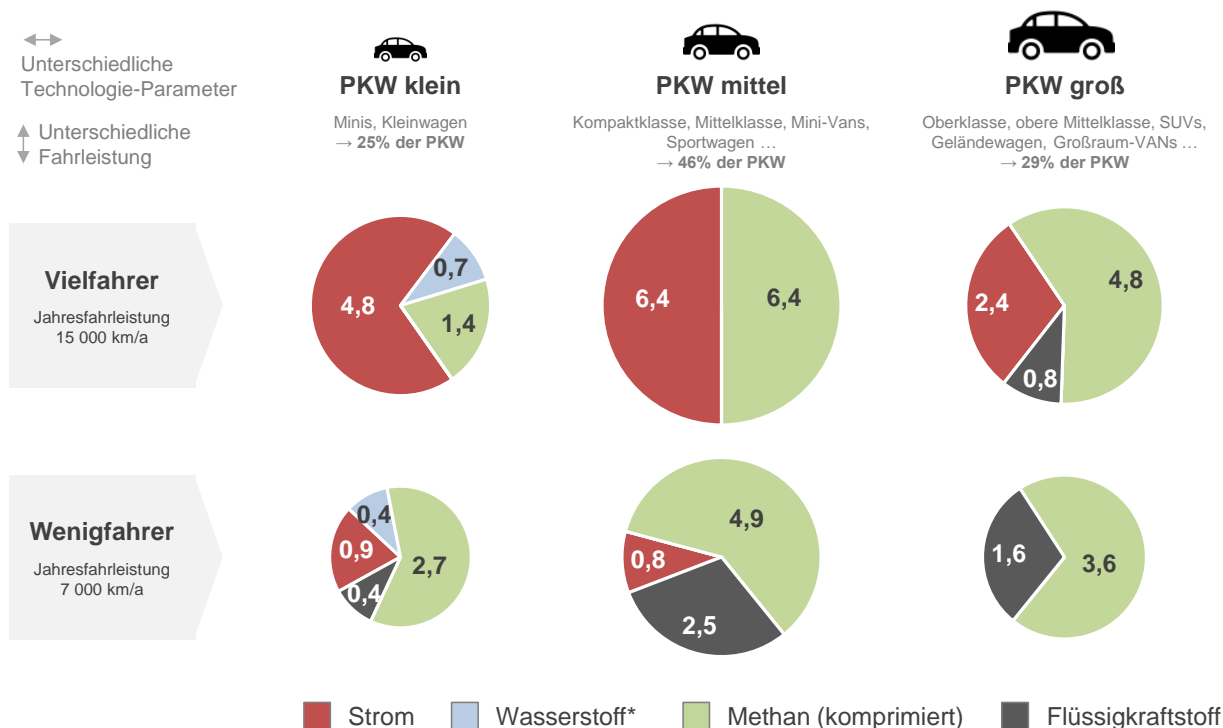
Im Bereich der Nutzfahrzeuge kommt ebenfalls ein breiter Technologiemit zur Anwendung. Batterieelektrische Fahrzeuge werden im lokalen Wirtschaftsverkehr sowie bei leichten Nutzfahrzeugen (Sub-Segment mit niedriger Reichweite) eingesetzt. Die Stückzahlen für batterieelektrische Fahrzeuge im Güterverkehr steigen dabei gegenüber heute grob um den Faktor 10. Wasserstoff-Brennstoffzellen punkten vor allem im lokalen Wirtschaftsverkehr (heute keine relevanten Stückzahlen). Fahrzeuge mit Methanmotoren dominieren einerseits das Segment der leichten Nutzfahrzeuge (insbesondere im Sub-Segment mit hoher Reichweite), andererseits auch den Fernverkehr. Die Stückzahlen von Methanmotoren im Güterverkehr steigen dabei in Summe gegenüber heute um den Faktor 90.

Diese Verteilungen sind Ergebnis der Frage, welche Antriebstechnologie (bzw. welcher Mix dieser Technologien) dazu führt, dass die Gesamtkosten des Energiesystems so gering wie möglich werden. Die vom Optimierungssystem WALERIE gefundene Lösung hängt von zahlreichen Faktoren ab: aus den Bereichen der primären Verfügbarkeit je Energieträger und deren Kostenstrukturen (nicht jede Einheit Strom kostet das gleiche, ebenso nicht jede Einheit Methan), dem zeitlichen Verlauf der Verfügbarkeit dieser Energieträger sowie den Tank-/Ladeprofilen und den damit verbundenen Strukturierungsanforderungen (zeitlicher Ausgleich von Produktion und Nachfrage (nach) der Treibenergie), den Kosten der Strukturierung (Gasspeicher, Wasserspeicher, Batterien ...), der Konkurrenznachfrage aus anderen Verbrauchssektoren nach Primärenergie und Strukturierung, den Netzkosten und Netzverlusten, den Kosten der Tank-/Ladeinfrastruktur und nicht zuletzt den Kosten von Anschaffung und Erhalt der Fahrzeuge sowie deren Wirkungsgraden bei der Umwandlung von Energieträgern in Fahrleistung.

Im optimierten Energiesystem steigt der Anteil der Batterie-PKW mit der Fahrleistung und sinkt mit Fahrzeuggröße

Konkret zeigt sich, dass der optimale Anteil von Batterie-elektrischen Antrieben im Personenverkehr stark von der Jahresfahrleistung und der Fahrzeuggröße abhängt. Der volkswirtschaftlich kostenminimierende Anteil an Batterie-PKW ist bei kleinen Fahrzeugen mit großer Fahrleistung besonders hoch (rd. 70%). Im Gegensatz dazu, werden bei großen PKW mit geringer Fahrleistung vom Optimierungssystem keine Batterie-elektrischen Antriebe eingesetzt. Die Zusatzkosten von Batterie-Antrieben der PKW gegenüber günstigen Verbrennungsmotoren werden also nur bei hohen Fahrleistungen durch dementsprechende Vorteile in den variablen Kosten überkompensiert. Bei geringer Fahrleistung sind die (aufgrund der niedrigeren Effizienz) höheren variablen Kosten von Verbrennungsmotoren weniger relevant und Methan-PKW dominieren.

Detailauswertung Personenwagen in DE 2050 [Mio. Stück]



* Technologie: Wasserstoff-Brennstoffzellen

Ergebnis stellt optimale Verteilung unter Berücksichtigung von Risiko dar; dominierendes Segment indiziert "Sieger" im nicht Risiko-optimierten Fall, die Segmentgröße der kleineren Segmente die Wettbewerbsposition von alternativen Technologien

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Creaticca Creative Agency, OCHA - Flaticon.com

Abbildung 5-18: Antriebstechnologien im Personenverkehr im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Für sonstige Mobilität werden vor allem Flüssigkraftstoffe für die Luftfahrt benötigt

Neben dem bereits dargestellten Straßenverkehr werden wesentliche Energiebedarfe für Luftfahrt, Schifffahrt, die nicht-elektrifizierte Bahn⁹², Traktoren, Motorräder etc. benötigt.

Diese sonstige Mobilität erfordert die Bereitstellung von 133 TWh an Endenergie (7% des gesamten Endverbrauchs⁹³). Den größten Anteil daran verursacht der nationale und internationale Flugverkehr, mit einem Flüssigkraftstoffbedarf von 98 TWh (rund -20% gegenüber heute⁹⁴). Weitere Non-Road-Segmente (z.B. Traktoren, nicht-elektrifizierte Bahn ...) nutzen im optimierten Energiesystem grüne Gase im Umfang von 33 TWh.

⁹² Die Energiebedarfe der bereits elektrifizierten Bahn sind im klassischen Strombedarf enthalten.

⁹³ Berechnet exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

⁹⁴ Angaben zu Energiemengen beziehen sich auf das Jahr 2019, insbesondere die Energiebedarfe für Luftfahrt „heute“ beziehen sich damit auf das vor COVID-Niveau.

Höchste Lastspitzen in der Mobilität für Methan-Tanken und Strom-Laden

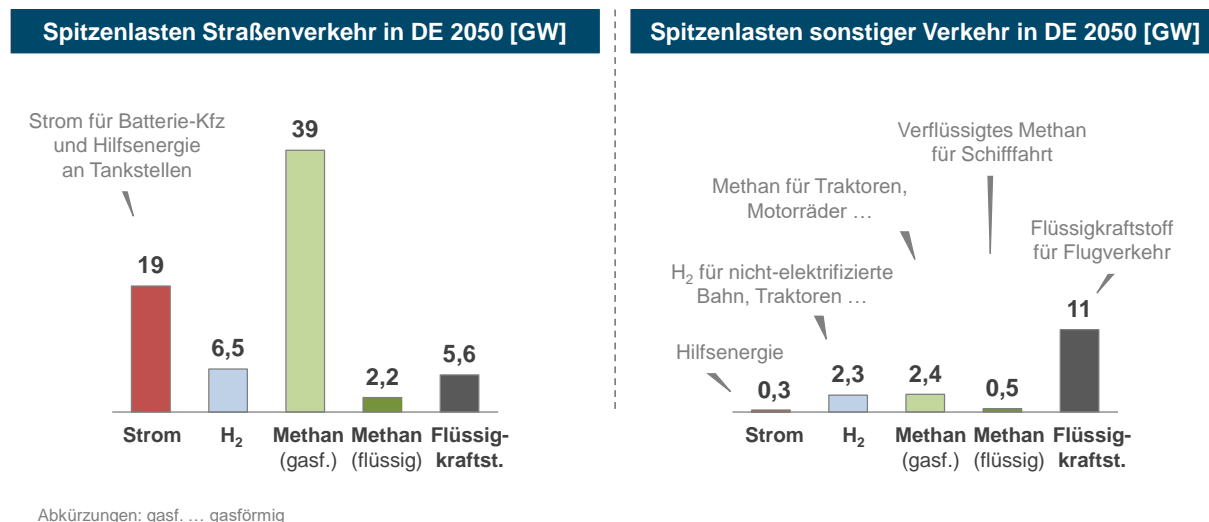


Abbildung 5-19: Spitzenlasten (Tanken / Laden) im Verkehrssektor im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

71% des Energieverbrauchs der Mobilität (Straßenverkehr und sonstige Mobilität) entfallen auf die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Methan und Wasserstoff. Die von der Mobilität verursachten Spitzenlasten sind dabei erheblich; sie betragen im Strom 19 GW, bei gasförmigem Methan 42 GW und bei Wasserstoff 9 GW.⁹⁵ Insbesondere im Bereich der batterieelektrischen Fahrzeuge tritt diese Spitzenlast für das Laden der Fahrzeuge jedoch nicht zeitgleich mit der Gesamtsitzenlast am betreffenden Stromnetz auf⁹⁶. Gründe dafür sind einerseits die Zeitstruktur des typischen Ladeprofiles, andererseits aber auch das in den Berechnungen mit WALERIE optimierte Lademanagement, das zur Verschiebung von Ladelast in Zeiten geringerer Netzbelastung führt.

5.3.5 Kapazitätsbedarfe Energienetze

5.3.5.1 Spezifika der Netzbedarfsmodellierung

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Netzbedarfsmodellierung auf Ebene der Spitzenlasten je Energieträger und Netzebene dargestellt. Die Modellierung wurde mit dem in WALERIE integrierten Netzmodell⁹⁷ durchgeführt und umfasste die Netzebenen:⁹⁸

- Endverteilung („lokales Netz“)
- Clusteraufschließung („regionales Netz“)
- Clusterverbindung („überregionales Netz“)

⁹⁵ Jeweils zeitgleiche Spitzenlast über alle Mobilitätssegmente.

⁹⁶ Siehe Abschnitt 5.3.5.2.

⁹⁷ Für eine Einführung in die Struktur der Netzmodellierung in WALERIE siehe Seite 36.

⁹⁸ Zusätzlich wurden Transportverdichter auf Gas-Clusterverbindungen, Umspannwerke zwischen Strom-Clusterverbindungen und -Clusteraufschließungen und Anschlussleitungen beispielsweise für regionale Erzeugungsanlagen modelliert (die Summen-Kapazität dieser Anschlussleitungen entspricht je Region der Kapazität der angeschlossenen Anlagen).

Die Berechnungen umfassten dabei die optimalen Netzbedarfe für die Inlandsversorgung inklusive des optimalen Gasimports und inklusive der optimalen Nutzung von Strom-Flexibilitätsquellen im Ausland. Energietransite und Exporte von Energie- oder Speicherdienstleistungen waren nicht Gegenstand der Modellierung.

Gasnetze wurden getrennt für Methan und Wasserstoff modelliert. Für den Fall, dass für bestimmte Strecken der Clusterverbindungs- oder Clusteraufschließungsnetze sowohl Methan als auch Wasserstoffkapazitäten benötigt werden, wurde eine Parallelverlegung modelliert. Im Fall von Endverteilnetzen können Bedarfe nach Methan- und Wasserstoffkapazitäten als Versorgung verschiedener Endverbrauchszonen mit jeweils einem gasartenspezifischen Gas-Endverteilnetz interpretiert werden.

5.3.5.2 Endverteilnetze

Die Endverteilnetze stellen im Modell die lokale Netzebene dar. Ihnen kommt bei Strom und Gas die Aufgabe der Anbindung aller kleineren und mittleren, insbesondere der gebäudebezogenen energietechnischen Anlagen zu. Konkret umfasst dies ausspeiseseitig alle Endverbraucher mit Ausnahme der Großverbraucher⁹⁹ sowie im Strom einspeiseseitig die Photovoltaik-Anlagen auf Gebäuden. Zusätzlich wird das gesamte Fernwärmenetz als Endverteilnetz modelliert.

Im optimierten Energiesystem werden grüne Gase, Fernwärme und Strom über Endverteilnetze mit wesentlichen Kapazitäten an Endverbraucher verteilt

Die Spitzenlasten am Endverteilnetz¹⁰⁰ liegen für Strom, Fernwärme und Grüne Gase in Summe in vergleichbaren Bereichen.

Für Grüne Gase werden 60 GW Endverteilnetzkapazität benötigt, wobei die Methan-Spitzenlast mit 37 GW gegenüber 24 GW Wasserstoffspitzenlast dominiert. Die Spitzenlast an Methan-Endverteilnetzen resultiert überwiegend aus der Aufspeisung von Methan-Tankstellen (76%), die Betankung von Wasserstoff-Fahrzeugen verursacht lediglich ein knappes Fünftel (19%) der Wasserstoff-Endverteilnetzkapazität. Die Spitzenlast an Wasserstoff-Endverteilnetzen stammt größtenteils (zu 70%) aus dem Einsatz für die Raumwärme. Dort wird Wasserstoff v.a. in Wasserstoff-Luft-Wärmepumpen und Wasserstoff-Kesseln, die mit elektrischen Wärmepumpen kombiniert werden, eingesetzt. Für die Methan-Endverteilnetze hingegen sind die Raumwärmelasten lediglich von sekundärer Bedeutung (20% an Spitzenlast). Von nachrangiger Bedeutung für beide Gastypen sind Prozesswärmelasten von Kleinverbrauchern (4% bzw. 11% Anteil an Methan- bzw. Wasserstoff-Spitzenlasten).

Mit 49 GW weist Fernwärme die höchste Spitzenlast aller (Einzel-)Energieträger am Endverteilnetz auf. Die Fernwärmenetze dienen dabei zum weit überwiegenden Teil der Deckung von Raumwärmebedarfen (95% Anteil an Spitzenlast).

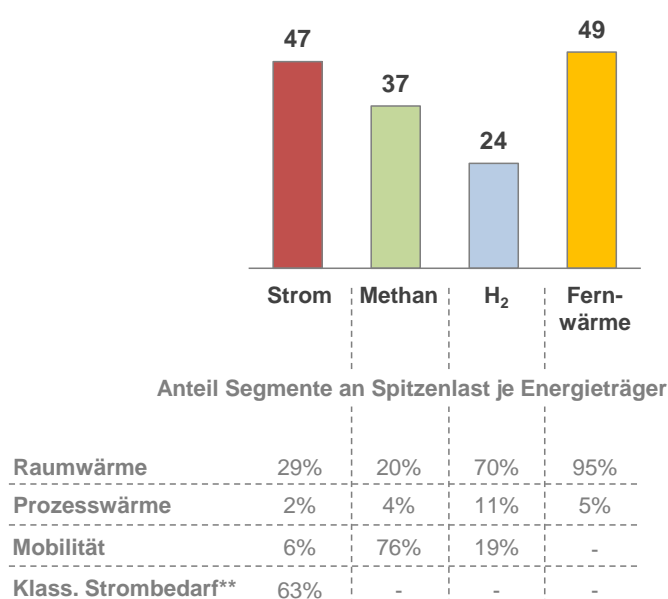
Die Spitzenlast an Strom-Endverteilnetzen in der Höhe von 47 GW stammt größtenteils aus dem klassischen Stromverbrauch (Kraft, Licht, Informationstechnologie, etc.; 63% Anteil an

⁹⁹ Prozesswärme-Großverbraucher, Stahlproduktion etc.

¹⁰⁰ Summe über Deutschland der Spitzenlasten je Energieträger je Cluster (die in einzelnen Clustern zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten können).

Spitzenlast). Zusätzliche Stromlast entsteht vor allem in der Raumwärme (29% Anteil an Spitzenlast). In Summe steigt der Bedarf nach Strom Endverteilnetzen nur leicht gegenüber heute (unter +10%). Dies ist trotz stark steigendem Strombedarf in Raumwärme und Mobilität aus zweierlei Gründen möglich: Erstens kann der klassische Strombedarf durch technische Effizienzsteigerungen reduziert werden. Zweitens ist der Einfluss der Elektromobilität auf die Strom-Spitzenlast durch umfassenden Einsatz von systemdienlicher Ladeverschiebung gering (6% der Spitzenlast). Ohne optimiertes steuerbares Laden wäre die Strom-Spitzenlast am Endverteilnetz c.p. um rd. 11 GW bzw. 24% höher.

Spitzenlast* an Endverteilnetzen in DE 2050 [GW]



Zusätzlich: 19 GW Nahwärme Mikro-Endverteilnetze
mit Netzanschluss an Strom-, Methan- und Wasserstoff-Endverteilnetze

* Summe über Deutschland der Spitzenlasten je Energieträger je Cluster;

** Klassischer Strombedarf und Hilfsenergie für Biogasanlagen

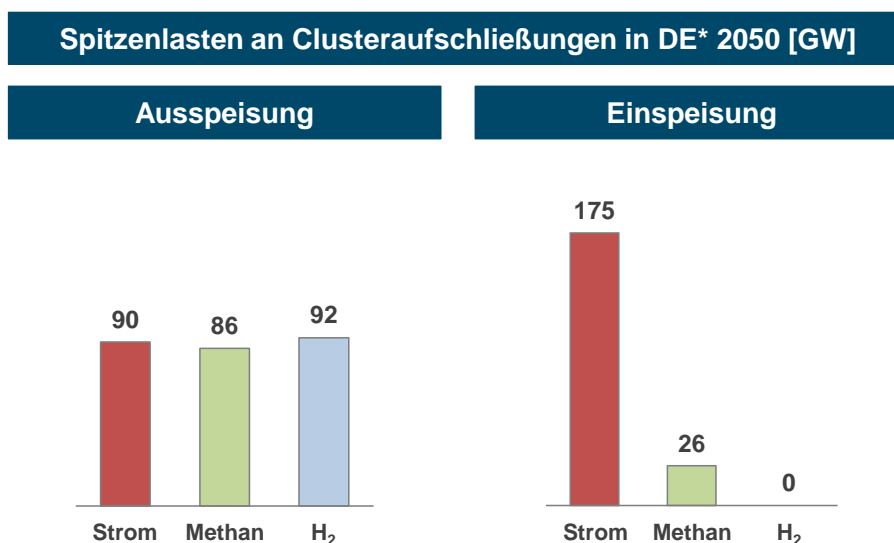
Abbildung 5-20: Spitzenlast an Endverteilnetzen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

5.3.5.3 Clusteraufschließungsnetze

Die Clusteraufschließungsnetze stellen im Modell die regionale Netzebene dar. Sie verbinden je Region und Energieträger regionale Einspeiser, Endverteilnetze und große Verbraucher und stellen die Verbindung zum überregionalen Netz (den Clusterverbindungen) sowie zu den an dieses Netz angeschlossenen Anlagen her.

Die Kapazitätsbedarfe der Clusteraufschließungsnetze können je Region durch Spitzenlasten in der Ein- oder Ausspeisung bedingt werden. Die entsprechenden Spitzenlasten werden daher im Folgenden getrennt behandelt.

Im optimierten Energiesystem werden Clusteraufschließungsnetze für grüne Gase und Strom mit deutlich höheren Kapazitäten als Endverteilnetze benötigt



* Summe über Deutschland der Spitzenlasten je Energieträger je Cluster

Abbildung 5-21: Spitzenlasten an Clusteraufschließungsnetzen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Ausspeiseseitig sind bei Strom und Gasen der Verbrauch an Endverteilnetzen sowie alle Großverbraucher (Industrie, Kraftwerke, Fernwärmanlagen, Tankinfrastruktur für Fernverkehr, ...) erfasst. Im Fall von Strom werden die Lasten um verbrauchsnahe Produktion (Einspeisungen aus Photovoltaik-Dachanlagen, dezentrale Brennstoffzellen-Anlagen) reduziert sowie um Batterie-Ein-/Auspeicherungen moduliert.

Die zusätzlichen Lasten der Großverbraucher sind bei Wasserstoff besonders hoch. Die Last an Clusteraufschließungen ist mit 92 GW um 68 GW größer als die Last an Endverteilnetzen. Dies unterstreicht die große Bedeutung von Wasserstoff bei Großverbrauchern in der Industrie (Prozesswärme, Stahl, stoffliche Nutzung), im Strom-Backup sowie in der Fernwärme.

Doch auch für Methan und Strom stellen die zusätzlichen Lasten der Großverbraucher wesentliche Anforderungen an entsprechende Netzkapazitäten: die Clusteraufschließungen müssen Spitzenlasten von 86 GW Methan (+50 GW ggü. Endverteilnetzen) bzw. 90 GW Strom (+43 GW ggü. Endverteilnetzen) redundant bereitstellen können. Zum Vergleich: die maximale Stromlast der letzten Jahre betrug rund 80 GW.¹⁰¹

¹⁰¹ Exkl. Saldierung mit verbrauchsnahe Produktion, die im Wert für das dekarbonisierte Energiesystem bereits lastsenkend berücksichtigt ist.

Einspeiseseitig binden die Strom-Clusteraufschließungsnetze über entsprechende Anschlussleitungen alle Onshore Windkraft-, Freiflächen Photovoltaik-, Laufwasser-, und Tiefengeothermie-Anlagen, alle kalorischen Kraftwerke sowie Rückspeisungen aus Endverteilnetzen¹⁰² ein. Die Spitzenlast der Einspeisung ist entsprechend der volatilen Profilstromerzeugung mit 175 GW beinahe doppelt so hoch wie die Spitzenlast der Ausspeisung, was hohe Anforderungen an die Stromnetze stellt.

Methan-Clusteraufschließungen müssen einspeiseseitig auf die Einspeisung von 223 TWh Biomethan aus Biogas- und Holzgasanlagen ausgelegt sein. Die Biomethanproduktion erfolgt nahezu bandförmig und weist daher trotz hoher produzierter Energiemengen eine moderate Einspeise-Spitzenlast von 26 GW auf.

Elektrolysen zur Erzeugung von Wasserstoff sind in der Modellierung direkt an Clusterverbindungen angeschlossen um hohen Produktgasdruck optimal nutzen zu können und scheinen daher in obiger Abbildung nicht auf.

5.3.5.4 Clusterverbindungen

Die Clusterverbindungen stellen im Modell die überregionale Netzebene dar. Sie verbinden einerseits regionale Cluster miteinander und sind andererseits Anknüpfungspunkt für Gasimporte, für internationalen Stromaustausch, für Gas-, Wasser- und Druckluftspeicher sowie für inländische Elektrolyseanlagen. Die Clusterverbindungen sind im Bereich Strom über Umspannwerke mit den Clusteraufschließungsnetzen bidirektional verbunden. Im Bereich Gas sind an den Knotenpunkten von Clusterverbindungen mit Clusteraufschließungsnetzen die Standorte für Verdichter modelliert. Verdichter erlauben einerseits die Einspeisung von Gas aus den Clusteraufschließungsnetzen in das überregionale Netz und andererseits den Weitertransport von Gas, das durch einen Cluster „hindurchtransportiert“ wird.

Im optimierten Energiesystem werden Strom-Clusterverbindungen mit hohen Kapazitäten vor allem auf Nord-Süd-Achsen benötigt

Das Verhältnis von Stromverbrauch zu -aufbringung weist im optimierten Energiesystem ein Nord-Süd-Gefälle auf. In den drei nördlichen Küstenclustern mit Anbindungen an Offshore-Windparks wird aus Jahressicht deutlich mehr Strom aufgebracht als dort eingesetzt wird. (Die lila Kreissegmente in Abbildung 5-22 in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern zeigen den jeweiligen Netto-Exportanteil an der Stromproduktion, der in Summe über die Cluster Nummer 2, 5 und 7, 159 TWh beträgt.) In fast allen anderen Bundesländern (mit Ausnahme von Thüringen) wird aus Jahressicht weniger Strom produziert als verbraucht. (Die gelben Kreissegmente in anderen Clustern stellen den Netto-Importanteil am jeweiligen Stromverbrauch dar.) Besonders ausgeprägt ist die Stromlücke in Nordrhein-Westfalen, das netto 80 TWh Strom importiert. Neben Netto-Stromflüssen werden Strom-Clusterverbindungen auch für den Transport von Flexibilität im Stromsystem ausgelegt, etwa um Wasserspeicher im Süden bzw. südlich von Deutschland einbinden zu können. Aber auch die Nutzung

¹⁰² In Situationen, in denen die dezentrale Stromerzeugung (insb. Photovoltaik-Dachanlagen) mehr Strom bereitstellt als im Endverteilnetz verbraucht bzw. in Batterien eingespeichert wird.

von interregionalen und internationalen Portfolioeffekten in der Photovoltaik- und Windstromproduktion stellt Anforderungen an das Strom-Transportnetz.

Kapazitäten Strom-Clusterverbindungen in DE 2050

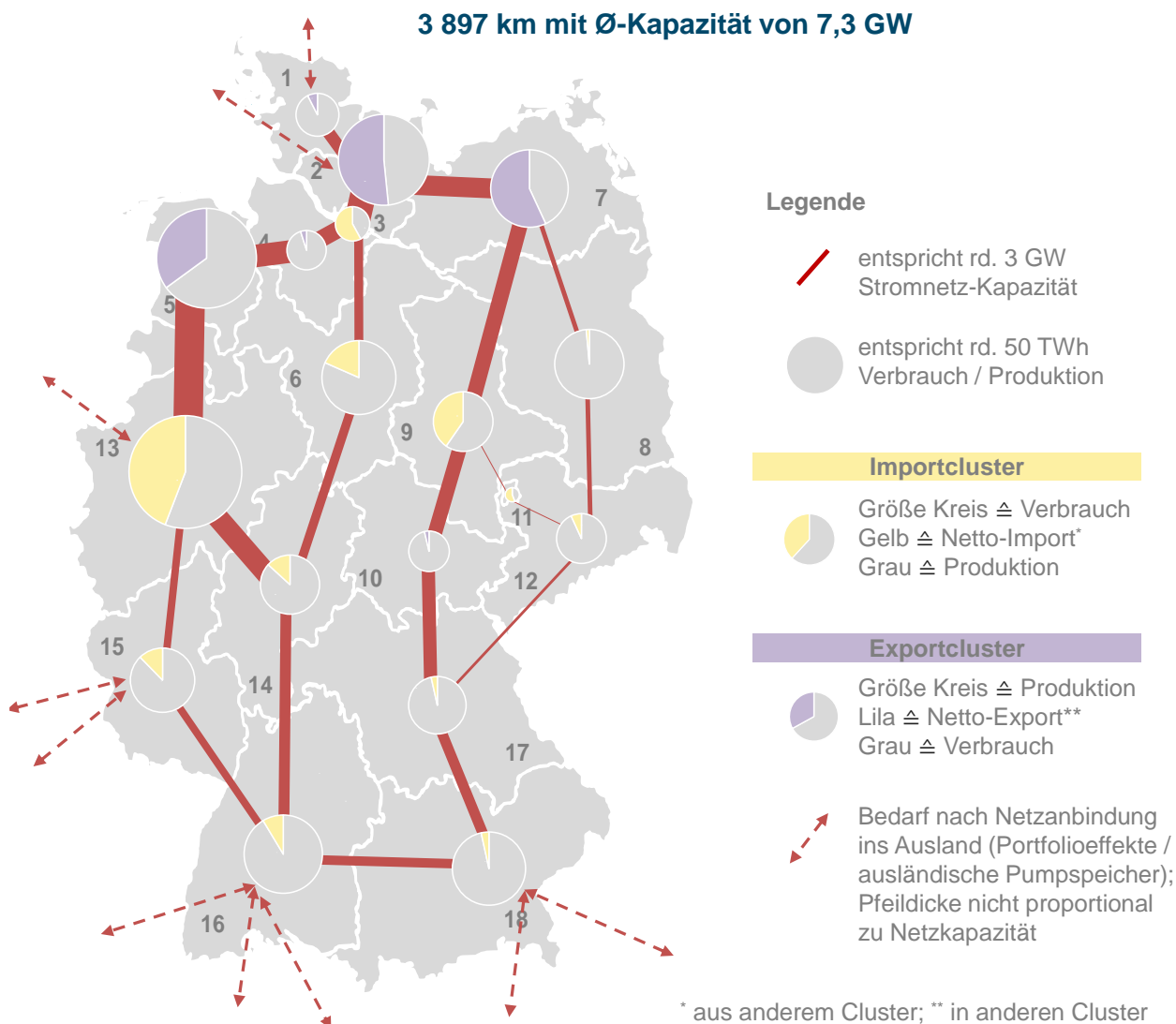


Abbildung 5-22: Strom-Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

In Summe beträgt die Netzlänge der Strom-Clusterverbindungen 3 897 km¹⁰³ mit einer durchschnittlichen Kapazität von 7,3 GW. Das am stärksten beanspruchte Segment, von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen, weist eine Kapazität von rd. 18 GW auf. Auf der Strecke von Mecklenburg-Vorpommern nach Südbayern werden zwischen 7 und 10 GW Kapazität benötigt, auf der Strecke zwischen Hamburg und Baden-Württemberg mit 6 bis 7 GW etwas weniger.

¹⁰³ Summe der Netzlängen der von WALERIE optimal gewählten Clusterverbindungen.

Auf Höhe der geografischen Mitte Deutschlands, in etwa auf Höhe einer Linie von Köln nach Erfurt und Dresden beträgt, die Nord-Süd Transportkapazität in Summe rund 35 GW. Bisherige Netzplanungen wie in eHighway2050¹⁰⁴ gehen auf Höhe dieser Linie von bis zu rund 50 GW Kapazitätsbedarf aus. Die Berechnungen im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung Deutschlands“ umfassen die innerdeutschen Bedarfe inkl. Nutzung ausländischer Wasserspeicher und inkl. internationaler Portfolioeffekte in der PV- und Windstromproduktion. Stromtransite sowie eine über die Modellierung hinausgehende Einbindung in den europäischen Netzregelverbund können in der praktischen Umsetzung zu höheren Spitzenlasten (ggf. auch auf zusätzlichen Clusterverbindungen) führen. Ebenso kann in der Umsetzung ein Abgleich der berechneten Clusterverbindungen mit bestehenden Trassen und ggf. eine entsprechende Anpassung erfolgen.

Im optimierten Energiesystem erschließen Wasserstoff- und Methan-Clusterverbindungen alle Cluster, mit Kapazitätsschwerpunkt im Westen

Das Verhältnis von Gasverbrauch und -aufbringung weist regional deutliche Unterschiede auf. Gasimport findet in Form von verflüssigtem Methan in Niedersachsen, in Form von gasförmigem Methan und Wasserstoff in Bayern und Baden-Württemberg statt. In den Küstenregionen Niedersachsens, in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern wird zudem deutlich mehr Gas produziert als verbraucht. So wird einerseits ein wesentlicher Anteil der (Offshore-) Stromproduktion dieser Regionen in Elektrolysen eingesetzt und als Wasserstoff abtransportiert. Andererseits können diese Regionen (insbesondere Mecklenburg-Vorpommern) auch mehr Biomethan produzieren als lokal benötigt wird. (Die lila Kreissegmente in Abbildung 5-23 in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern zeigen aus Jahressicht den jeweiligen Netto-Exportanteil an der Gasproduktion, der in Summe über die Cluster Nummer 1, 2, 4, 5 und 7, 119 TWh beträgt.) In fast allen anderen Bundesländern (mit Ausnahme von Thüringen und Brandenburg) wird aus Jahressicht weniger Gas produziert als verbraucht. (Die gelben Kreissegmente in anderen Clustern stellen den Netto-Importanteil am jeweiligen Gasverbrauch dar.) Besonders ausgeprägt ist die Gaslücke in Nordrhein-Westfalen, das netto 234 TWh Gas importiert.

Neben jährlichen Netto-Gasflüssen werden Gas-Clusterverbindungen auch für den Transport von Flexibilität ausgelegt, da insbesondere die Potenziale für die Speicherung von Wasserstoff räumlich stark konzentriert sind. (Salzkavernen stehen nur in der Nordhälfte Deutschlands zur Verfügung.)

In Summe beträgt die Netzlänge der Wasserstoff- bzw. Methan-Clusterverbindungen 4 359 bzw. 4 519 km¹⁰⁵ mit einer durchschnittlichen Kapazität von 4,1 bzw. 1,9 GW. Die deutlich höheren Transportnetzbedarfe für Wasserstoff im Vergleich zu Methan erklären sich aus der stärkeren räumlichen Konzentration der Elektrolyse- und Wasserstoffspeicheranlagen, mit Schwerpunkt im Norden. Die Biomethan-Produktion ist hingegen regional gleichmäßiger verteilt und auch im Süden sind Speicheroptionen (Porenspeicher) verfügbar.

¹⁰⁴ eHighway2050: Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results, 2015.

¹⁰⁵ Summe der Netzlängen der von WALERIE (unter allen denkmöglichen) optimal gewählten Clusterverbindungen.

Kapazitäten Gas-Clusterverbindungen in DE 2050

H₂: 4 359 km mit Ø-Kapazität von 4,1 GW
Methan: 4 519 km mit Ø-Kapazität von 1,9 GW

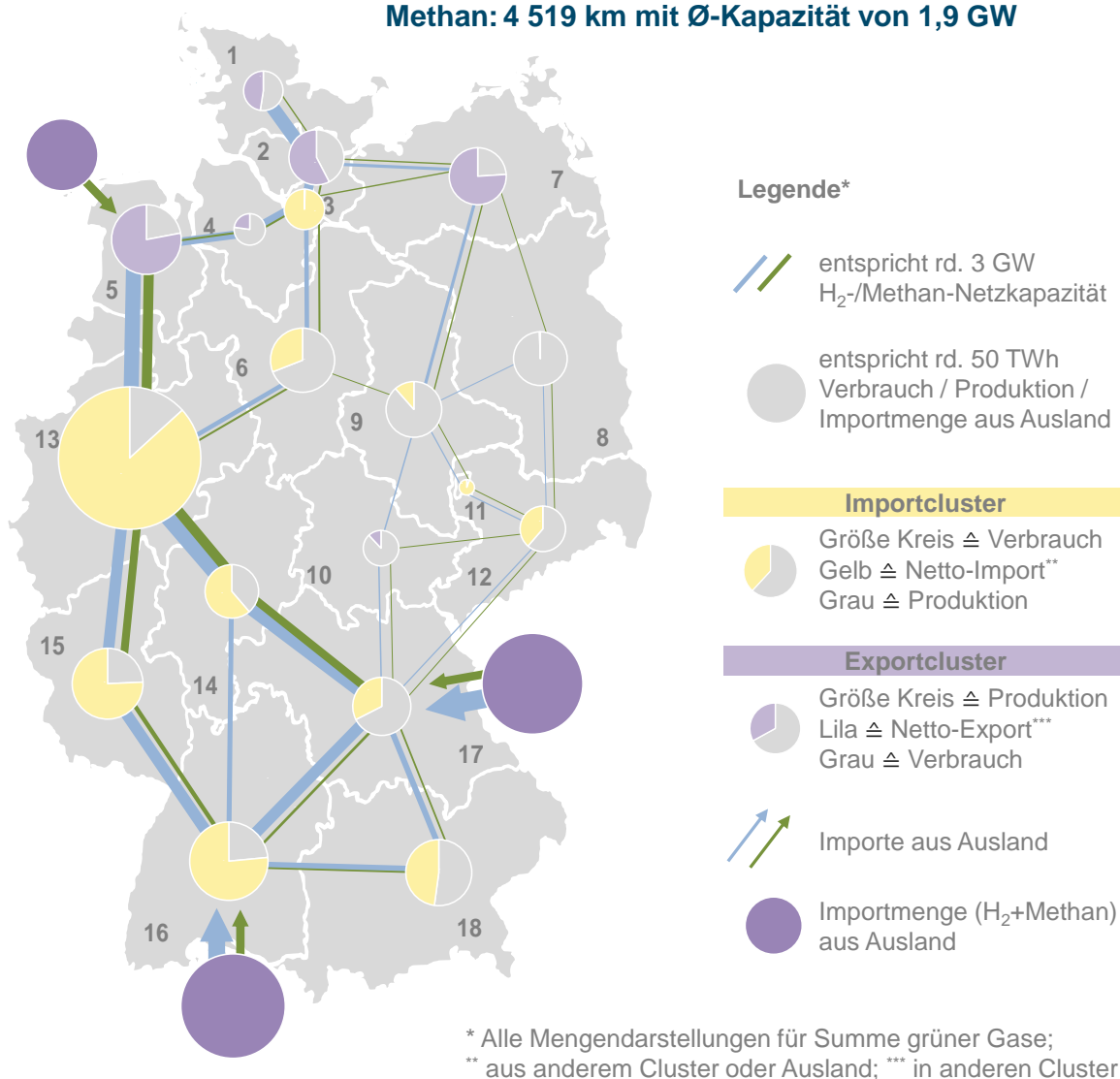


Abbildung 5-23: Gas-Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Das am stärksten beanspruchte Segment, von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen und weiter nach Nordbayern, weist eine Kapazität von rd. 14-15 GW (davon rd. 9 GW Wasserstoff) auf. Aber auch Netzabschnitte mit vergleichsweise niedrigem Kapazitätsbedarf wie etwa die Strecke von Mecklenburg-Vorpommern nach Sachsen-Anhalt (rd. 2 GW Wasserstoff, rd. 1 GW Methan) tragen zum in Summe kostenminimalen Energiesystem bei und sichern die Versorgung aller Cluster mit grünen Gasen. Auf Höhe der geografischen Mitte Deutschlands, in etwa auf Höhe einer Linie von Köln nach Erfurt und Dresden beträgt, die Nord-Süd Transportkapazität für Gase in Summe rund 30 GW und damit nur rund 5 GW weniger als für Stromtransport. Gastransite und die Bereitstellung von Gas-Speicherdienstleistungen für den Gasbinnenmarkt waren kein Bestandteil der Berechnung und können in der praktischen Umsetzung zu höheren

Spitzenlasten (ggf. auch auf zusätzlichen Clusterverbindungen) führen. Ebenso kann in der Umsetzung ein Abgleich der berechneten Clusterverbindungen mit bestehenden Trassen und ggf. eine entsprechende Anpassung erfolgen.

Im optimierten Energiesystem werden Strom- und Wasserstoff-Clusterverbindungen insbesondere auch für den regionalen Austausch von Flexibilität benötigt

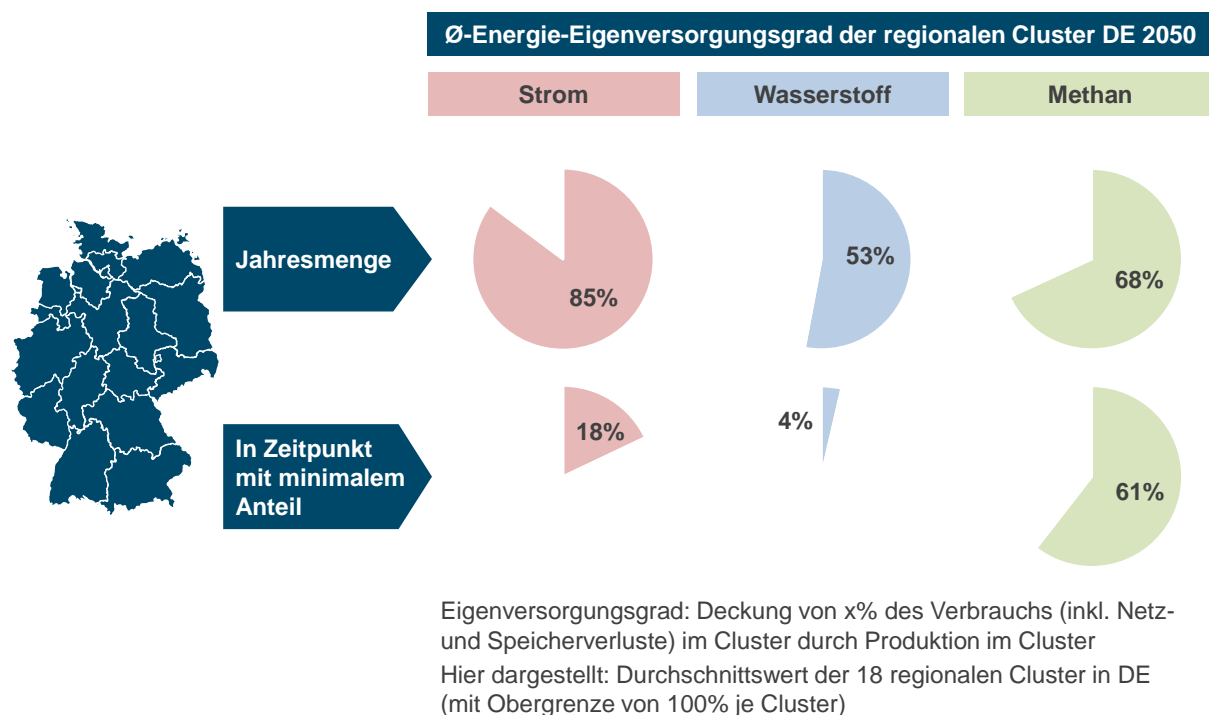


Abbildung 5-24: Durchschnittliche Energie-Eigenversorgungsgrade der Cluster im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Bereits Abbildung 5-22 und Abbildung 5-23 zeigen teilweise überraschende Erkenntnisse zum Eigenversorgungsgrad der regionalen Cluster: so kann etwa Bayern seinen Strombedarf aus Jahressicht überwiegend (zu 97%) selbst decken – große Netto-Stromflüsse von der Küste nach Bayern sind also nicht erforderlich. Dennoch werden im optimierten Energiesystem hohe Nord-Süd-Stromtransportkapazitäten dimensioniert. Neben der Nutzung von Wasserspeichern in Bayern oder Österreich ist dafür auch folgender Grund relevant: Auch wenn Bayern sich bilanziell aus Jahressicht überwiegend selbst mit Strom versorgen kann, gilt das nicht für alle Zeitschritte. In einzelnen Zeitschritten ist z.B. die Windstromproduktion in Bayern gering, während im Norden noch ausreichend Wind weht. In solchen Zeitpunkten zeigt WALE-RIE, dass es optimal ist, regionale Unterschiede in der Aufbringung über Stromtransportnetze auszugleichen.

Diese beispielhafte Analyse kann verallgemeinert werden: Ein durchschnittlicher Cluster kann sich bezogen auf die Jahresmenge zu 85% selbst mit Strom versorgen. In allen Clustern treten jedoch Zeitpunkte auf, in denen die Eigenversorgung weit unter dem Jahresdurchschnittswert liegt. Im Durchschnitt über alle Cluster sinkt die Eigenversorgung in zumindest einzelnen Zeitpunkten auf 18%. Anders formuliert bezieht ein durchschnittlicher Cluster in einzelnen

Zeitschritten 82% des Strombedarfs aus Clusterverbindungen, was die hohe Bedeutung dieser Netze unterstreicht.

Ähnliche Schlüsse lassen sich auch für Wasserstoff ziehen: im Jahresmittel bringen durchschnittliche Cluster mehr als die Hälfte (53%) des Wasserstoffbedarfs selbst auf. In einzelnen Zeitschritten sinkt die Wasserstoff-Eigenversorgung jedoch im Cluster-Durchschnitt auf 4%. Der regionale Ausgleich durch Clusterverbindungen ist für Wasserstoff durch die volatile Erzeugung in Elektrolysen und die räumliche Konzentration von Kavernenspeichern also besonders wichtig.

Ein etwas anderes Bild zeigt sich bei Methan. Aufgrund der räumlich verteilten kontinuierlichen Biomethanproduktion und der größeren Auswahl an Speicherstandorten ist die Eigenversorgung mit Methan für den durchschnittlichen Cluster zu jedem Zeitpunkt relativ hoch (mindestens 61%). Dies unterstreicht die geringeren Kapazitätsbedarfe für Methan-Transportnetze im Vergleich zu Wasserstoff.

Im optimierten Energiesystem werden Strom- und Wasserstoff-Clusterverbindungen am stärksten genutzt

Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen DE 2050				
	Strom	Wasserstoff	Methan	
Jahrestransportmenge	205 TWh	310 TWh	177 TWh	Summe der jährlichen Ausspeisungen in Cluster
Zeitgl. Höchstlast	41 GW	47 GW	23 GW	Maximum zeitgleicher Ausspeisungen in Cluster
Zeitungl. Höchstlast	97 GW	71 GW	35 GW	Summe über alle Cluster der maximalen zeitungleichen Ausspeisungen in Cluster

Alle Angaben nach Abzug von Transportverlusten, inkl. Ausspeisungen zum Zweck der Einspeicherung und inkl. Importe aus dem Ausland

Abbildung 5-25: Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Einen weiteren Blickwinkel auf die unterschiedlichen Rollen der Clusterverbindungen liefern die in Abbildung 5-25 dargestellten Nutzungskennzahlen.

Die Jahrestransportmenge (inkl. der Transporte von und zu Speichern) ist mit 310 TWh bei Wasserstoff am höchsten. Die maximale zeitgleiche¹⁰⁶ Höchstlast der Ausspeisungen aus Clusterverbindungen ist bei Strom und Wasserstoff mit 41 bzw. 47 GW vergleichbar hoch. Bei den vorzuhaltenden Ausspeisekapazitäten (Summe zeitungleicher maximaler¹⁰⁷ Ausspeisungen aus Clusterverbindungen) dominiert Strom mit 97 GW. Die niedrigsten Nutzungskennzahlen zeigen sich aus den im vorigen Abschnitt angeführten Gründen bei Methan.

¹⁰⁶ Zeitgleiche Summe über alle Cluster der Ausspeisungen aus Clusterverbindungen in Cluster.

¹⁰⁷ Summe der maximalen Ausspeisungen aus Clusterverbindungen in Cluster, auch wenn diese nicht zur gleichen Zeit stattfinden.

5.4 ENERGIEFLÜSSE IM SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

5.4.1 Jahresbilanzen Einsatz und Aufbringung je Energieträger

Im optimierten Energiesystem ist die Energieträgerstruktur mit sechs wesentlichen Energieträgern breit aufgestellt – dabei sind rd. 80% der aufgebrachten Energieträger leitungsgebunden

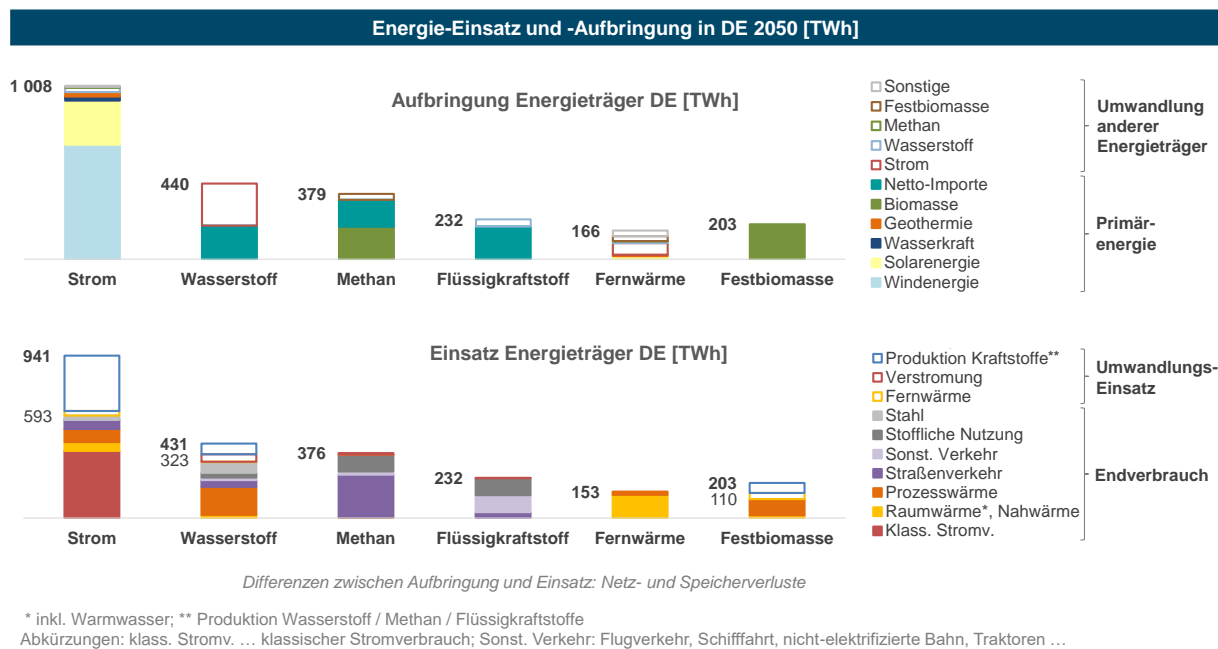


Abbildung 5-26: Einsatz¹⁰⁸ und Aufbringung¹⁰⁹ Energieträger im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Das optimierte Energiesystem nützt in jedem Anwendungssegment¹¹⁰ mindestens zwei wesentliche Energieträger. Für Details siehe Abbildung 5-26.

In Summe werden sechs Energieträger in einem Gesamtumfang¹¹¹ von 2 428 TWh¹¹² aufgebracht: Strom, Wasserstoff, Methan, Fernwärme, Flüssigkraftstoffe und Festbiomasse.

Davon sind rund 80% Primärenergie¹¹³ und rund 20% Sekundärenergie¹¹⁴.

Ebenfalls rund 80% aller aufgebrachten Energieträger (Strom, Methan, Fernwärme, Wasserstoff) sind leitungsgebunden, die verbleibenden rund 20% (Festbiomasse, Flüssigkraftstoffe) setzen auf andere Mechanismen der Energielogistik.

¹⁰⁸ Entnahme von Energie aus dem Energiesystem (durch Verbrauch oder Einspeicherung in einen Speicher).

¹⁰⁹ Die Bereitstellung von Energie für das Energiesystem (durch Erzeugung, Bezug aus einem Energiespeicher oder Import).

¹¹⁰ Mit Ausnahme des klassischen Stromverbrauchs, der definitionsgemäß nur Strom umfasst.

¹¹¹ Primär und sekundär (durch Umwandlung anderer Energieträger).

¹¹² Inkl. Netz- und Speicherverluste.

¹¹³ Inkl. Importe, exkl. Umgebungswärme und dezentraler Solarthermie.

¹¹⁴ Zum Beispiel Wasserstoff aus Strom, Methan aus Festbiomasse, Fernwärme aus Strom.

(Grüner) Strom macht mit über 1 000 TWh 42% der gesamten aufgebrachten Energie aus. Dieser wird i.W. auf Basis von Windkraft (66%), Photovoltaik (26%) erzeugt. Geothermie, Wasserkraft, Gaskraftwerke und sonstige thermische Kraftwerke steuern jeweils 1-3% der Stromaufbringung bei. Die Gesamtaufbringung von Strom in Deutschland steigt dabei um 65% gegenüber heute. Der Einsatz des Stroms erfolgt zu 42% im „klassischen Stromverbrauch“ (Licht, Kraft, Informationstechnologie ...), zu 33% in der Elektrolyse, zu 19% in der Wärme¹¹⁵, zu 6% im Straßenverkehr.

(Grüner) Wasserstoff macht 18% der gesamten aufgebrachten Energie aus und wird zu mehr als der Hälfte (56%) im Inland durch Elektrolyse von erneuerbarem Strom aufgebracht. Der Rest (44%) wird leitungsgebunden importiert. Der Einsatz des Wasserstoffs erfolgt zu 42% in der Wärme¹¹⁵, zu 21% in der Stahlproduktion bzw. industriellen stofflichen Nutzung, zu 14% als Ausgangsstoff zur Erzeugung von synthetischen Flüssigkraftstoffe, zu 12% im Verkehr und zu 10% in Gaskraftwerken bzw. der Fernwärme.

(Grünes) Methan macht 16% der gesamten aufgebrachten Energie aus. Es wird zu 50% aus heimischem Biogas bzw. zu 9% aus heimischem Holzgas produziert und zu 41% importiert. Der Einsatz des grünen Methans erfolgt zu 71% in der Mobilität, zu 26% in der stofflichen Nutzung und nur zu 3% in der Wärme und Gaskraftwerken.

Die Gesamtgasaufbringung (Summe Methan und Wasserstoff) bleibt dabei mit rund -10% relativ stabil gegenüber heute.

(Grüne) Flüssigkraftstoffe machen weitere 10% der gesamten aufgebrachten Energie bzw. 232 TWh aus – ein Minus von rund 80% gegenüber heute. Sie werden zu 82% importiert.¹¹⁶ Die verbleibenden 18% werden in Deutschland klimaneutral synthetisiert. Der Einsatz der Flüssigkraftstoffe erfolgt zum überwiegenden Teil in der stofflichen Nutzung (43%) und im Flugverkehr (42%). Die übrigen 15% werden im Straßenverkehr und in Backup-Kraftwerken eingesetzt.

(Grüne) Fernwärme macht trotz der hohen Bedeutung im Raumwärmesegment lediglich 7% der gesamten aufgebrachten Energie aus. Die Fernwärmeaufbringung steigt gegenüber heute um rund 30% und erfolgt hoch diversifiziert: zu 41% auf Basis von Strom (Wärmepumpen und Elektrodenkessel), zu 20% durch Abwärme aus der Industrie bzw. Müll-KWK, zu 17% aus Festbiomasse, zu 11% aus Solarthermie, zu 7% aus Wasserstoff und zu 5% aus Geothermie. Die Fernwärme findet ihren Einsatz zum überwiegenden Teil (88%) in der Raumwärme, der Rest (12%) geht in die Prozesswärme.

Festbiomasse¹¹⁷ macht die verbleibenden 8% der gesamten aufgebrachten Energie aus. Sie findet ihre Anwendung zu 71% direkt in der Wärme (46% Prozesswärme, 17% Fernwärme, 8% Raumwärme), 29% der Festbiomasse wird jedoch vor dem Endverbrauch in Biomethan umgewandelt.

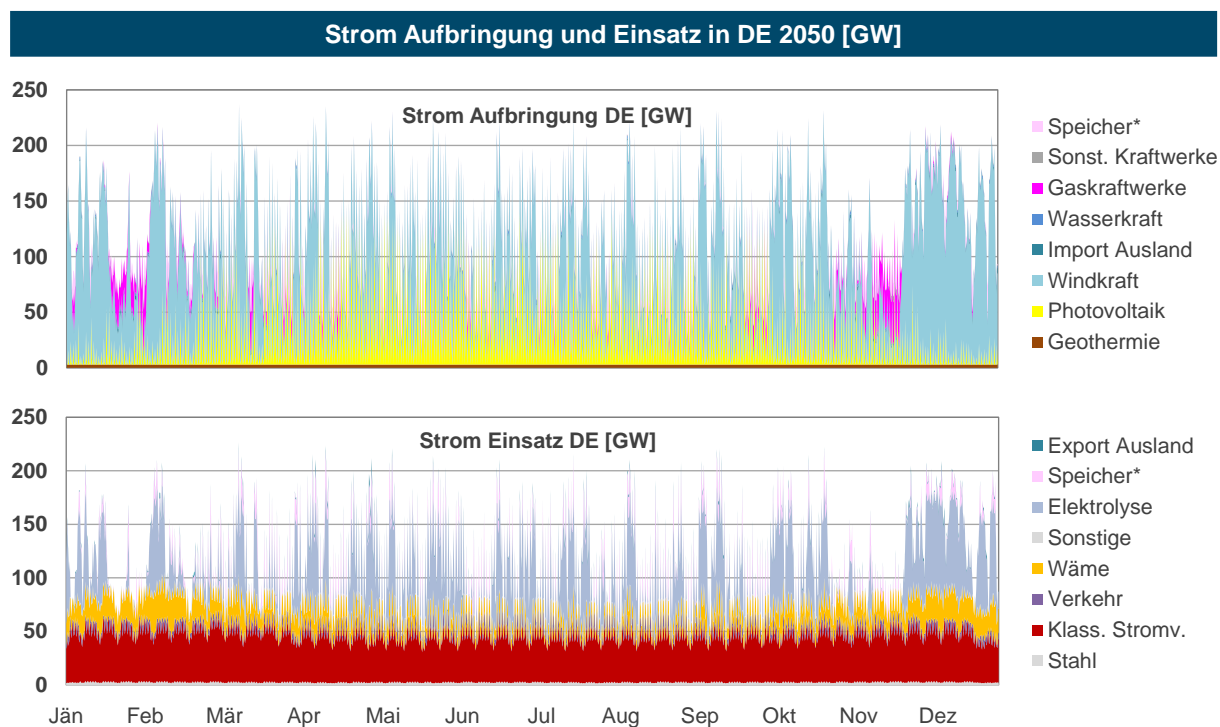
¹¹⁵ Dezentrale Raum- und Prozesswärme.

¹¹⁶ Synthetische Flüssigkraftstoffe auf Basis von grünem Wasserstoff.

¹¹⁷ Summe aus NawaRo und Abfallbiomasse.

5.4.2 Aufbringung und Verbrauch von Strom im Jahresverlauf

Im optimierten Energiesystem ist die Stromaufbringung aus Wind- und Sonnenenergie hoch volatil und wird insbesondere über Elektrolysen, Gaskraftwerke und Stromspeicher ausgeregelt



* Batterien, Druckluftspeicher, Pumpspeicher im In- und Ausland, bei Strombereitstellung auch inkl. Speicherwasser;
Abkürzungen: klass. Stromv. ... klassischer Stromverbrauch; Sonst. ... sonstige

Abbildung 5-27: Strom-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im optimierten Energiesystem produzieren die Profilstromerzeuger Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser und Tiefengeothermie überwiegend in starker Abhängigkeit von Wetterlagen (Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung, Wasserführung). Die Profilstromerzeugung ist entsprechend hoch volatil und schwankt im Zeitverlauf zwischen 12 und 236 GW. Auch unter Berücksichtigung internationaler Portfolioeffekte in der Wind- und PV-Stromproduktion kann die starke Spreizung zwischen Minimal- und Maximalerzeugung nur leicht auf 13 bis 230 GW reduziert werden.

Die optimierte Stromlast in Endverbrauch und Fernwärme ist im Vergleich dazu deutlich stabiler mit Werten zwischen 41 und 106 GW. Durch den optimierten Dispatch in WALERIE ist dieser Stromverbrauch in Endverbrauch und Fernwärme bereits in gewissem Umfang an das schwankende Stromangebot angepasst: durch steuerbares Laden von Elektrofahrzeugen, flexible Nutzung von Wärmepumpen in hybriden (mit Gaskessel kombinierten) Anlagen der Raum- und Prozesswärme sowie flexiblen Einsatz von Power-to-Heat Technologien in der

Fernwärme durch Vorhalten eines hoch diversifizierten Technologieparks. Dies reicht jedoch bei weitem nicht aus um Stromaufbringung und -einsatz in Einklang zu bringen.

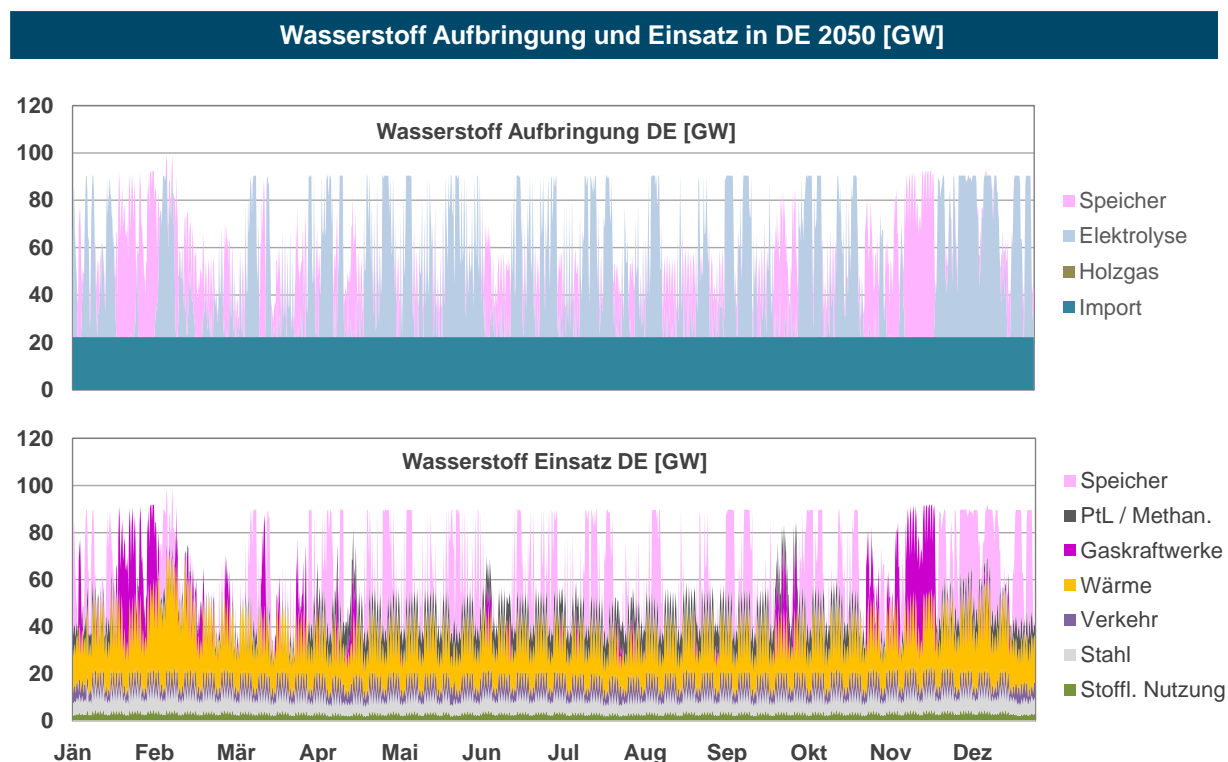
Eine weitere Flexibilitätsquelle stellen Stromspeicher dar. Batterien, Druckluftspeicher und Wasserspeicher im In- und Ausland nehmen (gleichzeitig) bis zu 32 GW Strom auf und speichern bei niedriger Profilstromproduktion (gleichzeitig) bis zu 31 GW Strom aus.

Die Potenziale zur mittel- und langfristigen Stromspeicherung sind jedoch geologisch stark limitiert (Beckengrößen Wasserspeicher, Verfügbarkeit geeigneter Salzkavernen) oder wirtschaftlich unattraktiv (hohe Kosten von Batteriespeicher-Volumina).

Zur Ausregelung des Stromsystems werden daher Elektrolysen, Gasspeicher und Gaskraftwerke in bedeutendem Umfang eingesetzt: Elektrolysen nehmen bei hoher Profilstromproduktion bis zu 86 GW Strom auf. Gaskraftwerke stellen insbesondere in den beiden ausgeprägten Dunkelflauten im November und Februar über längere Zeiträume bis zu 38 GW Backup-Strom bereit.

5.4.3 Aufbringung und Verbrauch von Wasserstoff im Jahresverlauf

Im optimierten Energiesystem ist die Wasserstoffaufbringung durch den hohen Anteil heimischer Elektrolyseproduktion stark vom Stromangebot abhängig, gleichzeitig werden Spitzenlasten für Gaskraftwerke genau in Dunkelflauten benötigt



Abkürzungen: PtL / Methan. ... Einsatz für die Herstellung von Flüssigkraftstoffen oder Methan; Stoffl. ... Stoffliche

Abbildung 5-28: Wasserstoff-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Im optimierten Energiesystem erfolgt die Netto-Aufbringung von Wasserstoff einerseits durch 22 GW Bandimport und andererseits durch Elektrolysen in Deutschland, in Abhängigkeit des Angebots an „Überschussstrom“, der gerade nicht für andere Einsatzzwecke wie Endverbrauch oder Fernwärme benötigt wird. Die Wasserstoffproduktion in Elektrolysen erfolgt mit 3 519 Volllaststunden und schwankt stark zwischen 0 und 68 GW.

Auch beim Wasserstoff-Verbrauch sind stabile und stark volatile Segmente zu erkennen. Der Bedarf für Stahlerzeugung, stoffliche Nutzung und Mobilität weist keine wesentliche Saisonalität auf. Der Wasserstoff-Einsatz für Wärme (exkl. KWK-Anlagen) schwankt stark zwischen 12 und 49 GW. Wasserstoff-Spitzenlasten für die Wärmebereitstellung treten an besonders kalten Tagen auf an denen a) die Wasserstoff-Luftwärmepumpen in der Raumwärme viel Wärme bereitstellen müssen, aber temperaturbedingt mit unterdurchschnittlichem Wirkungsgrad betrieben werden müssen, b) in hybriden Anlagen aus elektrischen Wärmepumpen und Wasserstoffkesseln stark auf die Wasserstoff-Option gesetzt wird und c) in der Fernwärme Wasserstoffkessel zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. Absolute Spitzen im Wasserstoffbedarf treten schließlich in Dunkelflauten auf, wenn alleine in Wasserstoff-Kraftwerken bis zu 39 GW Wasserstoff gleichzeitig benötigt werden.

Genau in diesen Zeiten des Spitzenbedarfs steht kein Strom für Elektrolysen zur Verfügung und die Wasserstofflasten müssen durch bis zu 70 GW gleichzeitiger Ausspeicherungen gedeckt werden. Umgekehrt speichern Kavernenspeicher bei hohem Profilstromangebot und dementsprechend hohem Elektrolyseeinsatz bis zu 56 GW Wasserstoff ein.

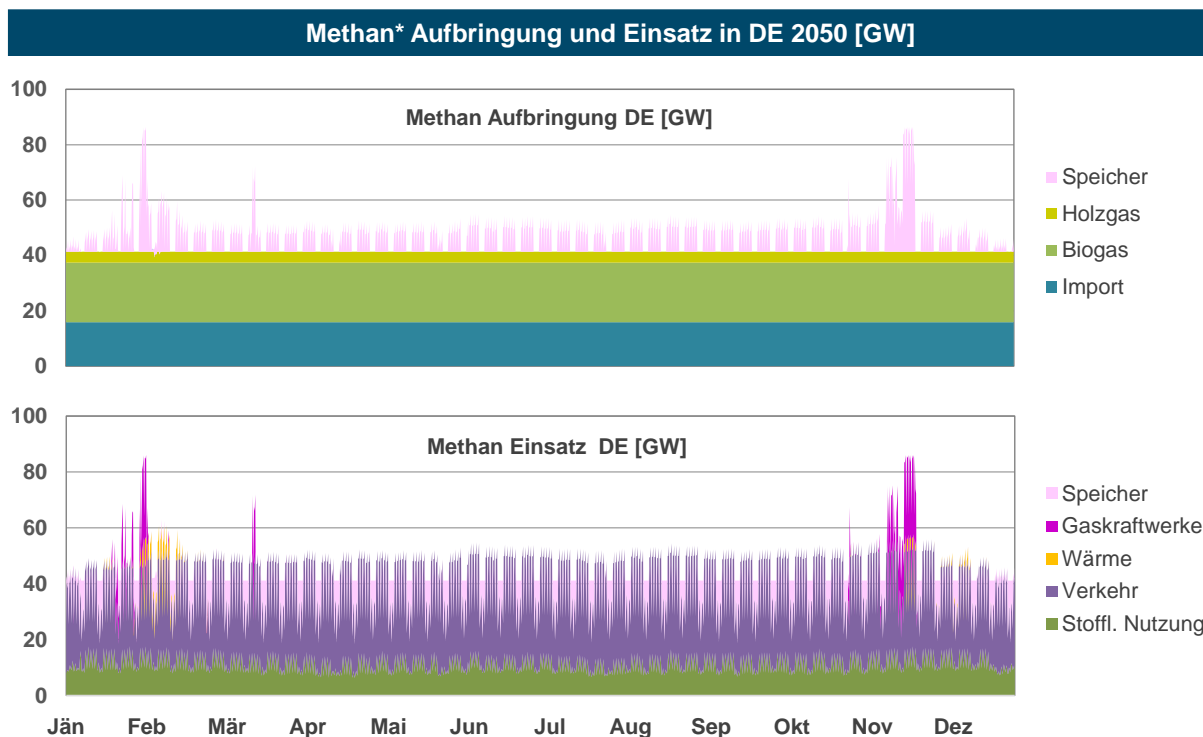
5.4.4 Aufbringung und Verbrauch von Methan im Jahresverlauf

Im optimierten Energiesystem entsprechen die flache Biomethan-Aufbringung sowie die Importe zeitlich grob dem Bedarf für Verkehr und stoffliche Nutzung; Spitzenbedarfe für Wärme und Verstromung werden über Gasspeicher versorgt

Im optimierten Energiesystem erfolgt die Netto-Aufbringung durch Importe und inländische Biomethan-Produktion im Wesentlichen bandförmig. Importe erreichen Deutschland mit einer kontinuierlichen Leistung von rd. 16 GW.¹¹⁸ Die Produktion von Biomethan in Biogas- bzw. Holzgasanlagen erfolgt im optimierten Dispatch annähernd bandförmig mit einer Leistung von rd. 22 bzw. 4 GW.

Im Methan-Verbrauch stellen industrielle stoffliche Nutzung (bis zu 18 GW) und die Mobilität (bis zu 42 GW) Lasten dar, die aufgrund von Wochenrhythmen gewissen Bedarfsschwankungen unterliegen aber wenig Saisonalität aufweisen. Im Gegensatz dazu fällt der Methanbedarf für Wärmeproduktion ausschließlich zwischen Ende Oktober und Anfang März, mit Spitzenlasten von bis zu 10 GW im Februar, an. An besonders kalten Tagen bzw. bei Dunkelflauten wird in den hybriden Anlagen aus elektrischen Wärmepumpen und Methankesseln der Raum- und Prozesswärme stark auf die Methan-Option gesetzt. Absolute Spitzen im Methanbedarf treten schließlich in (kalten) Dunkelflauten auf, wenn gleichzeitig zu Kältespitzen bis zu 29 GW Methan zur Verstromung eingesetzt werden.

¹¹⁸ Im Unterschied zu Abbildung 5-8 sind hier Importe von verflüssigtem Methan, das direkt (d.h. ohne Einspeisung in Gasnetze) flüssig verbraucht wird, nicht enthalten.



* „Pipeline-Methan“, d.h. exkl. Methan das verflüssigt importiert und vertrieben wird; Abkürzungen: Stoffl. ... Stoffliche

Abbildung 5-29: Methan-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Zur Deckung dieser Spitzenlasten von in Summe bis zu 86 GW wird dann gleichzeitig bis zu 45 GW Methan aus Kavernen- und Porenspeichern bereitgestellt. Umgekehrt genügen deutlich niedrigere Einspeicherraten von maximal 23 GW, da Methan gut über das Jahr verteilt eingelagert werden kann.

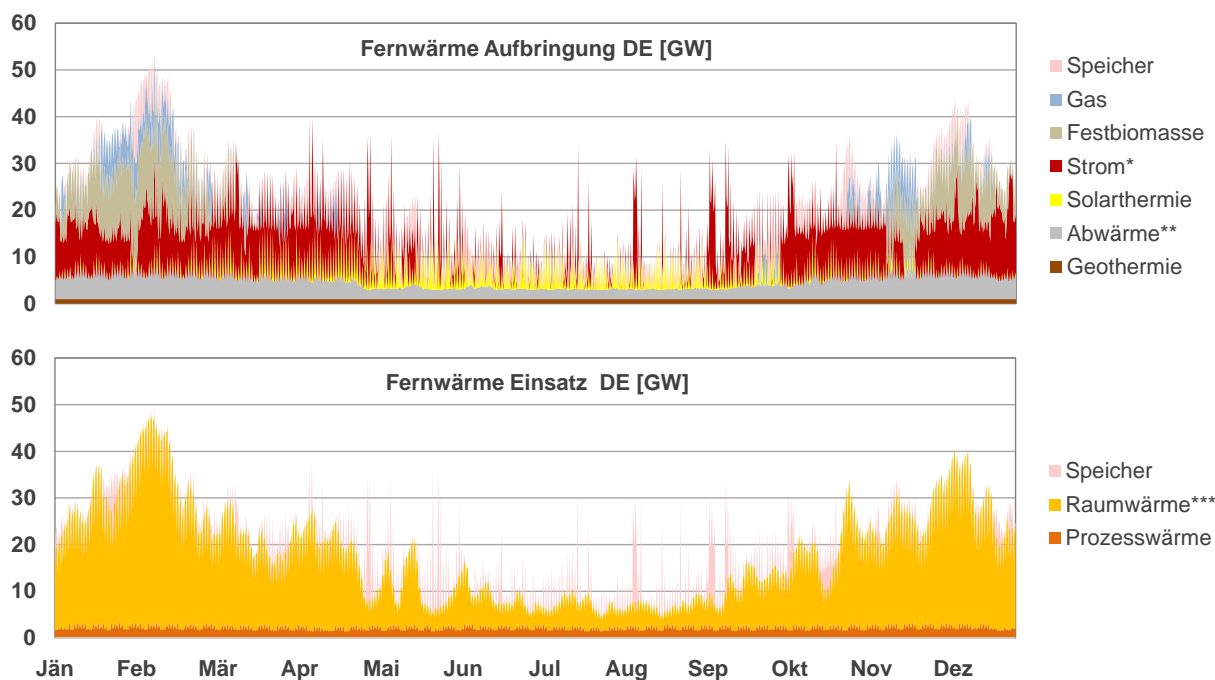
5.4.5 Aufbringung und Verbrauch von Fernwärme im Jahresverlauf

Im optimierten Energiesystem deckt ein stark differenzierter Fernwärmepark mit hohem Anteil elektrischer Erdwärmepumpen einen winterlastigen Endverbrauch

Im optimierten Energiesystem wird Fernwärme überwiegend zur Raumwärmeversorgung eingesetzt und stellt dort mit 37% Marktanteil eine wesentliche Säule dar. Zusätzlich spielt Fernwärme eine weitere, jedoch geringere Rolle in der Prozesswärme. Das Fernwärmeverbrauchprofil ist daher stark von der Saisonalität des Raumwärmebedarfs geprägt. Die Winterspitzenlast liegt bei 48 GW.

In der Fernwärmeaufbringung wird ein stark diversifizierter Technologiepark mit einer in der Optimierung ermittelten systematischen Einsatzlogik zur volkswirtschaftlich kostenminimalen Versorgung eingesetzt.

Fernwärme Aufbringung und Einsatz in DE 2050 [GW]



* Elektrische Erd-Wärmepumpen, Elektrodenkessel, elektrische Flusswasser-Wärmepumpen;
** Industrie-Abwärme, Abwärme aus Müll-KWK und PtL-Anlagen; *** Inkl. Warmwasser

Abbildung 5-30: Fernwärme-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

In Gebieten mit entsprechenden geologischen Potenzialen wird ganzjährig, mit einer Summenleistung von rd. 1 GW Geothermie genutzt. Auch industrielle Abwärme und Abwärme aus Müll-KWK- und Power-to-Liquid-Anlagen werden bei lokaler Verfügbarkeit relativ gleichförmig mit bis zu rd. 7 GW in die Fernwärmenetze eingespeist.

Solarthermie steuert bis zu 12 GW Wärme bei – jedoch überwiegend im Sommer. Solarthermie dient daher überwiegend der Warmwasserversorgung bzw. wird eingespeichert (für Details zu Wärmespeichern siehe weiter unten).

Stromangebotsorientiert und damit ebenfalls überwiegend nach natürlichen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit) werden Elektrodenkessel eingesetzt. Elektrodenkessel produzieren in Winter wie Sommer je nach verfügbarem Stromangebot mit 862 Volllaststunden bis zu 14 GW Wärme, die soweit nicht unmittelbar benötigt ebenfalls eingespeichert wird.

Elektrische Erdwärmepumpen sind bezogen auf die Anlagenkosten eine deutlich teurere Power-to-Heat Technologie, die daher auch auf höhere Auslastung (5 990 Volllaststunden) ausgelegt wird. Erdwärmepumpen stellen zwischen Oktober und Ende April fast durchgehend rd. 8 GW Wärme bereit. Diese kontinuierliche Produktion im Winterhalbjahr wird nur in den beiden ausgeprägten Dunkelflauten im November und Februar eingestellt. Dafür wird auch im Sommerhalbjahr bei hohem Stromangebot Wärme erzeugt und teilweise eingespeichert. Elektrische Flusswasserwärmepumpen können aufgrund von Vereisungs-Gefahr nur bei

relativ milden Temperaturen eingesetzt werden und unterstützen die Fernwärmeproduktion daher vor allem in den Übergangszeiten (2 620 Volllaststunden) mit bis zu 3 GW Wärme.

Wasserstoff-KWK-Anlagen liefern zwischen Ende September und Ende April weitere Wärme (bis zu 7 GW), der Betrieb richtet sich dabei sowohl nach den Bedarfen in Fernwärme als auch im Strom-Backup und erreicht so 1 195 Volllaststunden im Jahr.

Bei kalten Temperaturen – zwischen Anfang November und Mitte März – kommen zusätzlich zu den genannten Anlagen Festbiomassekessel mit einer thermischen Leistung von bis zu 15 GW und 1 873 Volllaststunden zum Einsatz.

Nur bei absoluten Kältespitzen – hier im Februar und Dezember auftretend – werden zusätzlich Gaskessel genutzt. Wasserstoff-Kessel produzieren für diese relativ seltenen Spitzenlastzeiten (170 Volllaststunden) bis zu 9 GW Wärme.

Die Leistungsbereitstellung aus dem Fernwärmeerzeugungspark wird ergänzt durch kurz- und langfristige Wärmespeicher mit einer Gesamtausspeicherleistung von bis zu 16 GW.

Die kurzfristigen Wärmespeicher stellen dabei ganzjährig einen hochzyklischen Ausgleich bereit, insbesondere auch innerhalb einzelner Tage. Dieser Ausgleich erfolgt ganz wesentlich auch im Sommerhalbjahr, wo auf Basis von Solarthermie und Power-to-Heat am hellen Tag eingespeichert und bei Dunkelheit wieder ausgespeichert wird, um den (sommerlich geringeren) Fernwärmebedarf kontinuierlich günstig zu decken. Die Nutzung der strombasierten Erzeugung von Fernwärme zur Befüllung von Wärmespeichern leistet somit auch einen Beitrag zur Ausregelung des Stromsystems.

Die langfristigen Wärmespeicher dienen insbesondere im Winter der Deckung von – auch über längere Zeiträume auftretenden – Bedarfsspitzen. Sie werden einerseits im Sommer und Herbst – ebenfalls mit Solarthermie und strombasierter Fernwärme – gefüllt, andererseits aber auch im Winter. Letzteres erfolgt außerhalb von absoluten Spitzenlastperioden mit Fernwärme aus Festbiomassekesseln, Wärmepumpen oder Gasttechnologien.

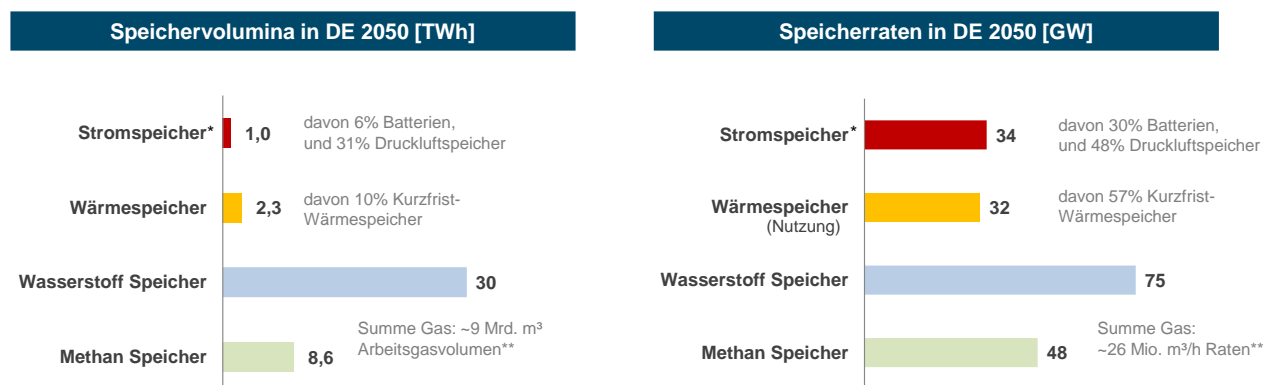
5.4.6 Nutzung von Energiespeichern

Energiespeicher spielen im optimierten Energiesystem eine bedeutende Rolle. Die unterschiedlichen Speichertypen werden entsprechend ihrer spezifischen Stärken optimiert eingesetzt und gleichen die bei Strom, Methan, Wasserstoff und Fernwärme wesentlichen Unterschiede zwischen Verbrauch und Erzeugung des jeweiligen Energieträgers aus.

Im optimierten Energiesystem werden wesentliche Energiespeicher-Kapazitäten zur Ausregelung des Energiesystems eingesetzt – mit höchsten Kapazitäten für Wasserstoffkavernen

Gasspeicher weisen mit Abstand die größten Speichervolumina, aber auch die größten Speicherraten auf. Innerhalb der Gasspeicher dominieren Wasserstoff-Kavernen mit 30 TWh Arbeitsgasvolumen und 75 GW Raten vor Methan-Kavernen und -Porenspeichern mit Kapazitäten von 8,6 TWh bzw. 48 GW. Die Speichervolumina von Wärme- (unter- sowie oberirdische Strukturen) und Stromspeichern (Wasserspeicher, Druckluftspeicher, Batterien) sind aufgrund geologischer oder wirtschaftlicher Gegebenheiten mit 2,3 TWh bzw. 1 TWh um

Größenordnungen geringer. Im Bereich der kurz- und mittelfristigen Leistungsbereitstellung leisten jedoch auch die Wärme- und Stromspeicher mit 32 bzw. 34 GW bedeutende Beiträge.



* Stromspeicher: Pumpspeicher, Speicherwasser, Druckluftspeicher und Batterien;
** Umrechnung mit Brennwert Methan 11,03 kWh/m³ und Brennwert H₂ 3,54 kWh/m³;

Abbildung 5-31: Überblick Speicherkapazitäten im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Eine Gegenüberstellung von Speichervolumina und Speicherraten zeigt die verschiedenen theoretischen Entleerzeiten¹¹⁹ und damit Rollen der Energiespeicher: Am kürzesten kann mit 6 Stunden die volle Speicherleistung aus Batterien bereitgestellt werden, gefolgt von Druckluftspeichern mit 18 Stunden und Wasser- und Wärmespeichern mit je 3 Tagen. Über eine Woche kann mit Volllast lediglich aus Gasspeichern Energie bezogen werden – 8 Tage bei Methan und 16 Tage bei Wasserstoff.¹²⁰

Im optimierten Energiesystem sind Energiespeicher zentral – die energiewirtschaftliche Rolle unterscheidet sich dabei je Speichertyp stark

Die verschiedenen Speichertypen – von Wasserstoffkavernen über Wärmespeicher bis zu Batterien – leisten wesentliche, je Technologie jedoch sehr unterschiedliche Beiträge zur kostenminimalen Dekarbonisierung des Energiesystems.

Stromspeicher stellen hochfrequente Flexibilität für das Stromsystem bereit. Die Füllstandskurven zeigen im Laufe eines Jahres viele hohe bis vollständige Befüllungen und anschließende Entleerungen. Batterien speichern dabei etwa das 200-fache ihres Speichervolumens im Laufe eines Jahres ein und aus. Wasser- und Druckluftspeicher dienen einer Lastverschiebung innerhalb einzelner Tage bis Wochen und werden mit rund 70 äquivalenten Volllastzyklen genutzt.

Wärmespeicher stellen sowohl kurz- als auch längerfristig Flexibilität bereit. Kurzfristige Speicherung erfolgt überwiegend in Obertage-Anlagen, während zur längerfristigen Einlagerung großvolumige unterirdische Strukturen genutzt werden. Langfristige Wärmespeicher zeigen

¹¹⁹ Verhältnis von Speichervolumen zu Speicherraten, d.h. vereinfachte Auswertung ohne Berücksichtigung verschiedener technischer Restriktionen der Ausspeicherung bei sinkenden Füllständen.

¹²⁰ Bei den dargestellten Speichervolumina sowie den daraus resultierenden Entleerzeiten ist zu beachten, dass hier noch keine (politisch zu definierende) Bevorratung strategischer Reserven berücksichtigt wurde.

den Höchststand der Befüllung vor Beginn der Heizsaison und werden dann in der ersten Kältewelle innerhalb von rd. zwei Monaten entleert. Bei zwischenzeitlich mildereren Temperaturen wird jedoch auch im Winter wieder nachgespeichert um für spätere Kältewellen, z.B. im Februar gerüstet zu sein.

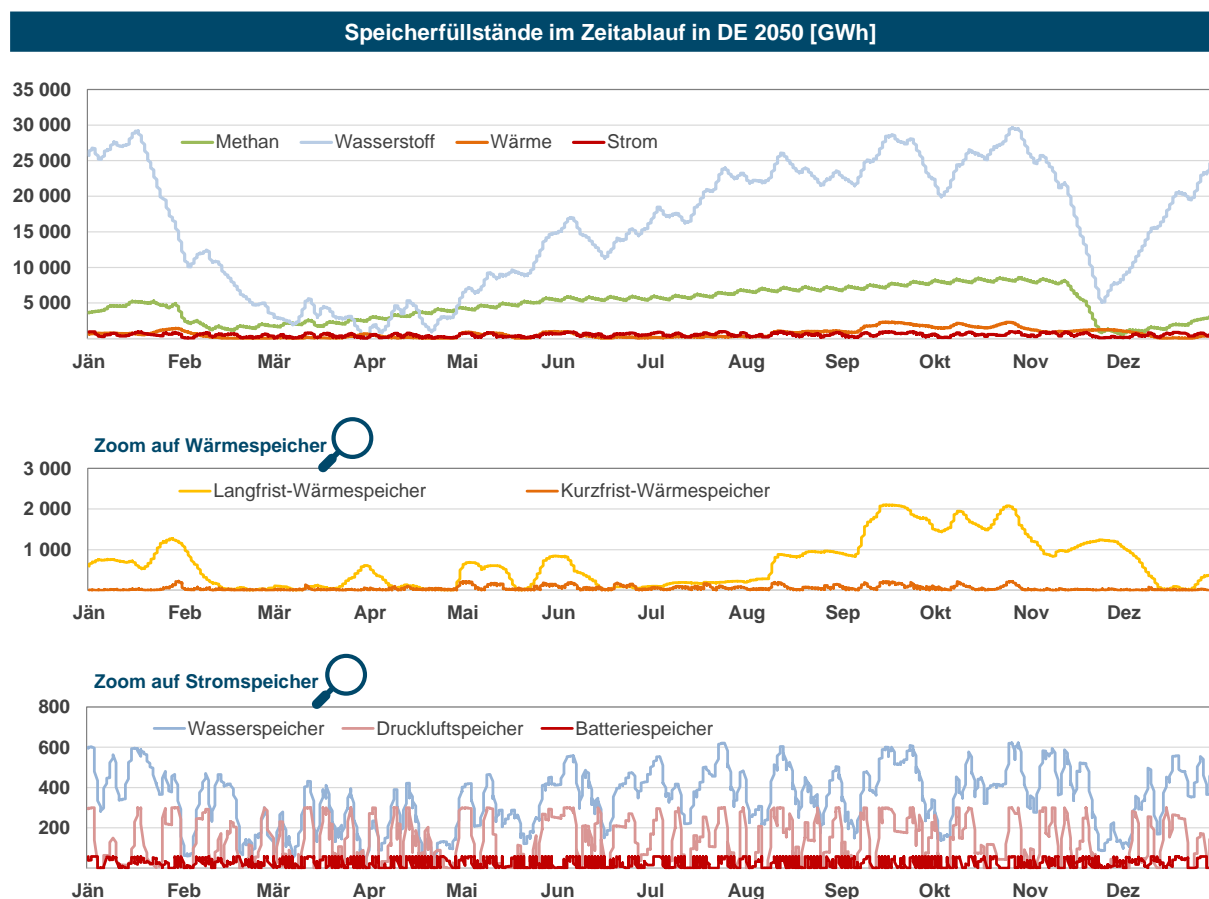


Abbildung 5-32: Füllstandskurven Energiespeicher im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Methanspeicher werden über lange Zeiträume relativ kontinuierlich gefüllt und in den beiden (kalten) Dunkelflauten innerhalb weniger Tage bis Wochen geleert um den Methanbedarf in Backup-Kraftwerken aber auch der hybriden Wärmeversorgung zu decken. Zusätzlich wird in weitaus geringerem Umfang kurzfristige Flexibilität genutzt.

Wasserstoffspeicher zeigen in erster Näherung ebenfalls eine Doppelsaisonalität im Füllstandsverlauf. Die beiden stärksten Ausspeicherphasen von Wasserstoff sind jedoch etwas langfristiger als von Methan und betragen ein bis zwei Monate. Dies ist durch die längeren optimierten Laufzeiten der Wasserstoff-Kraftwerke¹²¹ und die größere Rolle von Wasserstoff in der Wärmeversorgung (auch außerhalb von Dunkelflauten) bedingt. Das Befüllen der

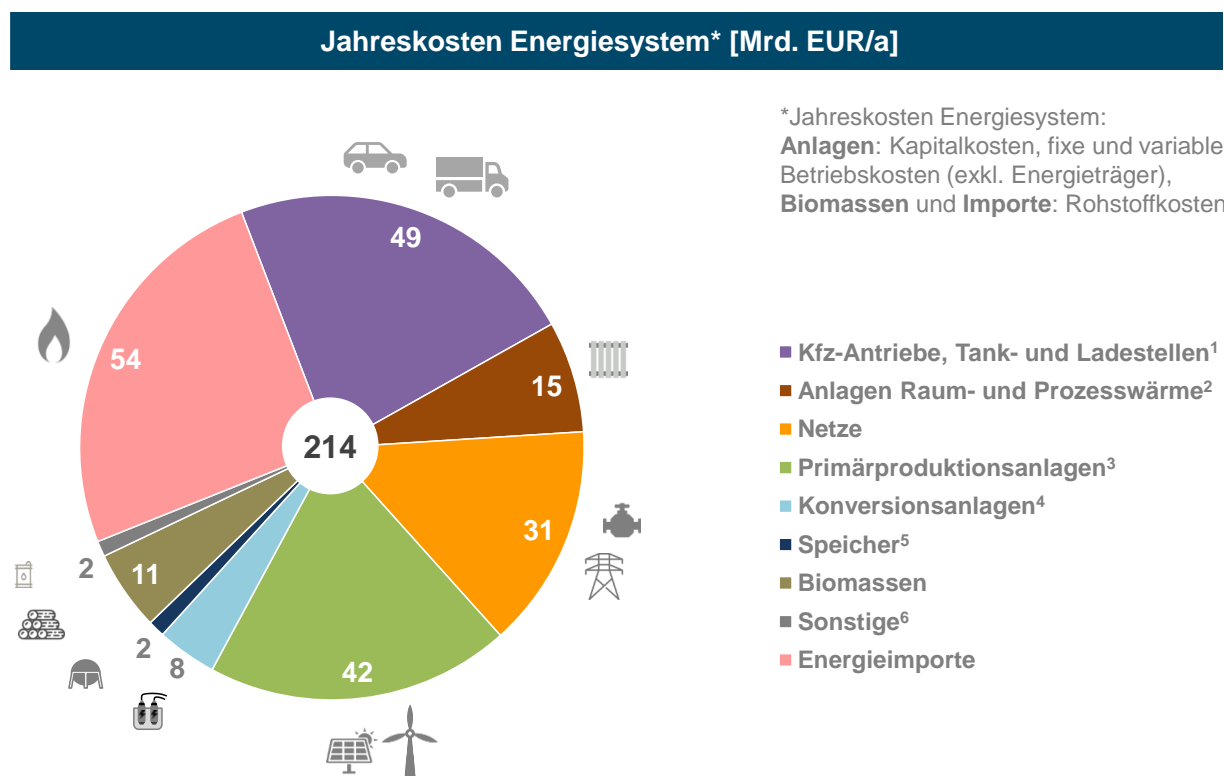
¹²¹ Methankraftwerke und -kessel in der Fernwärme werden durch die günstigere Leistungsbereitstellung von Methan gegenüber Wasserstoff bevorzugt als Spitzen- und Redundanzanlagen eingesetzt. Die günstigere Leistungsbereitstellung von Methan wiederum ist durch geringere spezifische Netz- und Speicherkosten bedingt.

Wasserstoffspeicher erfolgt im Gegensatz zu Methan keineswegs kontinuierlich. Einerseits erfordert die hoch volatile Elektrolyse-Produktion schnelle Einspeicherung großer Energiemengen. Andererseits kommt es auch im Sommer zu signifikanten Ausspeicherungen um bei niedriger Profilstromproduktion (→ keine Elektrolyse) den (im Sommer insbesondere industriellen) Wasserstoffbedarf decken zu können.

Bei allen Speichertypen ist zu beachten, dass eine (politisch zu definierende) Bevorratung strategischer Reserven in der Modellierung nicht berücksichtigt wurde, und daher bei allen Speichern zumindest einmal im Jahr eine vollständige Entleerung auftritt.

5.5 JAHRESKOSTEN DES ENERGIESYSTEMS IM SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

Das optimierte Energiesystem für Deutschland kostet rd. 214 Mrd. EUR pro Jahr



¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc.);

² inkl. Nahwärmanlagen/-netze, exkl. Industrieöfen; ³ inkl. Speicherwasserkraft und Biomethananlagen;

⁴ inkl. Fernwärmanlagen, exkl. Biomethananlagen; ⁵ exkl. Speicherwasserkraft;

⁶ Logistikkosten Flüssigkraftstoffe / Flüssiggas, Kompensationskosten Methanschluß;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, DinosoftLabs, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 5-33: Jahreskosten des optimierten Energiesystems des Szenarios „Technologieoffen“

Das optimierte, vollständig dekarbonisierte Energiesystem kostet Deutschland 214 Mrd. EUR¹²² pro Jahr. Der Anteil dieser Kosten am Bruttoinlandsprodukt des Zieljahres wird voraussichtlich unter 5% liegen.¹²³

Dieser Betrag umfasst die annuitätischen Kapitalkosten¹²⁴ sowie fixe und variable Betriebskosten für alle Anlagen der Energiewirtschaft (Erzeugung / Umwandlung / Speicherung / Netze), für alle Endverbrauchsanlagen in Raumwärme und Prozesswärme exkl. nicht-standardisierbarer Industrieöfen, für alle Kraftfahrzeugantriebe¹²⁵, Tank- und Ladeinfrastrukturen sowie Kosten für energetisch genutzte Biomassen und Energieimporte¹²⁶

Da das modellierte Energiesystem die gesamte Wertschöpfungskette umfasst, sind die Kosten von Energieträgern, die im Energiesystem erzeugt werden (z.B. Strom aus Photovoltaikanlagen), zur Vermeidung von Doppelzählungen nicht gesondert enthalten. (Diese sind bereits über die entsprechenden Anlagenkosten erfasst.) Nur Kosten für Rohstoffe oder Energieträger die nicht im modellierten Energiesystem selbst erzeugt werden, müssen gesondert berücksichtigt werden. Dies betrifft nur Biomassen und Energieimporte. Dementsprechend umfasst beispielsweise das Segment „dezentrale Wärmetechnologien“ in vorstehender Abbildung ausschließlich die entsprechenden Anlagenkosten und keine Energieträgerkosten.

Aus Sicht der Kostenentstehung lassen sich die Kosten des optimierten Energiesystems dabei grob wie folgt unterteilen:

- 39% der Kosten entfallen auf Anlagen in der Energieindustrie („Energieinfrastruktur“) zur Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Bereitstellung (Netze) von Energie, in Summe 83 Mrd. EUR/a,
- 30% der Kosten entfallen auf Anlagen zur Nutzung von Energie bei oder nahe bei *Endverbrauchern* (Kraftfahrzeugantriebe, Wärmeerzeuger ...), in Summe 64 Mrd. EUR /a,
- 25% der Kosten entfallen auf *Importe* von Energieträgern (grüne Gase und Flüssigkraftstoffe), in Summe 54 Mrd. EUR /a und
- 5% der Kosten entfallen auf Kosten für *Biomassen*, die aus Sicht des Energiesystems überwiegend vom Land- und Forstwirtschaftssektor¹²⁷ zugekauft werden, in Summe 11 Mrd. EUR /a.

Innerhalb der 64 Mrd. EUR /a Anlagenkosten bei Endverbrauchern dominiert der Kostenanteil von Kraftfahrzeugantrieben inkl. Tank- bzw. Ladeinfrastruktur (76%). Im Vergleich dazu ist der

¹²² In realem Geld von „heute“ (d.h. ohne Berücksichtigung der nominellen Geldentwertung, jedoch unter Berücksichtigung erwarteter Kostendegressionen).

¹²³ Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt 2019 beträgt der Anteil rd. 6%; bis zum Zieljahr 2050 wird das Bruttoinlandsprodukt aller Voraussicht nach real weiterwachsen und der Anteil entsprechend schrumpfen.

¹²⁴ D.h. Investitionskosten sind unter Berücksichtigung von Zinsen auf die entsprechende Nutzungsdauer verteilt.

¹²⁵ Exklusive Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc.).

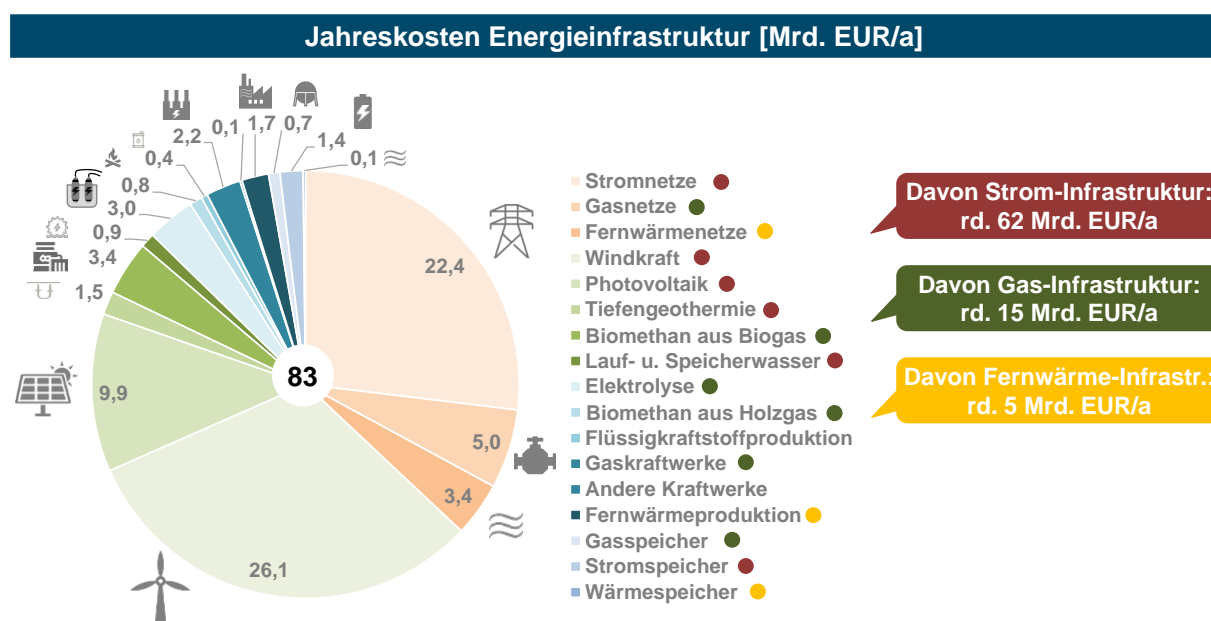
¹²⁶ Zusätzlich sind Logistikkosten für die nicht-netzgeführten Energieträger Flüssigkraftstoffe und verflüssigtes Methan sowie Kompensationskosten für etwaigen Methanschlupf enthalten.

¹²⁷ Teile der Abfallbiomassen fallen in anderen Sektoren an.

Kostenanteil der diversen modellierten Raum- und Prozesswärme-Technologien¹²⁸ an den Endverbraucheranlagen mit 24% relativ gering.

Innerhalb der 83 Mrd. EUR/a Anlagenkosten der Energieinfrastruktur dominieren Anlagen zur Erzeugung von Primärenergie¹²⁹ (50%) und Energienetze¹³⁰ (37%). Deutlich geringere Kostenanteile entfallen auf Umwandlungstechnologien¹³¹ (10%) sowie Speichertechnologien¹³² (3%).

Von den 83 Mrd. EUR/a Kosten der Energieinfrastruktur entfallen 62 Mrd. EUR/a auf Strom-Infrastruktur und 15 Mrd. EUR/a auf Gas-Infrastruktur



Jahreskosten Energieinfrastruktur: Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten der Anlagen (exkl. Energieträger)

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Smashicons, Iconnice, Hand Drawn Goods, Zlatko Najdenovski - Flaticon.com

Abbildung 5-34: Jahreskosten der Energieinfrastruktur im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Gliedert man die 83 Mrd. EUR/a Kosten der Energieinfrastruktur grob nach Energieträgern ergibt sich, dass 75% auf die Strom-Infrastruktur entfallen, 18% auf die Gas-Infrastruktur und 6% auf Fernwärme¹³³.

Innerhalb der 62 Mrd. EUR/a für Strom-Infrastruktur dominieren die Kostenanteile für Windkraftanlagen (42%) vor Stromnetzen (36%) und Photovoltaik-Anlagen (16%).

¹²⁸ Inkl. Nahwärmanlagen und -netze, exkl. nicht standardisierbare Industrieöfen.

¹²⁹ Windkraft, Photovoltaik, Lauf- und Speicherwasser, Tiefengeothermie, Biomethananlagen.

¹³⁰ Strom, Methan, Wasserstoff, Fernwärme.

¹³¹ Fernwärmeproduktion, Gaskraftwerke, Flüssigkraftwerke, Elektrolysen, Holzgasanlagen, Power-to-Liquid-Anlagen.

¹³² Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien, Gasspeicher, Wärmespeicher.

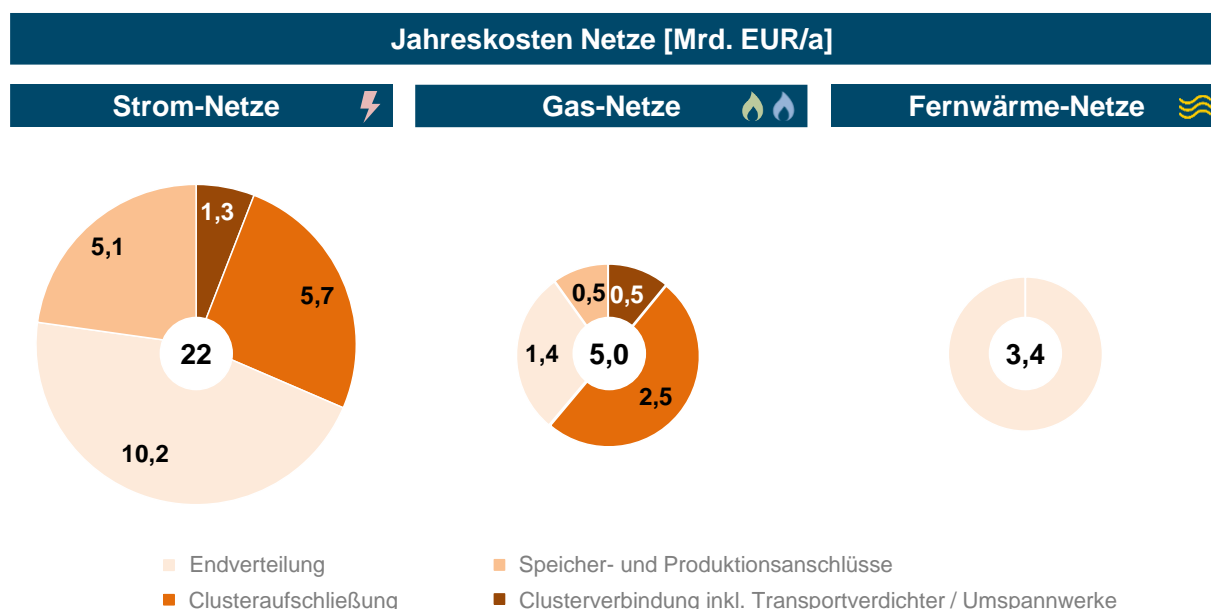
¹³³ Exkl. Wasserstoff-KWK-Anlagen, die bei der Gas-Infrastruktur erfasst sind.

Tiefengeothermieanlagen, Laufwasserkraftwerke und Stromspeicher machen jeweils nur 1-2% der Strominfrastrukturkosten aus.

Innerhalb der 15 Mrd. EUR/a für Gas-Infrastruktur sind die Kostenanteile der diversen Gasproduktionsanlagen (Biomethananlagen auf Basis Bio- bzw. Holzgas sowie Elektrolysen, in Summe 48%) sowie der Netze (33%) besonders relevant. Gaskraftwerke und Gasspeicher verursachen 14% bzw. 5% der Gas-Infrastrukturkosten.

Innerhalb der rd. 5 Mrd. EUR/a für Fernwärme-Infrastruktur (exkl. Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen) dominieren Fernwärmenetze (65%) vor Fernwärmeproduktionsanlagen (32%). Wärmespeicher verursachen anteilig nur geringe Kosten (3%).

Von den 31 Mrd. EUR/a an Anlagenkosten für Energienetze entfallen 73% auf Stromnetze, 16% auf Gasnetze und 11% auf Fernwärmenetze



Jahreskosten Netze: Abschreibungen, Zinsen, fixe Betriebskosten

Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Iconnice, DinosoftLabs, Hand Drawn Goods - Flaticon.com

Abbildung 5-35: Jahres-Anlagenkosten für Energienetze im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“

Gliedert man die 31 Mrd. EUR/a Anlagenkosten für Energienetze nach Energieträgern ergibt sich, dass der Großteil auf Stromnetze entfällt (22 Mrd. EUR/a). Die Jahreskosten für Gas- und Fernwärmenetze sind vergleichsweise gering (5,0 Mrd. EUR/a für Gas, davon jeweils rd. die Hälfte für Methan / Wasserstoff, bzw. 3,4 Mrd. EUR/a für Fernwärme).

Für Fernwärme wurde das gesamte Netz als Endverteilnetz modelliert. Bei Stromnetzen verursacht die Endverteilung 46% der Netzkosten, bei Gas lediglich 29%.

Bei Gasnetzen ist der Kostenanteil der Clusteraufschließungen mit 50% besonders hoch.

6 SZENARIO „KEINE VERBRENNER-FAHRZEUGE“

6.1 DEFINITION SZENARIO „KEINE VERBRENNER-FAHRZEUGE“

Berechnung eines Vergleichsszenarios ohne Verbrenner-Fahrzeuge

Im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ wird analysiert, welche Auswirkungen ein Verzicht auf Verbrenner-Fahrzeuge im Vergleich zum technologieoffen optimierten Energiesystem hat. Konkret werden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren in allen Straßenverkehrssegmenten gesperrt. Für PKW, leichte Nutzfahrzeuge, lokalen Wirtschaftsverkehr und Fernverkehr dürfen also nur noch Batterie-elektrische und Brennstoffzellen Antriebe eingesetzt werden.

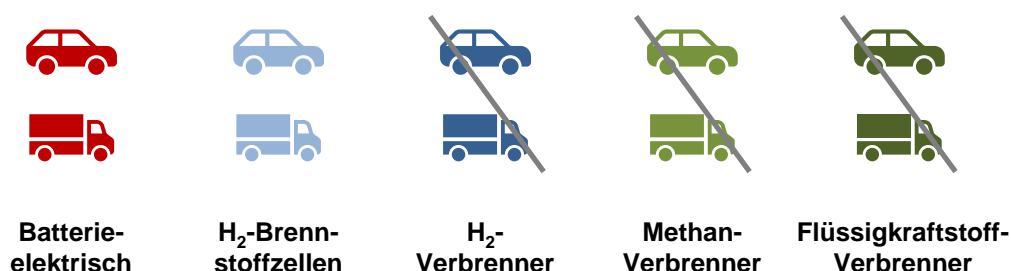


Abbildung 6-1: Illustration Definition Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“

Alle anderen Rahmenbedingungen für die Modellierung bleiben gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ unverändert. Das Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ wurde für das eingeschränkte Spektrum zulässiger Technologien wiederum kostenoptimal berechnet und ist insoweit „bedingt kostenoptimal“.

6.2 ÜBERSICHT UNTERSCHIEDE UND GEMEINSAMKEITEN SZENARIEN „KEINE VERBRENNER-FAHRZEUGE“ UND „TECHNOLOGIEOFFEN“

Ersatz gesperrter Verbrenner-Kfz durch Mix an Batterie- und Brennstoffzellen-Kfz

Das Sperren von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren betrifft insbesondere Fahrzeuge mit Methan-Verbrennungsantrieb, da diese Fahrzeuge im Szenario „Technologieoffen“ in hohem Umfang genutzt werden.

Diese nun gesperrten (insb. Methan-)Verbrenner werden in allen Segmenten vom Personenverkehr bis zum Güterfernverkehr durch einen Mix an Batterie- und Brennstoffzellen-Antrieben ersetzt, wobei der Anteil der Batterie-Fahrzeuge bei den leichteren Fahrzeugtypen (PKW, leichte Nutzfahrzeuge) dominiert.

Zusätzlicher Strombedarf für Fahrzeuge: Mehr Strom aus PV-Dachanlagen und Methan-Kraftwerken sowie weniger Strom für Elektrolysen

Die zusätzliche Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge erhöht den Bedarf nach Strom und Stromnetzen stark. Die Ausbaumöglichkeiten der Primärstromerzeugung sind jedoch stark

begrenzt. Zusätzliche Stromaufbringung erfolgt daher über Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen und Methan-Kraftwerken. Um dem Verkehrssektor weitere Strommengen bereitstellen zu können, wird ergänzend der Stromeinsatz in Elektrolysen deutlich reduziert.

Zusätzlicher Wasserstoffbedarf für Fahrzeuge: Mehr Wasserstoff-Importe und Holzgas sowie weniger Wasserstoffeinsatz in Umwandlungssektoren

Die zusätzliche Anzahl von Brennstoffzellen-Fahrzeugen erhöht den Bedarf nach Wasserstoff stark. Gleichzeitig steht weniger Strom für Elektrolysen in Deutschland zur Verfügung. Die Versorgung des Verkehrssektors erfolgt daher über einen Anstieg der Wasserstoffimporte, Einsatz von Festbiomasse zur Wasserstoffproduktion und verringerte Wasserstoffnutzung in anderen Sektoren: In Kraftwerken und Wärmeanlagen wird Wasserstoff durch Methan substituiert. Wasserstoff für inländische Produktion von Flüssigkraftstoffen wird ebenfalls reduziert, da Flüssigkraftstoffe durch das Sperren von Verbrennern in geringerem Umfang benötigt werden.

Entfall Methanbedarf für Fahrzeuge: Beinahe Entfall Methan-Importe

Das durch das Sperren von (Methan-)Verbrennerfahrzeugen freiwerdende Methan wird teilweise zusätzlich in der Strom- bzw. Wärmeproduktion benötigt. Eine wesentliche Erhöhung des Methaneinsatzes in Raum- oder Prozesswärme zeigt sich aber als nicht wirtschaftlich, der Methanbedarf sinkt in Summe stark. Der verbleibende Methanbedarf kann fast vollständig durch heimisches Biomethan gedeckt werden, Importe werden massiv reduziert und nur noch in geringem Umfang benötigt.

Gesamtkosten des Energiesystems steigen signifikant um +11 Mrd. EUR/a

Aufgrund der Einschränkung der Technologieoffenheit betreffend Verbrenner-Fahrzeuge weist das (für alle übrigen Energiesystem-Elemente) kostenoptimal berechnete Vergleichsszenario volkswirtschaftliche Mehrkosten von +11 Mrd. EUR/a bzw. +5% gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ auf. Kostenerhöhend wirken insbesondere höhere Ausgaben für Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Strombereitstellung und -netze. Kostenersparnisse im Bereich von Importen von Methan und Flüssigkraftstoffen können diese Mehrkosten bei weitem nicht kompensieren.

Viele Erkenntnisse zum (bedingt) kostenminimalen Energiesystem stabil – trotz des Sperrens von Verbrenner-Fahrzeugen

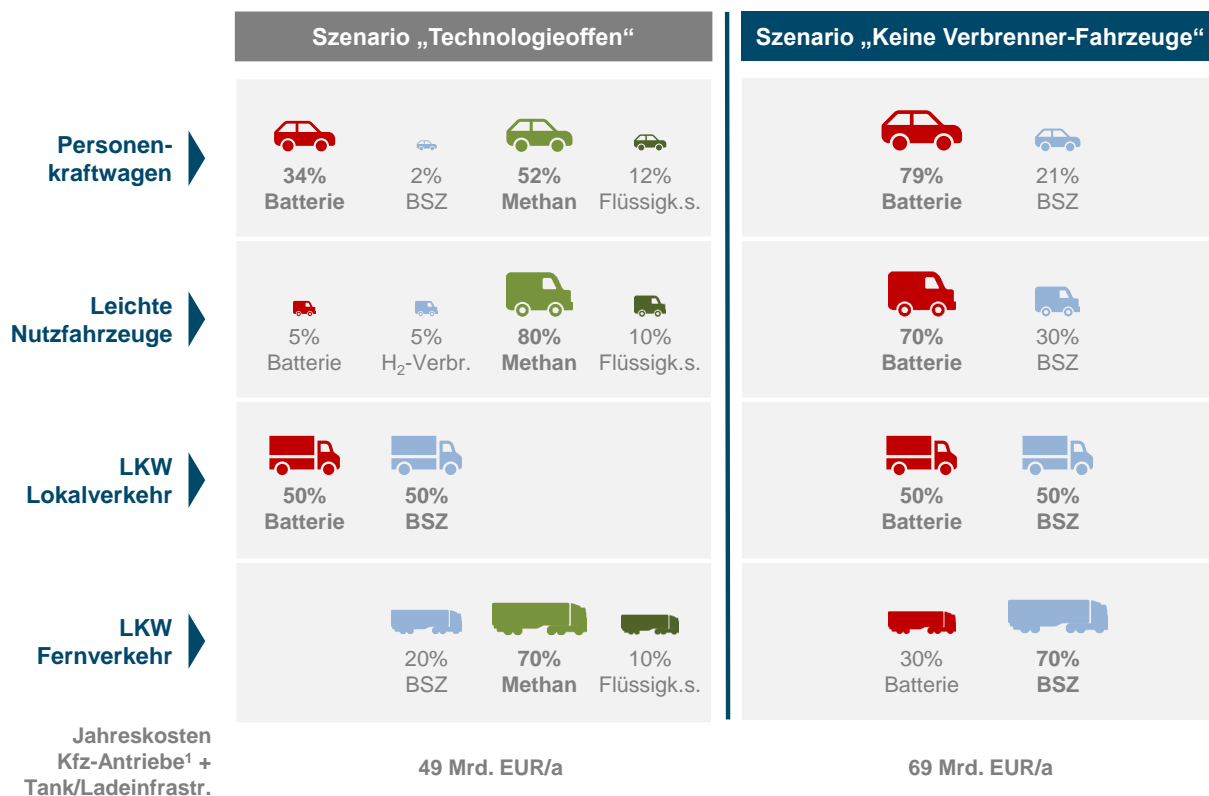
Trotz aller Konsequenzen eines Verbots von Verbrennungsmotoren auf das (bedingt) kostenoptimale Energiesystem ist die grundsätzliche Struktur (*welche Anlagen sind in hohem Umfang relevant?*) auf vielen Stufen der Energie-Wertschöpfungskette stabil und bietet insofern einen guten Orientierungspunkt für Umsetzungsschritte in den nächsten Jahren.

- Die **Energieaufbringung** erfolgt **zu rund drei Viertel im Inland** – während heute drei Viertel der Energie importiert werden.

- **Potenziale zur Primärstromerzeugung** werden mit der Ausnahme von Gebäude-Photovoltaik vollständig **ausgelastet** – die Kapazitätsbedarfe für Windkraft und Photovoltaik liegen ein Vielfaches über heutigen Kapazitäten, Ausbaupfade müssen beschleunigt werden.
- Die **Flexibilisierung des Stromsystems** erfolgt neben **Druckluftspeichern** und **Second-Life Batterien** ganz wesentlich über das Gassystem: Rund 30% des Primärstroms werden in **Elektrolysen** eingesetzt, **Gaskraftwerkskapazitäten** werden ausgebaut und Wasserstoff-fähig – setzen im Jahresverlauf jedoch viel weniger Gas als heute ein.
- Neben heimischem Wasserstoff wird auch **Biomethan** in bedeutendem Umfang in Deutschland produziert. Die landwirtschaftlichen **Flächenbedarfe** zur Produktion von Energie-Biomassen verbleiben dabei **auf heutigem Niveau**.
- In der **Raumwärme** werden **Fernwärme**-Anschlüsse grob verdreifacht, der Anteil der Wärmebereitstellung durch **elektrische Wärmepumpen** steigt sogar um den Faktor 10. Zusätzlich leisten **Gastechnologien** weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Raumwärmeversorgung – jedoch auf Basis neuer Technologien wie Gas-Wärmepumpen oder bivalenten Gas/Strom Systemen.
- In der **Fernwärme-Aufbringung** kann **Strom** und **Solarthermie** angebotsorientiert genutzt und in großen Wärmespeichern bevorratet werden. Der Einsatz von Gasen und Biomassen erfolgt sparsam bei Stromknappheit und/oder besonders hohen Lasten.
- **Netzbedarfe für Strom und Fernwärme steigen**. Durch die volkswirtschaftlich kostenminimale Dezentralisierung des Energiesystems kann der Ausbaubedarf der Stromtransportnetze aber beschränkt werden. Im Bereich der **Gasnetze** stellen großvolumige dezentrale Einspeisungen und die Umstellung bestimmter Teile der Infrastruktur auf Wasserstofftauglichkeit **neue Herausforderungen** dar.

6.3 ENERGIESYSTEM IM SZENARIO „KEINE VERBRENNER-FAHRZEUGE“ IN GEGENÜBERSTELLUNG ZU SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

Fahrzeuge: Gesperre Verbrenner werden in allen Segmenten durch einen Mix an Batterie- und Brennstoffzellen-Kfz ersetzt



¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc. (Grobabschätzung))
Abkürzungen: BSZ ... H₂-Brennstoffzellen; Flüssigk.s. ... Flüssigkraftstoffe; Verbr. ... Verbrennungsmotoren;
Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik - Flaticon.com

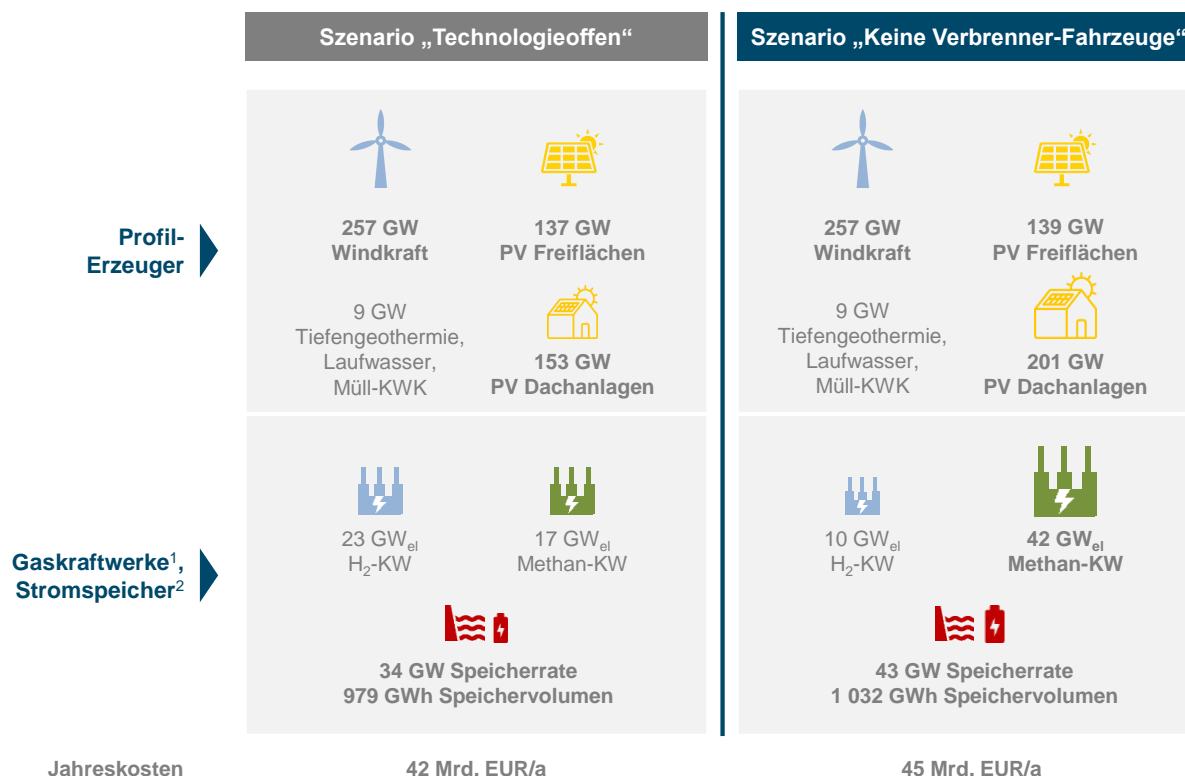
Abbildung 6-2: Marktanteile Straßenverkehrstechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Gesperre Fahrzeuge mit Methan- bzw. Flüssigkraftstoff-Verbrennungsmotoren werden in allen Segmenten von PKW bis Fernverkehr durch einen Mix an Batterie- und Brennstoffzellen-Antrieben ersetzt. Bei leichteren Fahrzeugtypen (PKW, leichte Nutzfahrzeuge) dominieren nun Batterie-Fahrzeuge. Umgekehrt steigt der Anteil der Brennstoffzellen-Kfz mit Gewicht bzw. Fahrleistung der Fahrzeuge.

Die Spitzenlast für das Tanken von Wasserstoff steigt von 6 auf 24 GW, Stromladespitzen steigen von 17 auf 37 GW.

Die Kosten für Fahrzeuge und Tank-/Ladeinfrastruktur steigen durch die höheren Kosten für elektromotorische Antriebe um 20 Mrd. EUR/a. Prognostizierte Kostendegressionen bis 2050 für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge wurden dabei selbstverständlich bereits kostenreduzierend berücksichtigt.

Stromaufbringung: Zusätzlicher Strom durch PV-Dachanlagen und Methankraftwerke



¹ Zusätzlich 5 GW Flüssigkraftstoff-Kraftwerke in Szenario „Technologieoffen“; 4 GW in Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“

² inkl. Anbindung an ausländische Pumpspeicher

Abkürzungen: KW ... Kraftwerk; KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung; PV ... Photovoltaik

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Pixel perfect, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-3: Stromaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Bereits im Szenario „Technologieoffen“ werden die Potenziale für Windkraft, Photovoltaik Freiflächen, Tiefengeothermie, Wasserkraft und Müllverbrennung vollständig genutzt¹³⁴. Dies ist auch im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ erforderlich.

Für Ausbau der Primärstromerzeugung verbleiben lediglich Potentiale im Bereich der Gebäude-Photovoltaik. Im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ deckt daher ein starker Zuwachs von Photovoltaik-Dachanlagen (+48 GW) grob die Hälfte des zusätzlichen Strombedarfs für Batterie-Fahrzeuge. Der Ausbaubedarf gegenüber heute steigt von einem Faktor 4 auf einen Faktor 5. Gebäude-Fassaden werden weiterhin nicht für Photovoltaikanlagen genutzt.

Die verbleibende Stromlücke zur Versorgung des Verkehrssektors wird durch zusätzliche Methan-Kraftwerke sowie reduzierten Stromeinsatz in Elektrolysen (→ siehe Folgeabschnitt) gedeckt. Die installierte Kapazität an Methankraftwerken steigt um 25 GW, die Stromerzeugung aus Methankraftwerken um 26 TWh. Im Gegenzug sinkt der Einsatz von Wasserstoff-

¹³⁴ Bei Freiflächen-Solarenergie stehen die Flächenpotenziale entweder für Photovoltaik oder Solarthermie zur Verfügung. Das Flächenpotenzial wird im Szenario „Technologieoffen“ in Summe vollständig genutzt – zu 96% durch Photovoltaik und zu 4% durch Solarthermie.

Kraftwerken aufgrund des steigenden Bedarfs nach Wasserstoff im Straßenverkehr. Netto steigt der Kapazitätsbedarf an Gaskraftwerken um 13 GW – das entspricht mehr als einer Verdopplung des Deltas zu heute auf rund +70%.

Weiters wird zusätzlich benötigte Flexibilität für das Stromsystem durch verstärkte Nutzung von Second-Life Batterien bereitgestellt (+9 GW Stromspeicherraten).

Die Kosten der gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierenden Stromaufbringung steigen insbesondere durch den starken Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen um 3 Mrd. EUR/a.

**Wasserstoffaufbringung: Verschiebung von DE-Elektrolyse zu Importen und Holzgas
Methanaufbringung: Starker Rückgang Importe, DE-Biomethan stabil**



Abkürzungen: Flüssigk.s. ... Flüssigkraftstoff;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, OCHA, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-4: Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Der zusätzliche (steuerbare) Strombedarf für Batterie-Fahrzeuge senkt den verfügbaren „Überschussstrom“ für Elektrolysen. Die installierten Elektrolyse-Kapazitäten sinken um -5 GW_{H2}, die Wasserstoffherzeugung aus Elektrolysen um sogar um -32 TWh.

Stattdessen werden alternative Wasserstoffquellen (verstärkt) genutzt: Wasserstoffimporte werden erhöht (+22 TWh), Holzgasprozesse zur Wasserstoffproduktion werden erstmalig attraktiv (neu: +20 TWh).

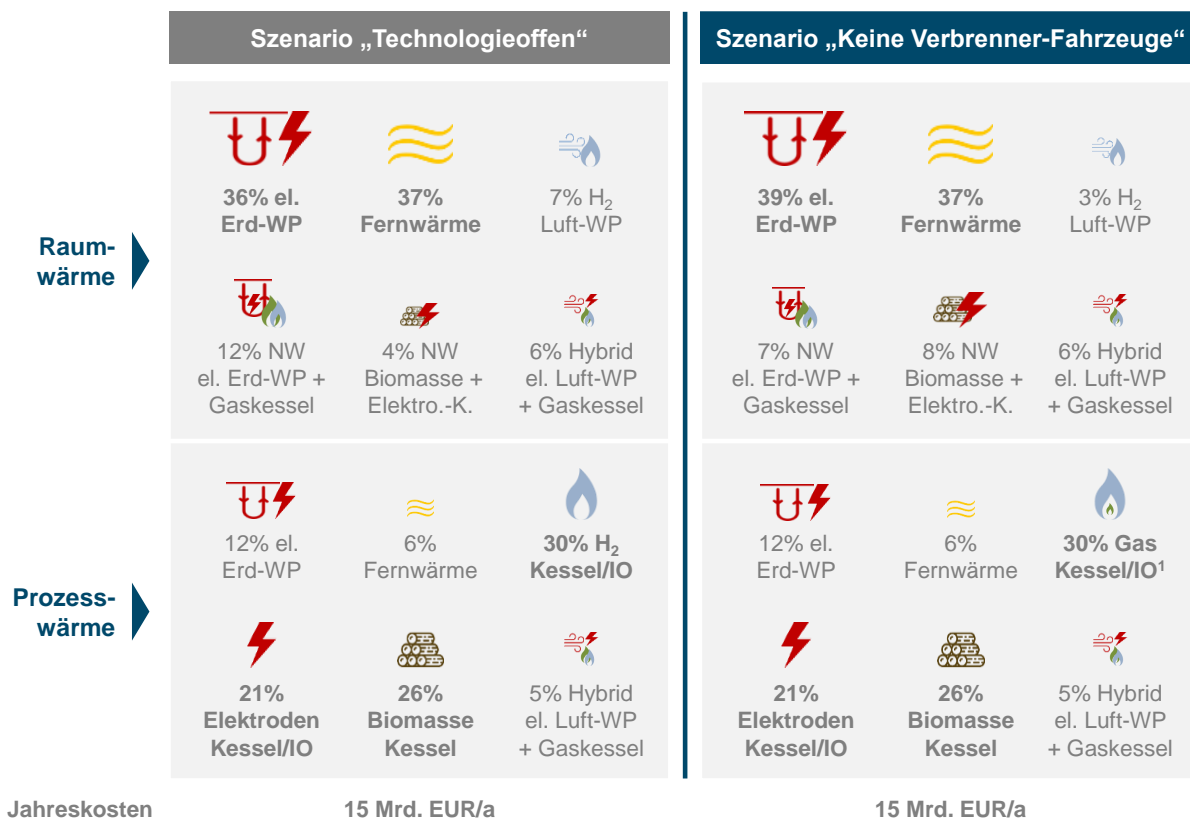
Das Aufbringungs-Plus von in Summe rd. 10 TWh reicht aber bei weitem nicht um den steigenden Bedarf nach Wasserstoff im Verkehr zu decken (+91 TWh). Diese Verbrauchssteigerung muss daher größtenteils durch Reduktion in anderen Segmenten kompensiert werden: insbesondere durch verminderten Wasserstoffeinsatz in der inländischen Flüssigkraftstoffproduktion sowie in Kraftwerken.

Der Entfall des Methan-Bedarfs für Fahrzeuge macht Methan-Importe (-142 TWh) sowie Holzgas zur Methanproduktion (-34 TWh) fast obsolet. Die inländische Biomethanherzeugung aus Feuchtbiomasse erweist sich jedoch als weitgehend stabil. Die Potenziale zur Nutzung von Feuchtbiomassen werden in den Segmenten Biogas-Ackerpflanzen und Abfallbiomassen weiterhin vollständig genutzt. Lediglich die Nutzung von Gras-Biomassen sinkt.

Das im System verbleibende Methan wird vor allem verstärkt in Gaskraftwerken eingesetzt, dies impliziert steigende Methanspeicherbedarfe (+34 GW) zur Bereitstellung der hohen Leistungsbedarfe.

Die Kosten der gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierenden Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung sinken insbesondere durch den starken Rückgang der Methan-Importe um -14 Mrd. EUR/a.

Raum- und Prozesswärme: Grundstruktur unabhängig von Technologieeinsatz im Mobilitätssektor, H₂-Knappheit jedoch bemerkbar



¹ davon 2% Methan-Industrieöfen

Abkürzungen: el. ... elektrisch; NW ... Nahwärme; Elektro.-K. ... Elektrodenkessel; IO ... Industrieofen;

WP ... Wärmepumpe;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-5: Marktanteile Raum- und Prozesswärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Das Sperren von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zieht keine großen Änderungen in der Grundstruktur der Raum- und Prozesswärme nach sich.

Der Mehrbedarf an Strom für den Verkehrssektor führt nicht zu Stromknappheit für Raum- und Prozesswärme, da zusätzliche Stromquellen wirtschaftlich erschlossen werden können bzw. weniger Strom in Elektrolysen eingesetzt wird. Wärmepumpen werden daher (als Einzelgeräte oder in Kombination mit Gaskesseln) in gleichbleibendem Umfang eingesetzt – und zwar an der technischen Potenzialgrenze.

Etwas anders stellt sich die Situation bei Wasserstofftechnologien dar: Der Mehrbedarf an Wasserstoff für den Verkehrssektor und das gleichzeitig verminderte Strompotenzial für Elektrolysen verknappt das wirtschaftlich erschließbare Wasserstoffangebot für Raumwärme. Der Marktanteil von Wasserstoffwärmepumpen bzw. von Kombinationsanlagen mit Wasserstoffkesseln sinkt in Summe um 7%p.

Der reduzierte Einsatz von Wasserstoff-Technologien wird aus Gas-Sicht auch nicht durch mehr Methan-Technologien kompensiert. Die Nutzung von Import-Methan scheint zu den

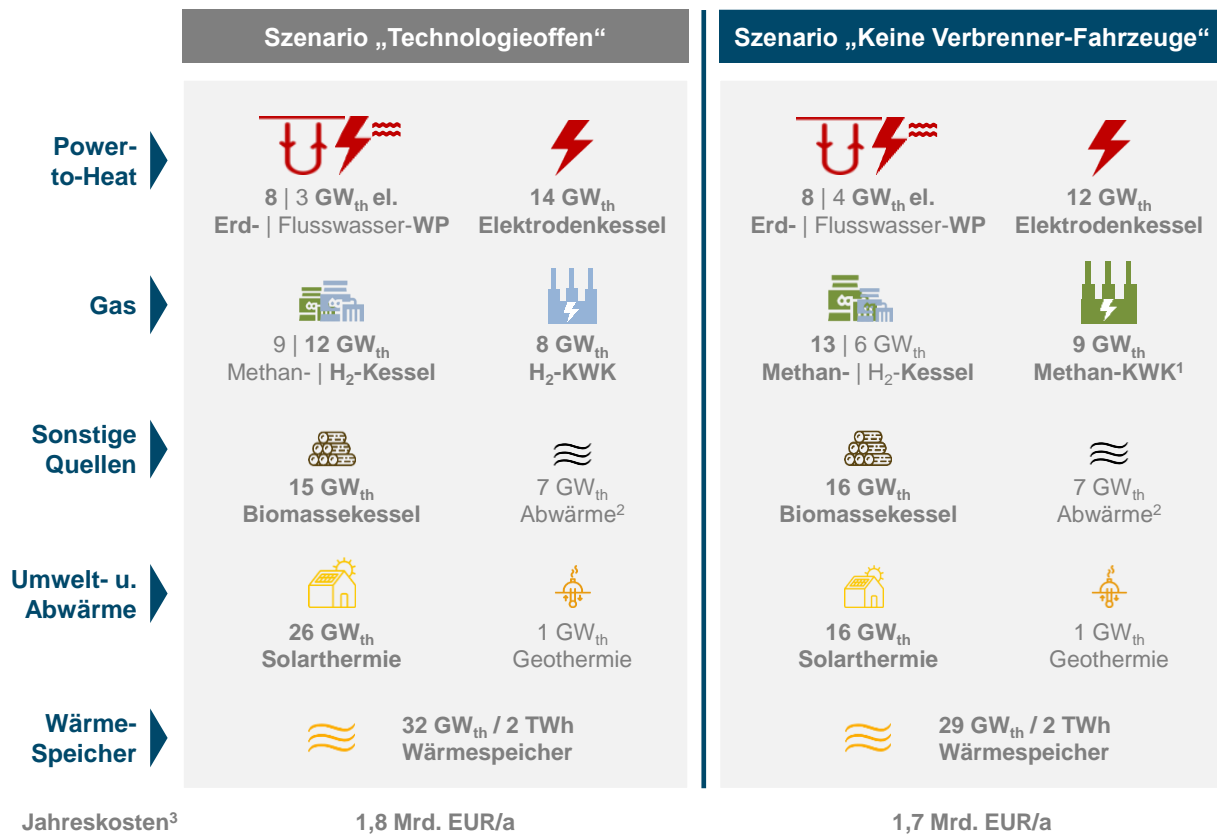
modellierten Kosten von 94 EUR/MWh für die Mobilität, nicht jedoch für die Raumwärme attraktiv zu sein. Ähnliches gilt für Methan aus Festbiomasse („Holzgas“).

Im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ wird Holz in geringerem Umfang für Holzgasproduktion und dafür vermehrt in Nahwärmanlagen mit Biomassenutzung eingesetzt (+5%p Marktanteil).

Die optimale Technologiewahl in der Prozesswärme erweist sich als äußerst stabil. Lediglich innerhalb des Segments der Gas-Kessel/-Industrieöfen findet eine leichte Verschiebung von Wasserstoff- zu Methan-Feuerung statt ($\pm 2\%$ p Marktanteil).

Die Kosten für die gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierenden dezentralen Raum- und Prozesswärmetechnologien werden durch das Sperren von Verbrennungsmotoren kaum beeinflusst.

Fernwärme: Logik der Fernwärmaufbringung weitgehend stabil, jedoch starke Verschiebung von H₂- zu Methaneinsatz



¹ zusätzlich 0,6 GW_{th} H₂-KWK; ² aus Müll-KWK und Industrie;

³ exkl. Kosten für Gas-KWK (→ bei Stromproduktion dargestellt) und Abwärme;

Abkürzungen: KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung; WP ... Wärmepumpe

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-6: Fernwärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Die Grundlogik der Fernwärmeaufbringung ist unabhängig vom Sperren von Verbrennerfahrzeugen: Die „Grundlast“ wird mit elektrischen Wärmepumpen, Abwärme, Geothermie und Solarthermie angebotsorientiert erzeugt. Spitzenlasten werden mit Elektroden- und Biomassekesseln, Gastechnologien sowie Wärmespeichern gedeckt.

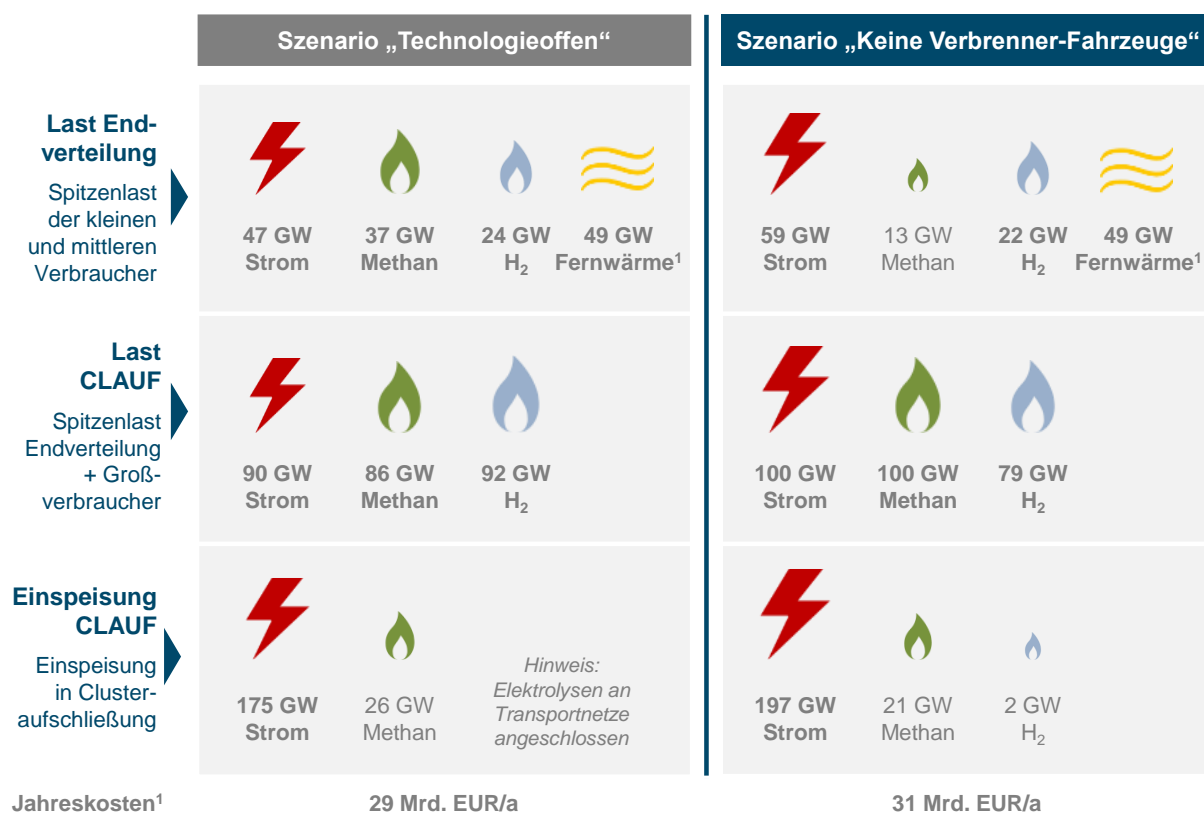
Die auffälligste Veränderung in der Fernwärmeaufbringung liegt in einer Verschiebung innerhalb der Gastechnologien von Wasserstoff zu Methan. Der Mehrbedarf an Wasserstoff sowie der Entfall von Methanbedarf für den Straßenverkehr führen zu einer starken Reduktion der Wasserstoff-Kessel und -KWK (-13 GW) und einer gegenläufigen Erhöhung der Methan-Kessel und -KWK (+14 GW).

Eine weitere Veränderung betrifft den Umfang des Solarthermie-Einsatzes: Da etwas mehr Freiflächen für Photovoltaik-Anlagen eingesetzt werden, stehen diese Flächen nicht mehr für Solarthermie zur Verfügung (-10 GW).¹³⁵

Die Kosten für die gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierenden Fernwärmetechnologien werden durch das Sperren von Verbrennungsmotoren kaum beeinflusst.

¹³⁵ Der Anstieg der Photovoltaik-Freiflächenanlagen beträgt lediglich 2,5 GW, da der Platzbedarf von Solarthermie in kW/m² wesentlich geringer ist.

**Regionale und lokale Netze: Stark steigende Stromnetzbedarfe;
stark sinkender Bedarf nach Methan-Endverteilnetzen**



¹ Zusätzlich jeweils 19 GW Nahwärme Mikro-Endverteilnetze; ² inkl. Kosten für Speicher- und Produktionsanschlussleitungen und exkl. Kosten für Nahwärme Mikro-Endverteilnetze (Zuordnung zu Raumwärme);
Abkürzungen: CLAUF ... Clusteraufschließungen;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-7: Regionale und lokale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Die Stromnetzbedarfe steigen im Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ stark an. Die Verbrauchslast im Endverteilnetz steigt durch das vermehrte Laden von Batterie-elektrischen Fahrzeugen deutlich (+12 GW). Der Ausbaubedarf der Strom-Endverteilung¹³⁶ gegenüber heute erhöht sich dabei von unter +10% auf rund +30%. Die Einspeise-Spitzenlasten steigen noch stärker (+22 GW). Grund dafür ist, dass durch den erhöhten Strombedarf netzdienliche Abregelungen von Erzeugungsanlagen gesamtwirtschaftlich weniger attraktiv werden.

Bei Methanetzen zeigt sich eine differenzierte Situation: Der Bedarf nach Methan-Endverteilnetzkapazitäten sinkt stark auf nur noch 13 GW (-23 GW), da der Entfall von Methaneinsatz in Fahrzeugen nicht durch mehr Methan in Raum- oder Prozesswärme kompensiert wird. Trotzdem steigt der Netzbedarf auf Ebene der Methan-Clusteraufschließungen deutlich an und zwar für die Anbindung von Methan-Kraftwerken und -Fernwärmekesseln (teilweise anstatt entsprechender Wasserstoff-Anlagen).

¹³⁶ Bezogen auf Spitzenlast an Endverteilung; Abschätzung für heute auf Basis des Stromverbrauchs 2019

Der Bedarf an Wärmenetzen ist stabil mit 49 GW Spitzenlast an Fernwärmenetzen und 19 GW an Nahwärme-Mikro-Endverteilnetzen.

Die Kosten für die gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierende regionale und lokale Netzinfrastruktur steigen insbesondere durch den Ausbaubedarf der Stromnetze um rund 2 Mrd. EUR/a.

Überregionale Netze: Stark erhöhter Bedarf nach Nord-Süd-Stromtransport

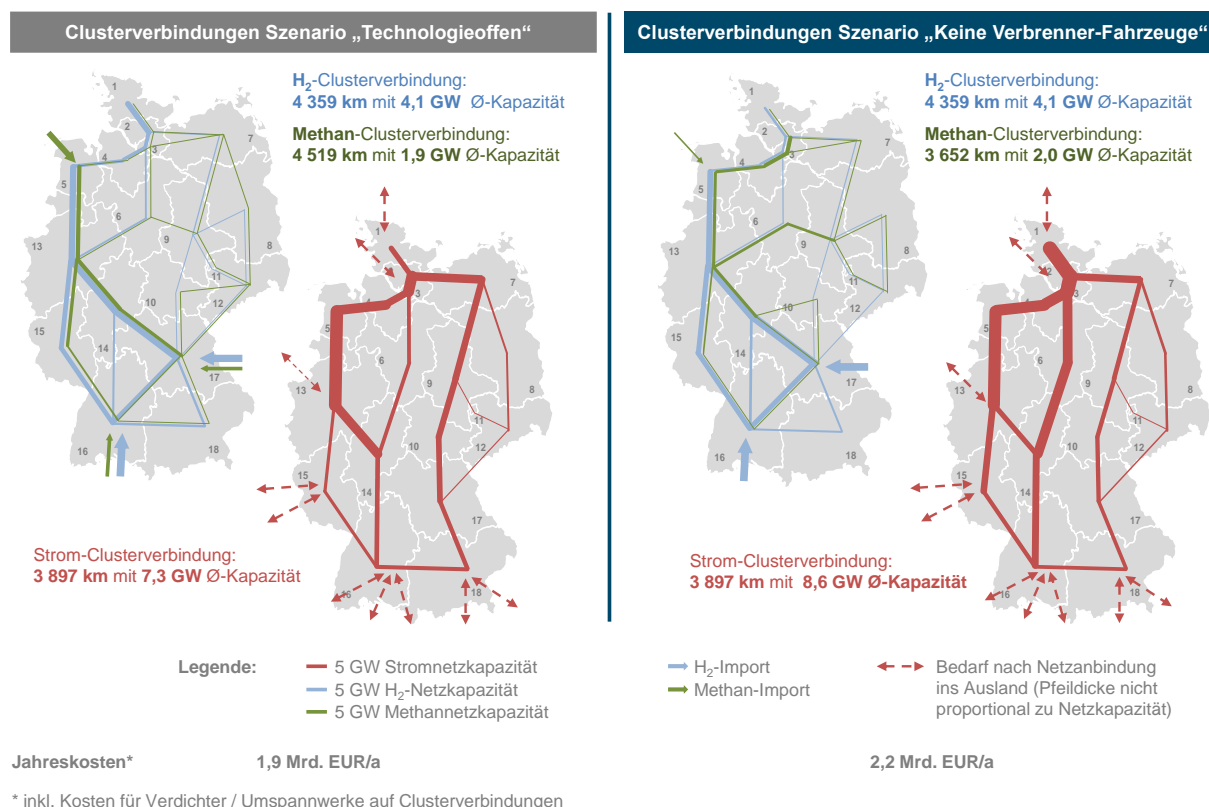


Abbildung 6-8: Überregionale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

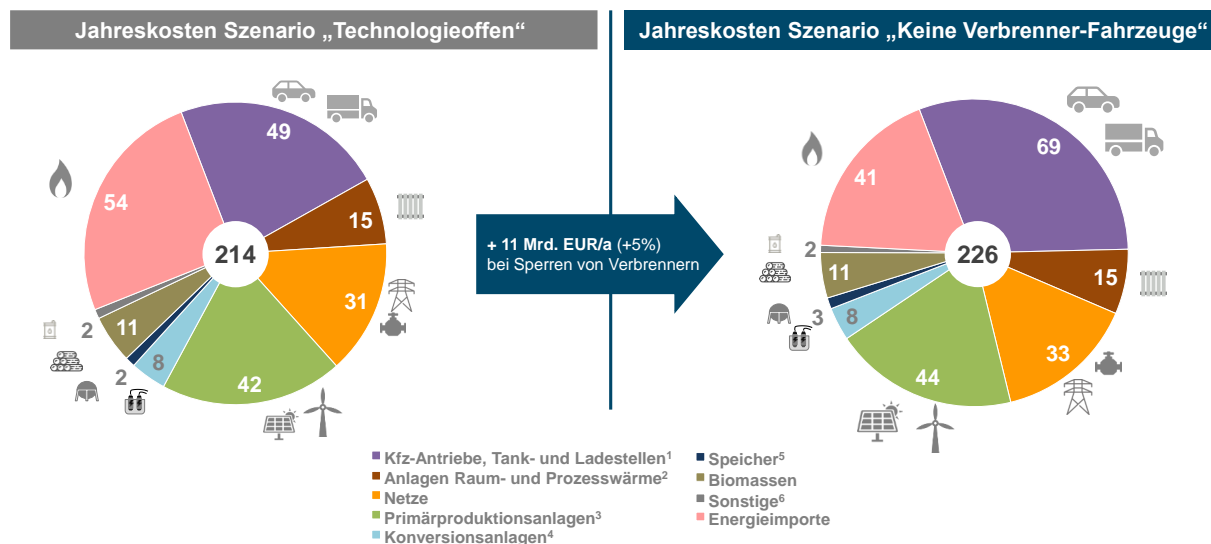
Der Anstieg in der Stromproduktion erhöht in Kombination mit dem gleichzeitig verringertem Stromeinsatz in Elektrolysen den Bedarf nach Stromtransportnetzen. Auf Höhe der geographischen Mitte Deutschlands, in etwa auf Höhe einer Linie von Köln nach Erfurt und Dresden beträgt, die Nord-Süd Transportkapazität in Summe rund 20% mehr als im Szenario „Technologieoffen“, aber immer noch deutlich weniger als in bisherigen Netzplanungen wie in eHighway2050¹³⁷.

Der Bedarf nach Wasserstofftransport bleibt bei Sperren von Verbrenner-Fahrzeugen stabil, der Bedarf nach Methantransport ist leicht rückläufig.

¹³⁷ eHighway2050: Europe’s future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results, 2015.

Die Kosten für die gesamtwirtschaftlich (bedingt) kostenminimierende Transportnetzinfrastruktur steigen durch den Ausbaubedarf der Stromnetze um 0,4 Mrd. EUR/a.

Kosten Energiesystem: Anstieg um 11 Mrd. EUR/a durch Sperren von Verbrennern



Anmerkung: Jahreskosten Energiesystem: Anlagen: Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten (exkl. Energieträger); Biomassen und Importe: Rohstoffkosten;
¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc. (Grobabschätzung)); ² inkl. Nahwärmanlagen/-netze, exkl. Industrieöfen;
³ inkl. Speicherwasserkraft und Biomethananlagen; ⁴ inkl. Fernwärmanlagen, exkl. Biomethananlagen; ⁵ exkl. Speicherwasserkraft;
⁶ Logistikkosten Flüssigkraftstoffe / Flüssiggas, Kompensationskosten Methanschluß;
 Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, Hight Quality Icons, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 6-9: Jahreskosten des Energiesystems in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)

Das unter Einschränkung der Technologieoffenheit betreffend Verbrenner (bedingt) kostenoptimal berechnete Vergleichsszenario weist in Summe volkswirtschaftliche Mehrkosten von +11 Mrd. EUR/a bzw. +5% gegenüber dem technologieoffen optimierten Energiesystem auf.

Die Mehrkosten werden überwiegend durch höhere Ausgaben für Fahrzeuge und deren Tank- bzw. Ladeinfrastruktur verursacht. Die Mehrkosten des Fahrzeugsparks¹³⁸ ausschließlich auf Basis elektromotorischer Antriebe betragen 20 Mrd. EUR/a. Prognostizierte Kostendegressionen bis 2050 für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge¹³⁸ wurden dabei selbstverständlich bereits kostenreduzierend berücksichtigt.

Zusätzliche Mehrkosten fallen vor allem für die Strombereitstellung und Stromnetze an (+5 Mrd. EUR/a).

Kostensparnisse können insbesondere für vermiedene Treibstoff-Importe erzielt werden (-14 Mrd. EUR/a bei Importen von Methan- und Flüssigkraftstoffen). Die möglichen Kostensparnisse kompensieren die Mehrkosten jedoch bei weitem nicht.

¹³⁸ Inkl. Tank- bzw. Ladeinfrastruktur.

7 SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN – MAXIMALES WINDKRAFTPOTENZIAL“

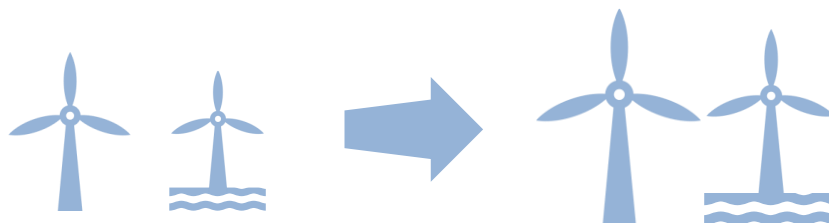
7.1 DEFINITION SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN – MAXIMALES WINDKRAFTPOTENZIAL“

Berechnung eines Vergleichsszenarios mit maximalem Windkraftpotenzial

Für das Szenario „Technologieoffen“ wurden für alle Rahmenparameter (Kosten, Nutzenergiebedarfe, Potenziale, Effizienzen ...) die aus heutiger Sicht bestmöglich verfügbaren und realistischen Datenprognosen angesetzt.

Für das Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ wurde demgegenüber das Potenzial für On- und Offshore Windkraft stark erhöht, um die Effekte eines deutlich höheren Stromangebots (das etwa auch aus anderen Ländern importiert werden könnte) zu analysieren:

- Erhöhung des Onshore Windkraft-Potenzials von 197 GW auf 230 GW¹³⁹
- Erhöhung des Offshore Windkraft-Potenzials von 59,5 GW auf 80 GW¹³⁹



Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik - Flaticon.com

Abbildung 7-1: Illustration Definition Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“

Alle anderen Rahmenbedingungen für die Modellierung blieben gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ unverändert. Das Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ wurde dementsprechend kostenoptimal berechnet und zeigt die volkswirtschaftlich kostengünstigste Lösung bei sehr hohen Einsatzpotenzialen für Windkraftanlagen.

¹³⁹ Dieser Wert wurde aus *Fraunhofer ISE – Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, 2020* entnommen.

7.2 ÜBERSICHT UNTERSCHIEDE UND GEMEINSAMKEITEN SZENARIEN „TECHNOLOGIEOFFEN – MAXIMALES WINDKRAFTPOTENZIAL“ UND „TECHNOLOGIEOFFEN“

Erhöhtes Windkraftpotential erlaubt Kosteneinsparungen in der Gasaufbringung da Importe durch Elektrolysen in Deutschland ersetzt werden können

Das hohe Zusatzpotenzial an Stromquellen ist wirtschaftlich attraktiv und wird stark genutzt. Die zusätzliche Windstromproduktion in Deutschland wird vor allem in Elektrolysen eingesetzt. Dadurch steigt die heimische Wasserstoffproduktion stark an und Wasserstoff-Importe können reduziert werden.

Zusätzliche Stromproduktion ist hoch volatil und daher insbesondere für flexible Nutzung in Elektrolysen und Fernwärmanlagen attraktiv

Das zusätzliche Potenzial an On- und Offshore Windenergieanlagen wird fast vollständig genutzt (vollständige Nutzung in allen Regionen außer Bayern). Die heimische Primärstromproduktion steigt damit stark an (+138 TWh). Dieser zusätzliche Strom fällt hoch volatil an und wird (daher) überwiegend in Elektrolysen eingesetzt. Weitere zusätzliche Spitzen-Erzeugungen können flexibel in der Fernwärme genutzt werden (Power-to-Heat + Wärmespeicher).

Der gesamtwirtschaftlich kostenminimierte Stromeinsatz im Endverbrauch steigt hingegen kaum an. Dementsprechend ist auch kein wesentlicher zusätzlicher Ausbau von Stromendverteilnetzen erforderlich.

Zusätzliche heimische Wasserstoff-Produktion reduziert Importe und die Nutzung von Methantechnologien

Die Wasserstoffproduktion in Deutschland profitiert stark vom zusätzlichen Stromangebot: die heimische Aufbringung kann um 93 TWh gesteigert werden.

Diese Zusatzproduktion in Deutschland verdrängt in erster Linie Wasserstoff-Importe (-63 TWh), steigert aber in Summe auch leicht den Anteil von Wasserstoff im Energiesystem. So ersetzt etwa Wasserstoff teilweise Methan-Einsatz in der Non-Road Mobilität, in der Raumwärme sowie in Kraftwerken.

Methanimporte sinken leicht, Nutzung von heimischem Biomethan stabil

Die stark erhöhte Wasserstoffproduktion stellt auch eine wirtschaftliche Konkurrenz zu Methan-Importen dar, diese sinken leicht. Die inländische Biomethanproduktion hingegen bleibt stabil und nutzt weiterhin alle verfügbaren Energie-Feuchtbio massen.

Auch die großflächige Nutzung von Methan im Straßenverkehr erweist sich unverändert als volkswirtschaftlich kostenminimierend.

Gesamtkosten des Energiesystems sinken leicht um -2 Mrd. EUR/a

Das unter erhöhten Potenzialgrenzen für Windkraft kostenoptimal berechnete Vergleichsszenario weist volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen von -2 Mrd. EUR/a bzw. -1% gegenüber

dem Szenario „Technologieoffen“ auf. Kostensenkend wirken insbesondere geringere Ausgaben für Importe chemischer Energieträger.

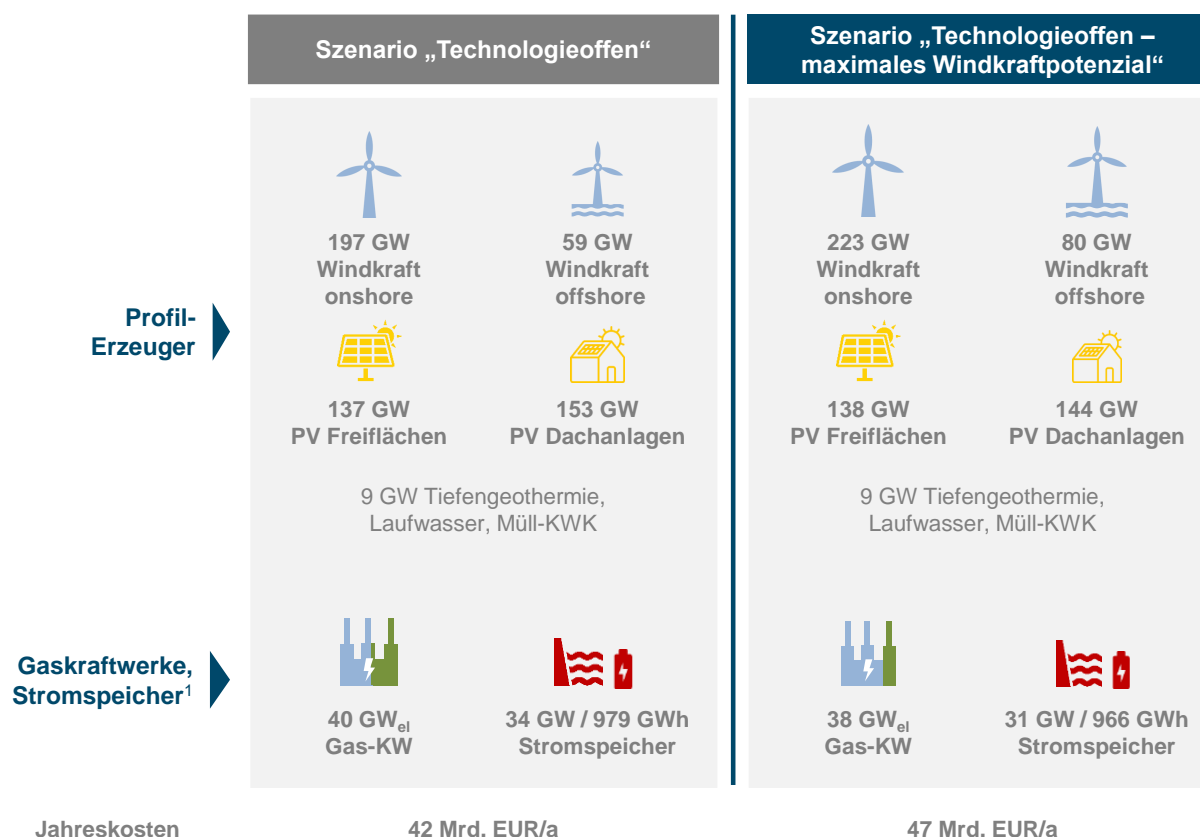
Viele Erkenntnisse zum (bedingt) kostenminimalen Energiesystem stabil – trotz stark steigendem Stromangebot

Die bedeutendste Konsequenz des erhöhtes Windkraftpotenzials liegt im teilweisen Ersatz von Wasserstoffimporten durch heimische Produktion. Die grundsätzliche Struktur des (bedingt) kostenminimalen Energiesystems (*welche Anlagen sind in hohem Umfang relevant?*) bleibt aber auf allen Stufen der Energie-Wertschöpfungskette stabil und bietet insofern einen guten Orientierungspunkt für Umsetzungsschritte in den nächsten Jahren.

- Die **Energieaufbringung** erfolgt **zu rund drei Viertel im Inland** – während heute drei Viertel der Energie importiert werden.
- **Potenziale** zur **Primärstromerzeugung** werden mit der Ausnahme von Gebäude-Photovoltaik weitgehend **ausgelastet** – die Kapazitätsbedarfe für Windkraft und Photovoltaik liegen ein Vielfaches über heutigen Kapazitäten, Ausbaupfade müssen beschleunigt werden.
- Die **Flexibilisierung des Stromsystems** erfolgt neben **Druckluftspeichern** und **Second-Life Batterien** ganz wesentlich über das Gassystem: Rund 30-40% des Primärstroms werden in **Elektrolysen** eingesetzt, **Gaskraftwerkskapazitäten** werden ausgebaut und Wasserstoff-fähig – setzen im Jahresverlauf jedoch viel weniger Gas als heute ein.
- Neben heimischem Wasserstoff wird auch **Biomethan** in bedeutendem Umfang in Deutschland produziert. Die landwirtschaftlichen **Flächenbedarfe** zur Produktion von Energie-Biomassen verbleiben dabei **auf heutigem Niveau**.
- In der **Raumwärme** werden **Fernwärme-Anschlüsse** grob verdreifacht, der Anteil der Wärmebereitstellung durch **elektrische Wärmepumpen** steigt sogar um den Faktor 10. Zusätzlich leisten **Gastechnologien** weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Raumwärmeversorgung – jedoch auf Basis neuer Technologien wie Gas-Wärmepumpen oder bivalenten Gas/Strom Systemen.
- In der **Fernwärme-Aufbringung** kann **Strom** und **Solarthermie** angebotsorientiert genutzt und in großen Wärmespeichern bevorratet werden. Der Einsatz von Gasen und Biomassen erfolgt sparsam bei Stromknappheit und/oder besonders hohen Lasten.
- **Netzbedarfe** für **Strom** und **Fernwärme steigen**. Durch die volkswirtschaftlich kostenminimale Dezentralisierung des Energiesystems kann der Ausbaubedarf der Stromtransportnetze aber beschränkt werden. Im Bereich der **Gasnetze** stellen großvolumige dezentrale Einspeisungen und die Umstellung bestimmter Teile der Infrastruktur auf Wasserstofftauglichkeit **neue Herausforderungen** dar.

7.3 ENERGIESYSTEM IM SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN – MAXIMALES WINDKRAFTPOTENZIAL“ IN GEGENÜBERSTELLUNG ZU SZENARIO „TECHNOLOGIEOFFEN“

Stromaufbringung: Zusätzliches Windkraftpotenzial wird stark genutzt, im Gegenzug sinkt Bedarf nach Photovoltaik und Strom-Backup leicht



¹ Zusätzlich jeweils 5 GW Flüssigkraftstoff-Kraftwerke; inkl. genutzte ausländische Pumpspeicher;
Abkürzungen: KW ... Kraftwerk; KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung; PV ... Photovoltaik
Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Pixel perfect, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7-2: Stromaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

Die erhöhten Potenzialgrenzen für Windkraft werden gesamtwirtschaftlich kostenminimierend stark genutzt – On- und Offshore-Kapazitäten steigen in Summe um +46 GW. Die modellierten Potenziale werden dabei fast vollständig genutzt, lediglich 7 GW an Onshore-Potenzial verbleiben in Süddeutschland ungenutzt. Der bereits im Szenario „Technologieoffen“ hohe Ausbaubedarf an Windkraftanlagen steigt damit weiter – Offshore-Kapazitäten beispielsweise werden in diesem Szenario um den Faktor 10 statt 8 gegenüber heute erweitert.

Gebäude-Photovoltaik verliert durch die neue Stromquelle leicht an Attraktivität (-8 GW), alle anderen Primärstromquellen (Photovoltaik Freiflächen, Tiefengeothermie, Wasserkraft) werden weiterhin bis zur Potenzialgrenze genutzt¹⁴⁰.

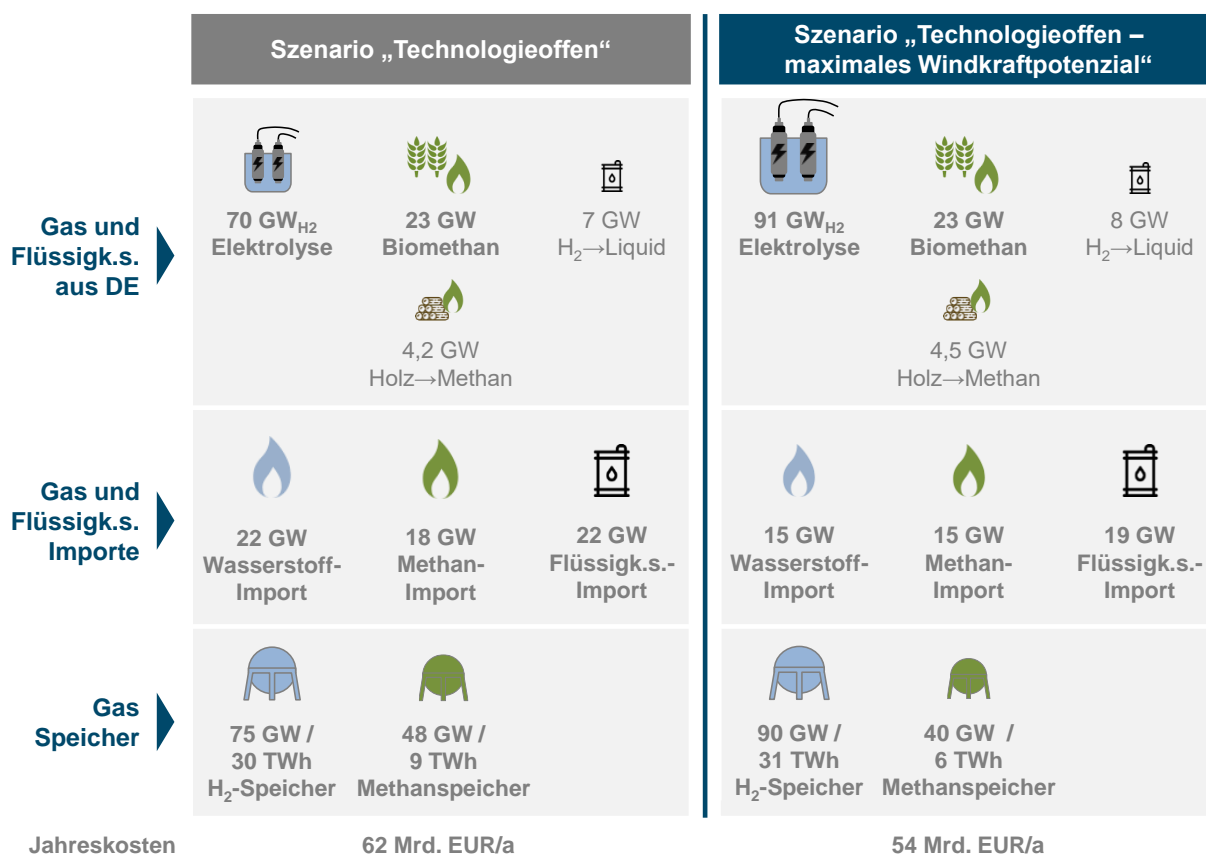
In Summe werden nun 1 110 TWh Primärstrom produziert. Dies entspricht einem Plus von 138 TWh bzw. +14%.

Bedingt durch die erhöhte Primärstromproduktion werden Strom-Backup Kapazitäten in etwas geringerem Umfang benötigt (Stromspeicher: -3 GW, Gaskraftwerke: -2 GW). Innerhalb der Gruppe der Gaskraftwerke zeigt sich eine leichte Verschiebung hin zu Wasserstoff- und weg von Methan-Kraftwerken.

Die Kosten für die Szenario-bedingt mögliche und gesamtwirtschaftlich kostenminimierende höhere Stromaufbringung steigen durch den starken Ausbau von Windkraftanlagen um 5 Mrd. EUR/a.

¹⁴⁰ Bei Freiflächen-Solarenergie stehen die Flächenpotenziale entweder für Photovoltaik oder Solarthermie zur Verfügung. Das Flächenpotenzial wird in beiden Szenarien in Summe vollständig genutzt – zu 96% durch Photovoltaik und zu 4% durch Solarthermie.

Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung: Wasserstoff-Erzeugung in DE-Elektrolysen steigt stark an, Importe chemischer Energieträger sind rückläufig



Abkürzungen: Flüssigk.s. ... Flüssigkraftstoff;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, OCHA, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7-3: Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

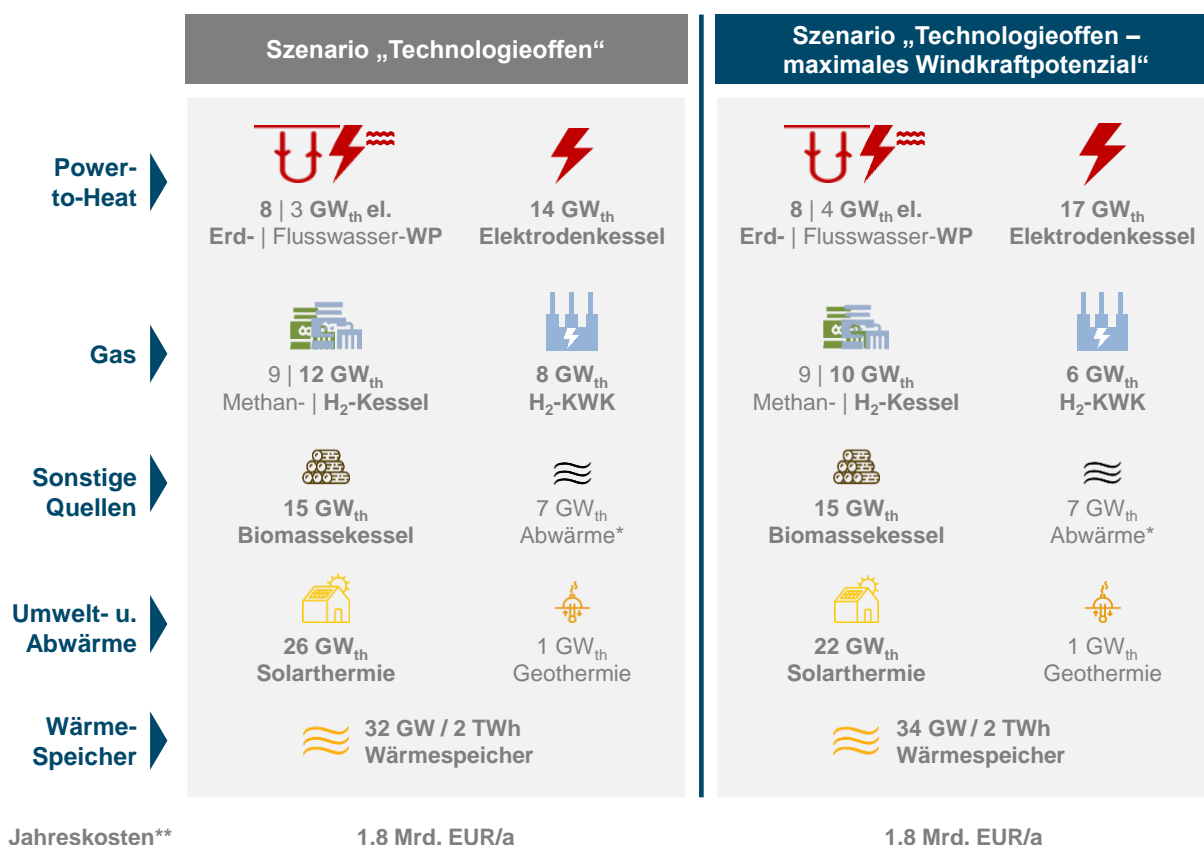
Die zusätzlichen Windkraftanlagen erhöhen den verfügbaren „Überschussstrom“ (d.h. Strom der zum Zeitpunkt der Produktion nicht direkt im Endverbrauch eingesetzt wird) stark. Der Zusatzstrom wird überwiegend (zu rd. 90%) zur Wasserstoffproduktion in deutschen Elektrolysen eingesetzt. Die optimalen Elektrolysekapazitäten sowie die Wasserstoffproduktion steigen stark an (+21 GW_{H2} Elektrolysen, +93 TWh Wasserstoffproduktion). Zur Aufnahme der steigenden Wasserstoff-Produktionsspitzen ist ein entsprechender Ausbau der Wasserstoff-Speicher erforderlich (+15 GW).

Die hohe Verfügbarkeit von wirtschaftlich produziertem DE-Wasserstoff senkt den Bedarf nach Wasserstoffimporten (-63 TWh) – und auch die Attraktivität von Methan- und Flüssigkraftstoffimporten (-23 TWh bzw. -22 TWh). In Summe sinken die Importe chemischer Energieträger um -108 TWh bzw. -20%.

Die Inlandsaufbringung von Methan hingegen erweist sich als stabil – Biomassen zur Biomethanherstellung werden weiterhin bis zu Potenzialgrenze genutzt.

Die Kosten der gesamtwirtschaftlich kostenminimierenden Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung sinken (exkl. Kosten der Stromproduktionsanlagen beispielsweise für Elektrolysen) durch die eingesparten Importe um -9 Mrd. EUR/a.

Fernwärme: Logik der Fernwärmeaufbringung weitgehend stabil, aber mehr Elektrodenkessel zur Nutzung des zusätzlichen volatil anfallenden Stroms



* Aus Müll-KWK und Industrie; ** Exkl. Kosten für Gas-KWK (→ bei Stromproduktion dargestellt) und Abwärme; Abkürzungen: el. ... elektrisch; KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung; WP ... Wärmepumpe
Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7-4: Fernwärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

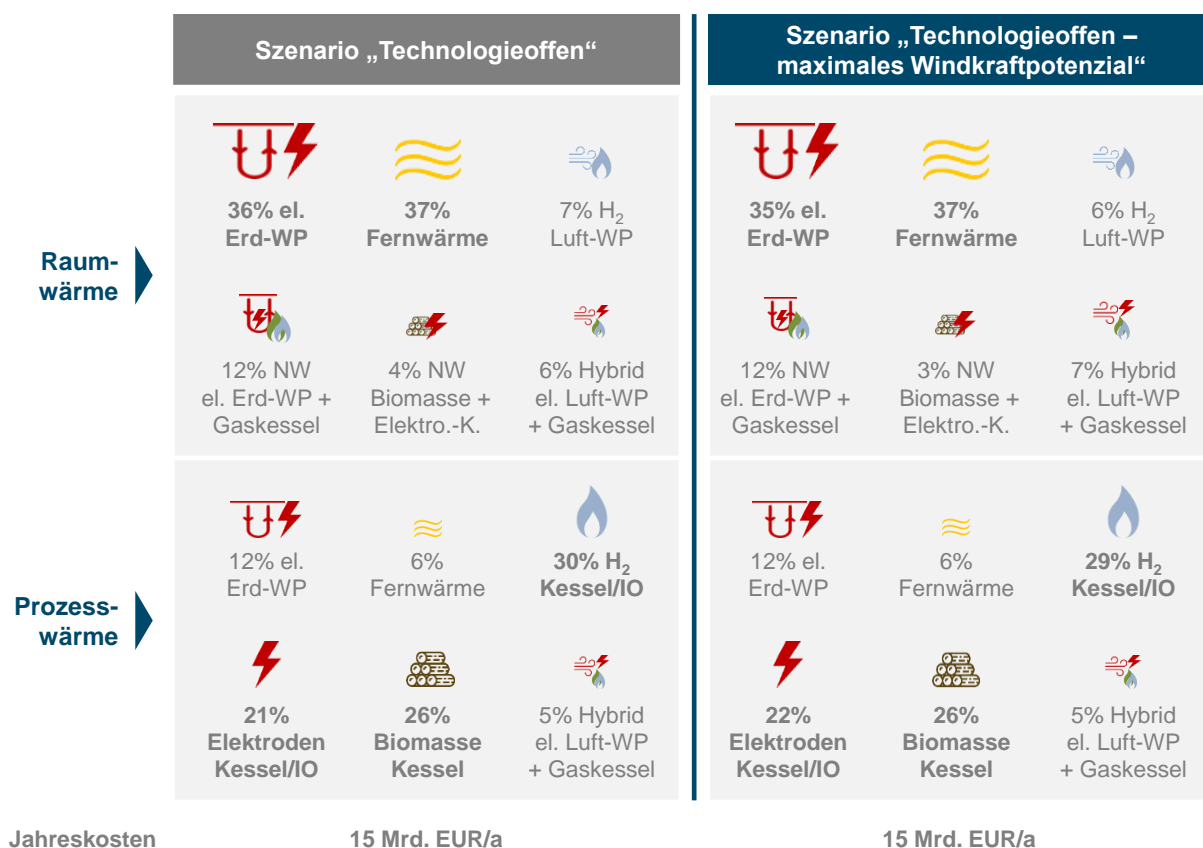
Neben Elektrolysen können auch Fernwärmanlagen die stark gestiegene Stromerzeugung aus Windkraftanlagen nutzen: zusätzliche Elektrodenkessel und Flusswasserwärmepumpen setzen den volatil anfallenden „Überschussstrom“ flexibel ein (+3 GW Power-to-Heat). Infolge steigt auch der Bedarf nach Wärmespeichern (+2 GW) um die stromangebotsorientiert produzierte Wärme zeitlich zu flexibilisieren.

Im Gegenzug sinkt der Bedarf nach gasbasierter Spitzenkapazität (-2 GW).

Trotz dieser leichten Verschiebungen im konkreten Kapazitätsbedarf je Anlagentyp bleibt die Logik der Fernwärmeaufbringung weitgehend stabil.

Dementsprechend ändern sich auch die Kosten des Fernwärmetechnologieparks nicht.

Raum- und Prozesswärme: Höheres Angebot an Strom bzw. Wasserstoff beeinflusst kostenminimierenden Technologiepark nur geringfügig



Abkürzungen: el. ... elektrisch; NW ... Nahwärme; Elektro.-K. ... Elektrodenkessel; IO ... Industrieofen; WP ... Wärmepumpe;

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

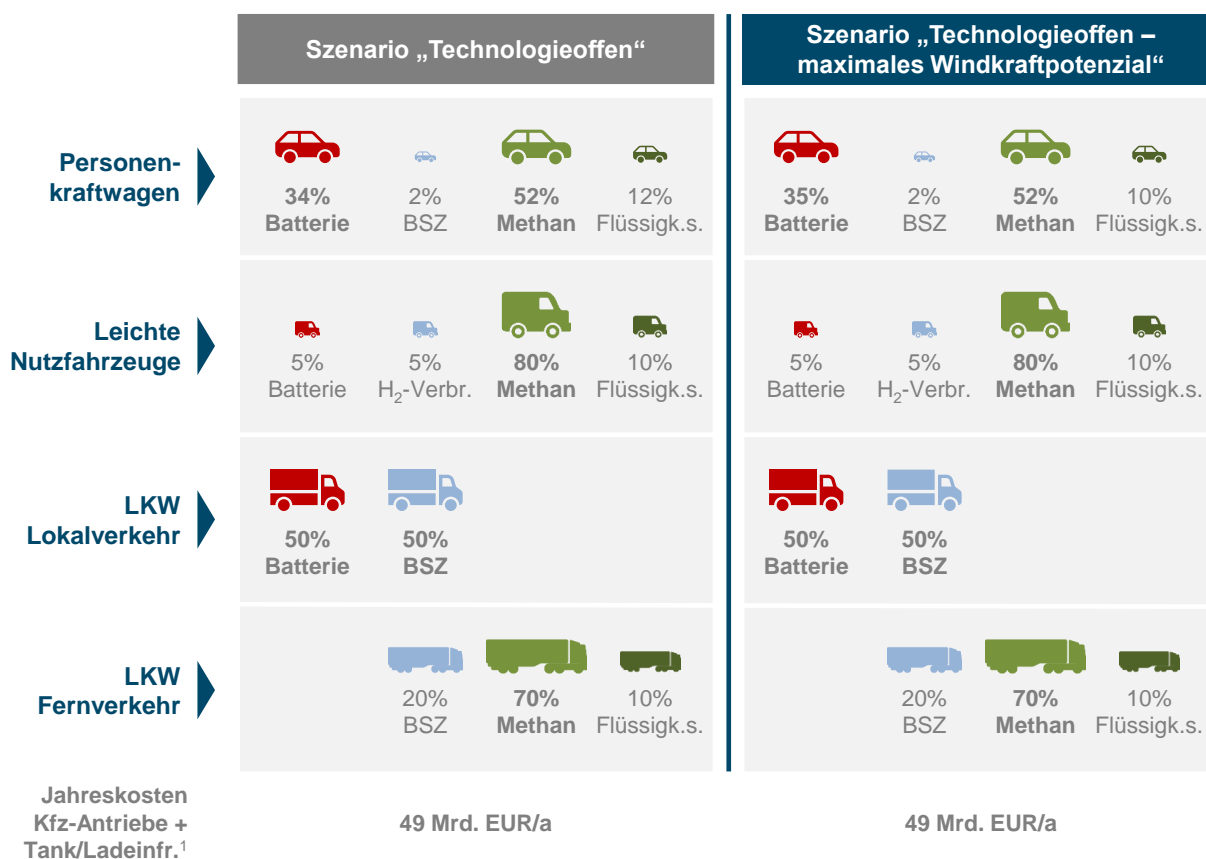
Abbildung 7-5: Marktanteile Raum- und Prozesswärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

Das erhöhte bzw. günstigere Angebot an Strom- und Wasserstoff beeinflusst die Grundstruktur der dezentralen Raum- und Prozesswärmearaufbringung kaum. Die Marktanteile von Wärmekunden mit Fernwärme-, Gas- und reinem Stromanschluss bzw. Biomassennutzung sind weitestgehend stabil.

Die noch stärkste Veränderung zeigt sich bei bivalenten Strom-/Wasserstoff-Technologien in der Raumwärme (hybride Anlagen aus Wasserstoffkesseln und elektrischen Luftwärmepumpen bzw. Nahwärme mit Wasserstoffkesseln und elektrischen Erdwärmepumpen) mit einem Anstieg von rd. +4%p Marktanteil (teilweise gegenläufig zu entsprechenden Methan-Technologien).

Entsprechend der hohen Stabilität in der kostenminimierenden Technologieauswahl ändern sich auch die Kosten der dezentralen Raum- und Prozesswärmearanlagen nicht.

Fahrzeuge: Höheres Angebot an Strom bzw. Wasserstoff beeinflusst technologieoffenen, kostenminimierenden Fahrzeugpark nur geringfügig



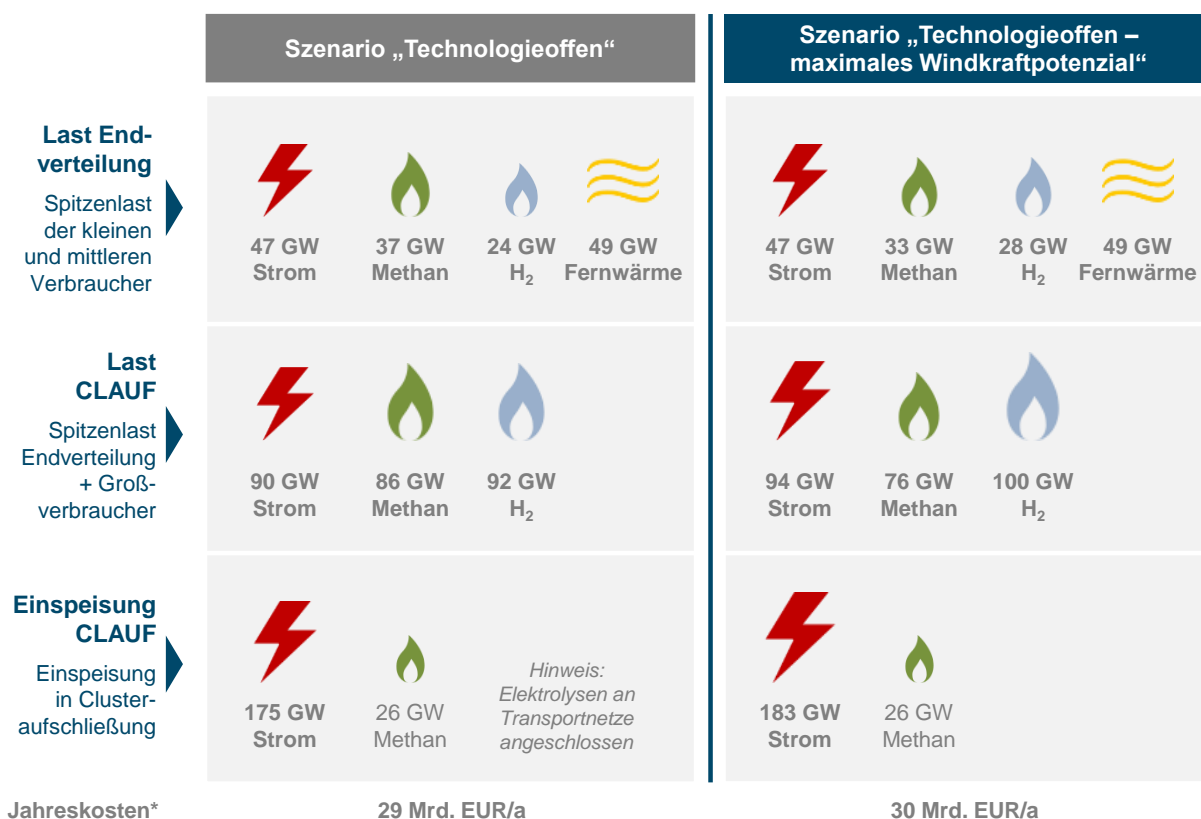
¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc. (Grobabschätzung))
 Abkürzungen: BSZ ... H₂-Brennstoffzellen; Flüssigk.s. ... Flüssigkraftstoffe; Verbr. ... Verbrennungsmotoren;
 Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik - Flaticon.com

Abbildung 7-6: Marktanteile Straßenverkehrstechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

Das erhöhte bzw. günstigere Angebot an Strom- und Wasserstoff beeinflusst den gesamtwirtschaftlich kostenminimierenden Technologiemark im Straßenverkehr kaum. Die einzige (kleine) Veränderung ist eine Verschiebung von Flüssigkraftstoff- zu Batterie-elektrischen PKW ($\pm 2\%$ Marktanteil).

Entsprechend der hohen Stabilität in der kostenminimierenden Technologieauswahl ändern sich auch die Kosten für Fahrzeuge und Tank-/Ladeinfrastruktur kaum.

Regionale und lokale Netze: Höheres Angebot an Strom bzw. Wasserstoff steigert entsprechende Netzbedarfe leicht, Methanlasten sinken im Gegenzug



Abkürzungen: CLAUF ... Clusteraufschließungen; * inkl. Kosten für Speicher- und Produktionsanschlussleitungen;
Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Hand Drawn Goods, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7-7: Regionale und lokale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

Der starke Anstieg der Windstromproduktion erhöht die Spitzenlasten der Stromeinspeisung in Clusteraufschließungen. Der zusätzliche Netzbedarf wird aber durch Einspeise-Spitzenkapung stark mitigiert (in Summe nur +7 GW Spitzenlast bei +26 GW Wind Onshore-Anlagen). Die Verbrauchslast an Strom-Endverteilnetzen steigt kaum, an Clusteraufschließungen um +4 GW – letzteres im Wesentlichen durch verstärkte Nutzung von Power-to-Heat Technologien in der Fernwärme.

Regionale und lokale Gasnetzbedarfe bleiben in Summe relativ stabil, es ergeben sich jedoch Verschiebungen zwischen den Gastypen, da Methan in der Raumwärme, im Non-Road Verkehr sowie in der Verstromung teilweise durch Wasserstoff ersetzt wird (Spitzenlasten Clusteraufschließungen: -10 GW Methan und + 8 GW Wasserstoff).

Der Bedarf an Wärmenetzen ist stabil mit 49 GW Spitzenlast an Fernwärmenetzen und 19 GW an Nahwärme-Mikro-Endverteilnetzen.

Überregionale Netze: Erhöhter Bedarf nach Stromtransport

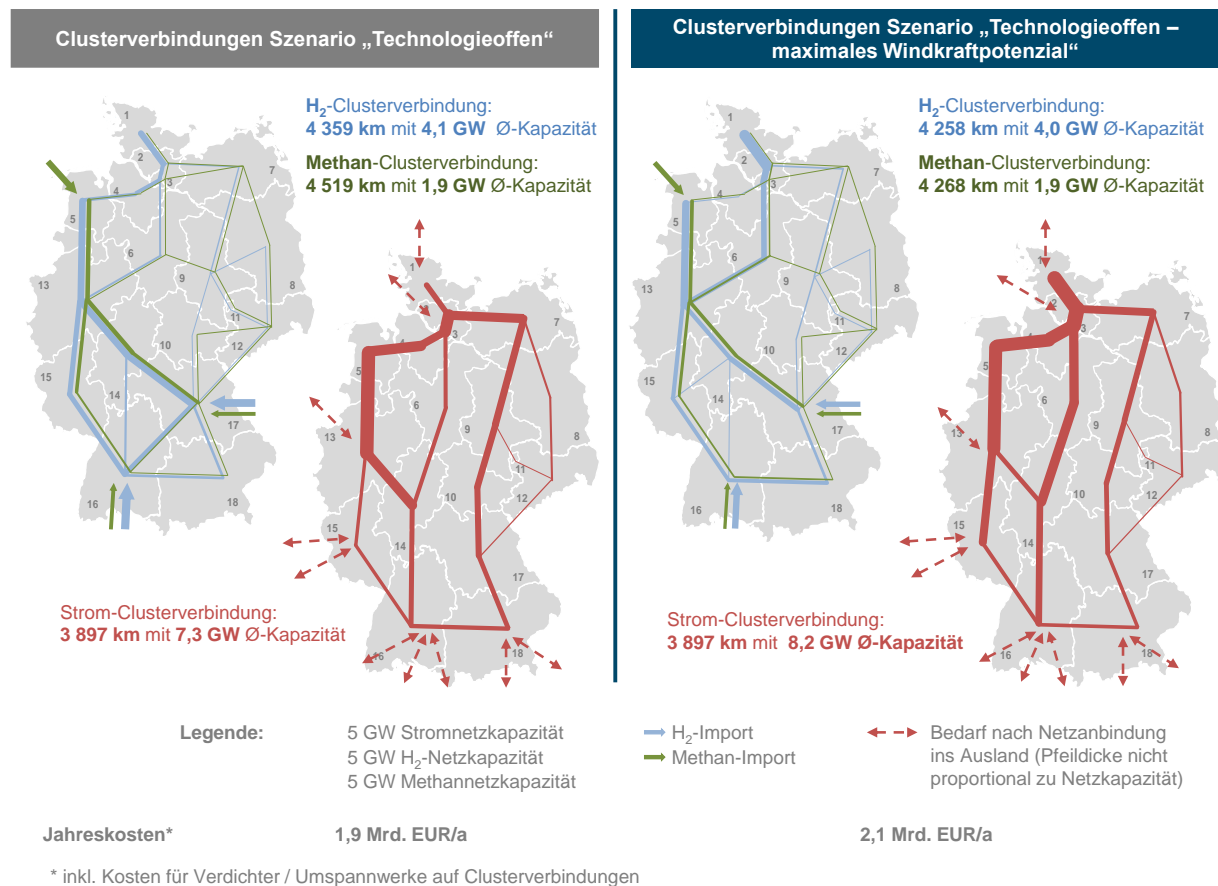


Abbildung 7-8: Überregionale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

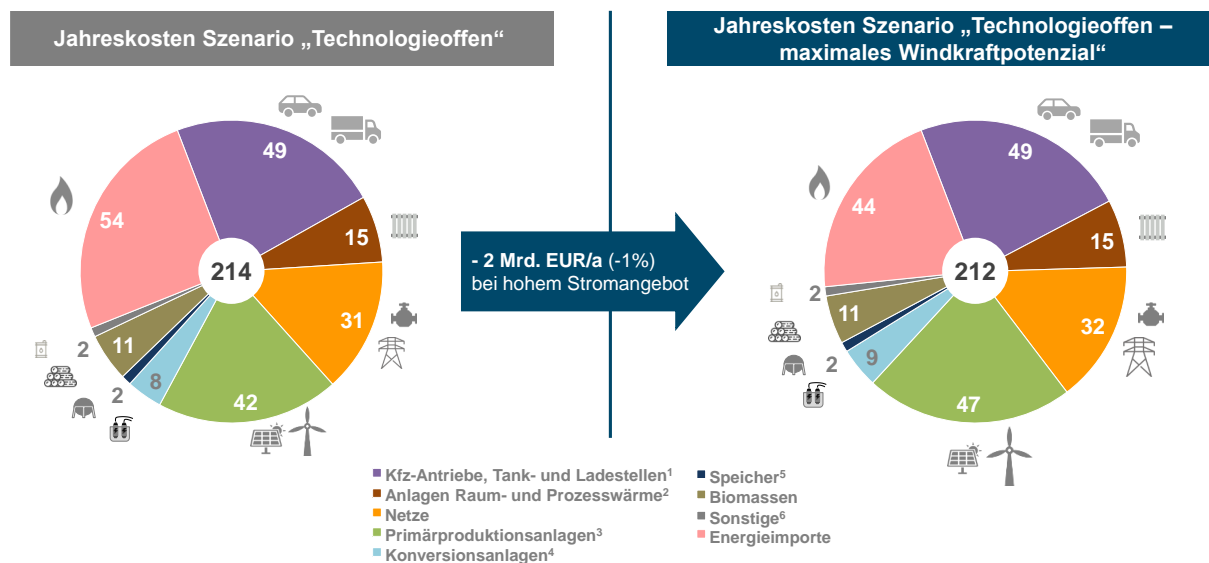
Obwohl die zusätzliche Stromproduktion aus Windkraftanlagen großteils zur Wasserstoffproduktion genutzt wird, steigt der Bedarf nach überregionalen Stromnetzkapazitäten. Auf Höhe der geografischen Mitte Deutschlands, in etwa auf Höhe einer Linie von Köln nach Erfurt und Dresden beträgt, die Nord-Süd Transportkapazität in Summe rund 15% mehr als im Szenario „Technologieoffen“, aber immer noch deutlich weniger als in bisherigen Netzplanungen wie in eHighway2050¹⁴¹.

Der Bedarf nach überregionalen Gasnetzen sinkt aufgrund verminderter Importe leicht. So wird zwar mehr Wasserstoff genutzt – die Erzeugung in Elektrolysen erfolgt aber deutlich verbrauchsnahe als bei importiertem Wasserstoff.

Die Kosten für die gesamtwirtschaftlich kostenminimierende Transportnetzinfrastruktur steigen durch den Ausbaubedarf der Stromnetze um 0,3 Mrd. EUR/a.

¹⁴¹ eHighway2050: Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results, 2015

Kosten Energiesystem: Senkung um -2 Mrd. EUR/a durch erhöhtes Windkraftpotenzial



Anmerkung: Jahreskosten Energiesystem: Anlagen: Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten (exkl. Energieträger); Biomassen und Importe: Rohstoffkosten; ¹ exkl. Antriebs-unabhängiger Kfz-Kosten (Karosserie, Innenausstattung, etc. (Grobabschätzung)); ² inkl. Nahwärmanlagen/-netze, exkl. Industrieöfen; ³ inkl. Speicherwasserkraft und Biomethananlagen; ⁴ inkl. Fernwärmanlagen, exkl. Biomethananlagen; ⁵ exkl. Speicherwasserkraft; ⁶ Logistikkosten Flüssigkraftstoffe / Flüssiggas, Kompensationskosten Methanschluß;
Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by DinosoftLabs, Freepik, High Quality Icons, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7-9: Jahreskosten des Energiesystems in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)

Die Option, Windkraftanlagen deutlich umfangreicher als im Szenario „Technologieoffen“ auszubauen erlaubt eine volkswirtschaftliche Kostenersparnis von -2 Mrd. EUR/a bzw. -1%.

Die zusätzlichen gesamtwirtschaftlich kostenminimierend zugebauten Windenergieanlagen verursachen im ersten Schritt zwar Mehrkosten von +6 Mrd. EUR/a. Weitere Zusatzkosten entstehen durch erhöhte Stromnetzbedarfe (+1 Mrd. EUR/a) oder weitere Elektrolyseanlagen (+1 Mrd. EUR/a).

In weiterer Folge können jedoch Importe chemischer Energieträger durch heimische Wasserstoffproduktion stark reduziert werden. Die vermiedenen Importkosten betragen -10 Mrd. EUR/a und gleichen die zusätzlichen Kosten heimischer Anlagen mehr als aus.

8 VERZEICHNISSE

8.1 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Ergebnisse WALERIE	8
Abbildung 1-2: Überblick Energieaufbringung und Endverbrauch im optimierten Energiesystem in drei Szenarien – alle Angaben gerundet auf Zehnerstellen.....	11
Abbildung 1-3: Technologiemicx Raumwärme- und Warmwasser im optimierten Energiesystem in drei Szenarien	13
Abbildung 1-4: Technologiemicx Prozesswärme im optimierten Energiesystem in drei Szenarien .	14
Abbildung 1-5: Technologiemicx Fernwärme im optimierten Energiesystem in drei Szenarien	15
Abbildung 1-6: Technologiemicx Fahrzeuge im optimierten Energiesystem in drei Szenarien.....	16
Abbildung 1-7: Strom-Bereitstellung im optimierten Energiesystem in drei Szenarien.....	17
Abbildung 1-8: Gas- und Flüssigkraftstoff Bereitstellung im optimierten Energiesystem in drei Szenarien.....	18
Abbildung 1-9: Überregionale Netzbedarfe im optimierten Energiesystem in drei Szenarien	21
Abbildung 1-10: Regionale und lokale Netzbedarfe im optimierten Energiesystem in drei Szenarien.....	20
Abbildung 3-1: Überblick optimierendes Energiesystem-Planungswerkzeug WALERIE von WECOM	42
Abbildung 3-2: Simultane Berechnung in WALERIE (optimierendes Energiesystem-Planungswerkzeug)	42
Abbildung 3-3: In WALERIE abgebildete Technologie-Optionen (inkl. Energierohstoffe und Energieimporte) zur Gestaltung optimaler künftiger Energiesysteme	43
Abbildung 3-4: Definition regionaler Cluster im Projekt „Kostenminimale Dekarbonisierung Deutschlands Energiesystem“	51
Abbildung 4-1: Überblick Aufbau optimiertes Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“ ..	53
Abbildung 4-2: Primärenergie und Endverbrauch von Energie im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	54
Abbildung 4-3: Endenergieverbrauch je Sektor und Energieträger im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	55
Abbildung 4-4: Bedeutendste Energieumwandlungen im optimierten Energiesystem des Szenarios "Technologieoffen"	56
Abbildung 4-5: Jahreskosten des optimierten Energiesystems des Szenarios „Technologieoffen“	58
Abbildung 4-6: Profilstromerzeugung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	59
Abbildung 4-7: Steuerbare Strombereitstellung und Stromspeicherleistung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	61
Abbildung 4-8: Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Deutschland bzw. Importkapazitäten im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	62
Abbildung 4-9: Gasspeicher für Wasserstoff und Methan im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	63
Abbildung 4-10: Fernwärmeaufbringung im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	64
Abbildung 4-11: Nutzung Biomassen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	65

Abbildung 4-12: Flächenbedarf für Windparks, Solarenergie und Biomassen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	66
Abbildung 4-13: Anteil Raumwärmebereitstellung (%-Nutzenergie) je Anschlussstyp im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	68
Abbildung 4-14: Raumwärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“ ..	69
Abbildung 4-15: Nahwärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	70
Abbildung 4-16: Prozesswärme im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	71
Abbildung 4-17: Antriebstechnologien im Straßenverkehr im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	73
Abbildung 4-18: Antriebstechnologien im Personenverkehr im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	75
Abbildung 4-19: Spitzenlasten (Tanken / Laden) im Verkehrssektor im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	76
Abbildung 4-20: Spitzenlast an Endverteilnetzen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	78
Abbildung 4-21: Spitzenlasten an Clusteraufschließungsnetzen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	79
Abbildung 4-22: Strom-Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	81
Abbildung 4-23: Gas-Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	83
Abbildung 4-24: Durchschnittliche Energie-Eigenversorgungsgrade der Cluster im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	84
Abbildung 4-25: Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	85
Abbildung 4-26: Einsatz und Aufbringung Energieträger im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	86
Abbildung 4-27: Strom-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	88
Abbildung 4-28: Wasserstoff-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	89
Abbildung 4-29: Methan-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	91
Abbildung 4-30: Fernwärme-Einsatz und -Aufbringung im zeitlichen Verlauf im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	92
Abbildung 4-31: Überblick Speicherkapazitäten im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	94
Abbildung 4-32: Füllstandskurven Energiespeicher im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	95
Abbildung 4-33: Jahreskosten des optimierten Energiesystems des Szenarios „Technologieoffen“	96
Abbildung 4-34: Jahreskosten der Energieinfrastruktur im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	98
Abbildung 4-35: Jahres-Anlagenkosten für Energienetze im optimierten Energiesystem des Szenarios „Technologieoffen“	99
Abbildung 5-1: Illustration Definition Szenario „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“	100
Abbildung 5-2: Marktanteile Straßenverkehrstechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)	103

Abbildung 5-3: Stromaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)	104
Abbildung 5-4: Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)	105
Abbildung 5-5: Marktanteile Raum- und Prozesswärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts).....	107
Abbildung 5-6: Fernwärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)	108
Abbildung 5-7: Regionale und lokale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts).....	110
Abbildung 5-8: Überregionale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts)	111
Abbildung 5-9: Jahreskosten des Energiesystems in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Keine Verbrenner-Fahrzeuge“ (rechts).....	112
Abbildung 6-1: Illustration Definition Szenario „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“	113
Abbildung 6-2: Stromaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	116
Abbildung 6-3: Gas- und Flüssigkraftstoffaufbringung in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts)	118
Abbildung 6-4: Fernwärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	119
Abbildung 6-5: Marktanteile Raum- und Prozesswärmetechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	120
Abbildung 6-6: Marktanteile Straßenverkehrstechnologien in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	121
Abbildung 6-7: Regionale und lokale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	122
Abbildung 6-8: Überregionale Netzbedarfe in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	123
Abbildung 6-9: Jahreskosten des Energiesystems in Szenarien „Technologieoffen“ (links) und „Technologieoffen – maximales Windkraftpotenzial“ (rechts).....	124

8.2 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS / GLOSSAR

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
%p	Prozentpunkt
A-CAES	Adiabatischer Druckluftspeicher (zur Speicherung von Strom in Kavernen)
AGV	Arbeitsgasvolumen
Aufbringung	Die Bereitstellung von Energie für das Energiesystem (durch Erzeugung, Ausspeicherung aus einem Speicher oder Import)
Ausspeisung	Die Entnahme von Energie aus dem Energiesystem (durch Verbrauch oder Einspeicherung in einen Speicher)
BHKW	Blockheizkraftwerk
Biogas	Grünes Gas erzeugt auf Basis von Feuchtbiomasse
Biogas-Einsp.	Biogasanlage mit Einspeisung von aufbereitetem Biomethan in Gasnetz
Biogenes Gas	Biomethan aus Biogas und Holzgas sowie Wasserstoff aus Holzgas
Biom. / Bio.	Biomasse
Brennwerte	Die Umrechnung von Speichervolumina und Speicherraten erfolgte unter Verwendung folgender Brennwerte: Methan 11,03 kWh/m ³ ; Wasserstoff 3,54 kWh/m ³
BSZ	(Wasserstoff-)Brennstoffzelle
EUR/a; EUR p.a.	Euro pro Jahr (Jahreskosten)
Cluster / regionale Cluster	Beschreiben die 18 regionalen Teilgebiete im modellierten Gebiet (Deutschland)
Clusteraufschließung / CLAUF	„Regionales Netz“ zur Verbindung von Endverteilung / ggf. Großverbrauchern / Clusterverbindung / SPAL je Cluster
Clusterverbindung / CV	„Überregionales Netz“ für den Energietransport
DAC, Direct-Air-Capture	Verfahren zur Abscheidung von CO ₂ aus der Umgebungsluft
DE	Deutschland

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
Dekarbonisierung (100%)	Beschreibt in dieser Studie den ausschließlichen Einsatz von erneuerbaren Energieträgern unter Verzicht auf Technologien zur Kohlenstoffabscheidung aus fossilen Energieträgern und Nuklearenergie
dez.	dezentral
direkt (Einsatz)	Einsatz von Strom oder Gasen in Kesseln bzw. Industrieöfen (in Abgrenzung von Einsatz in Wärmepumpen unter zusätzlicher Nutzung von Umweltwärme)
Druckluftspeicher	Adiabatischer Druckluftspeicher zur Speicherung von Strom in Kavernen
Dunkelflaute	Mehrere Tage umfassende Zeiträume, typisch am Beginn und Ende des Winters, mit wenig Windenergie („Windflaute“) und (saisonbedingt) wenig Sonneneinstrahlung. Diese Zeiträume stellen besondere Anforderungen an die Resilienz eines auf erneuerbarer Erzeugung aufbauenden Stromsystems.
Einsatz	Siehe Ausspeisung
Einspeisung	Siehe Aufbringung
el. / elektr.	elektrisch/e
Elektro.-Kessel / Elektr. / Elektro-K.	Elektrodenkessel
Endenergie	Den Energieverbrauchern bereitgestellte Energieträger (Strom, Methan ...) zur Erzeugung von Nutzenergie (oder zur stofflichen Nutzung)
Endverbrauch	Energetischer und nicht-energetischer Verbrauch von Endenergie
Endverteilung / Endverteilnetz	„Lokales Netz“, insbesondere zur Versorgung von Endverbrauchern je Cluster („Feinverteilung“)
Energieindustrie / Energieinfrastruktur	Gesamtheit der Anlagen zur Primärerzeugung, Umwandlung und Speicherung von Energie die zur Deckung der Endenergiebedarfe der Verbraucher erforderlich sind sowie der zugehörigen Netze auf allen Netzebenen
Energiesystem	Energiewirtschaft plus Endverbrauchsanlagen, sowie im Rahmen dieser Anlagen eingesetzte Energierohstoffe und Energieimporte

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
Festb. / Festbiom.	Festbiomasse (Waldholz, Waldrestholz, Sägenebenprodukte ...)
Feuchtb.	Feuchtbiomasse (Gülle, Bioabfall, Biogas-Anbaupflanzen ...)
FL	Fahrleistung
Flüssigk.s. / Flüssig. / Flüssigkraftst.	(Synthetischer) Flüssigkraftstoff
FW	Fernwärme (urban)
GHD	Gewerbe / Handel / Dienstleistung
Grüne Gase	Biomethan aus Biogas oder Holzgas, synthetisches Methan, grüner Wasserstoff aus Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom und grüner Wasserstoff aus Holzgas
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
GW _{Out.}	Gigawatt Output
GW _{th}	Gigawatt Wärme
Holzgas	Grünes Gas erzeugt auf Basis von Festbiomasse in Holzgasanlagen
HT	Hochtemperatur (Prozesswärme 100°C-500°C)
Hybrid-Technologien/Geräte/Anlagen	Kombinationsanlagen aus elektrischer Wärmepumpe mit Gas-Kesseln
IÖ / IO	Industrieöfen / Industrieofen (Prozesswärme >500°C)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Jahreskosten Energiesystem	Volkswirtschaftliche Kosten für alle modellierten Anlagen des Energiesystems (annuitätische Kapitalkosten unter Berücksichtigung eines realen Zinssatzes von 2%, fixe und variable Betriebskosten; exkl. der mit diesen Anlagen erzeugten Energieträger → keine Doppelzählung) sowie Rohstoffkosten (Biomassen, Energieimporte) und Logistikkosten für nicht leitungsgebundene Energieträger
K.	Kessel

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
Kavernen	Kavernenspeicher mit Möglichkeit zur Speicherung von Methan, Wasserstoff oder Strom (→ „Druckluftspeicher“)
Klass. Stromv. / Klass. Strombedarf / Klassischer Stromverbrauch	(a) Stromnachfrage der Haushalte (insbesondere Beleuchtung, IKT, Kochen ...) exkl. Bedarfe für Raumwärme und Warmwasser; (b) Stromnachfrage in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (insb. Beleuchtung, Antriebe, Prozesse etc.) jeweils exkl. Bedarfe für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme; (c) Stromverbrauch der Bahn (jedoch nicht die Stromnachfrage für den Straßenverkehr)
Kurz.	Kurzfrist (hier: kurzfristige Wärmespeicherung)
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Langf.	Langfrist (hier: langfristige Wärmespeicherung)
Lastmanagement / Demand Side Management	Lastmanagement umfasst die Beeinflussung des Zeitpunkts und/oder Umfangs von Stromlast, z.B. in Form der Verschiebung von Stromverbrauch aus Zeiten geringer Profilstrom-Erzeugung in Zeiten hoher Profilstrom-Erzeugung oder der Aktivierung bestimmter diskretionärer Stromlasten nur in Zeiten hoher Profilstrom-Erzeugung
LKW	Lastkraftwagen
LKW Fernverkehr / Fern.-LKW	Sattelzugmaschinen und Lastkraftwagen (> 12t zulässiges Gesamtgewicht)
LKW Lokalverkehr / lokale LKW / lokaler Wirtschaftsverkehr	Lastkraftwagen (von 3,5t bis max. 12t zulässiges Gesamtgewicht) und Kraftomnibusse
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug (Lastkraftwagen bis max. 3,5t zulässiges Gesamtgewicht)
NawaRo	Nachwachsender Rohstoff
Non-Road Verkehr	Land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen, weitere Zugmaschinen, Motorräder sowie sonstige Kfz
NT	Niedertemperatur (Prozesswärme <100°C)

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
Nutzenergie	Den Energieverbrauchern zur Verfügung stehende Energie nach der finalen Umwandlung z.B. von Gas (Endenergie) in Raumwärme (Nutzenergie) oder von Strom (Endenergie) in Bewegungsenergie von PKW (Nutzenergie)
NW	Nahwärme (verbrauchsnahe Wärmeerzeugung, weniger komplexe Technologieparks im Vergleich zu urbaner Fernwärme)
p.a.	per anno / pro Jahr
PKW	Personenkraftwagen
Poren	Porenspeicher (zur Speicherung von Methan)
Portfolioeffekt / PFE	Austausch von Wind- bzw. Sonnenstrom zum beiderseitigen Vorteil mit dem benachbarten Ausland (Kostensparnis für Anlagen in Deutschland vs. Kosten für zusätzliche grenzüberschreitende Leitungen)
Power-to-Heat / PtH	Fernwärmeproduktionsanlagen mit Strom als (eine) Energiequelle: Elektrodenkessel, Erd-Wärmepumpe, Flusswasser-Wärmepumpe
Primärenergie	Primärenergie: Energie, die aus Sicht des deutschen Energiesystems „das erste Mal“ in Form eines direkt nutzbaren Energieträgers vorliegt (z.B. Festbiomasse, Strom aus Photovoltaik-Anlagen, Energieimporte beliebiger Energieträger)
Primärstrom	Strom aus Windkraft, Photovoltaik, geothermischer Stromproduktion, Wasserkraft (soweit aus natürlichem Zufluss)
Prod. / Produkt.	Produktion
Profilstrom	Strom aus Profilstrom-Erzeugern
Profilstrom-Erzeuger	Stromerzeugungsanlagen die i.W. nach natürlichen Einflussgrößen produzieren (und im Bedarfsfall nur „abgeregelt“ werden können): Windkraft, Photovoltaik, geothermische Stromproduktion, Laufwasserkraft
PtL	Power-to-Liquid (hier: Prozessschritt der Erzeugung von Flüssigkraftstoff aus Wasserstoff)
PV	Photovoltaik
PV Freifl.	Photovoltaik-Freiflächenanlagen

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
PV Dach	Photovoltaik-Dachanlagen
PV-Gebäude / Gebäude-Photovoltaik	Photovoltaikanlagen an der Gebäudehülle: beim optimierten Energiesystem Summe aus Photovoltaik-Fassadenanlagen und Photovoltaik-Dachanlagen
PW / Prozesswärme	Prozesswärme inkl. Raumwärme und Warmwasser in der Industrie
ResilOpt	Resilient Optimisation (Funktion in WALERIE zur Berücksichtigung von Kostenprognose-Risiken in der Optimierung)
Ressourcenpotenzial(grenze)	Obergrenze mit der eine bestimmte natürliche Ressource in einem regionalen Cluster des Modellierungsgebiets genutzt werden kann (aber nicht muss), wobei diese Ressourcen (Land, Wasser) für das optimierte Energiesystem bereits entsprechend ihrer möglichen Nutzung im Energiesystem erhoben wurden (also z.B. x GW Laufwasserkraft, y GW Photovoltaik-Freiflächenanlagen, z TWh Festbiomasse ...).
Rohstoffe	Folgende „Materialien“, die WALERIE im Rahmen der Berechnung optimal im Energiesystem einsetzen kann: Festbiomasse (Abfälle, NawaRo), Feuchtbiomasse (Abfälle, Acker, Gras), Müll, CO ₂
RW / Raumwärme	Raumwärme inkl. Warmwasser
Second-Life Batterie / Batterie (SL)	Nachnutzung von Fahrzeugbatterien als stationäre Stromspeicher
Sekundärenergie	Durch Umwandlung bereits vorliegender Energieträger gewonnene Energie (z.B. Wasserstoff aus Elektrolyse von Wasser mit Strom)
Sonst.	Sonstige
Sonstige Mobilität / sonstiger Verkehr	Luftverkehr, Schifffahrt (exkl. Hochseeschifffahrt), nicht-elektrifizierte Bahn, Land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen, weitere Zugmaschinen, Motorräder sowie sonstige Kfz
SPAL	Speicher- und Produktionsanschlussleitung (inkl. der je Anlagentyp jeweils erforderlichen Nebenanlagen (Einspeise-Verdichter, Wechselrichter etc.))

BEZEICHNUNG / BEGRIFF	ABKÜRZUNG FÜR ... / ERLÄUTERUNG
Stoffl. Nutzung / Stoffliche Nutzung	Nichtenergetische Nutzung von chemischen Energieträgern
Strom-Backup System	Anlagenpark, der Stromspeicher und steuerbare Kraftwerke zur flexiblen Bereitstellung von Strom umfasst
Stromsp. / Stromspeicher	Anlagen, die den Energieinhalt von Strom (nach Umwandlung in eine andere Energieform) einspeichern und (letztlich) in Form von Strom (reduziert um Umwandlungs- und Halteverluste) wieder ausspeichern können (Pumpspeicherkraftwerke, Batterien, Druckluftspeicher)
Tiefengeoth.	Tiefengeothermie zur Stromerzeugung
Transportnetz	Überregionales Netz für den Energietransport zwischen Clustern (→ „Clusterverbindung“)
Verbr.	Verbrennungsmotoren
Volllaststunden	Diese Maßzahl bezieht die Ist-Jahresproduktionsmenge auf die installierte Kapazität und ist (daher) umso geringer, je volatil eine Energiequelle ist, bzw. (bei steuerbaren Anlagen) je seltener sie eingesetzt wird. Eine (theoretische) perfekt bandförmig produzierende Energiequelle hätte 8 760 Volllaststunden und eine andere Energiequelle, die z.B. im Schnitt nur 25% der Zeit mit voller Leistung läuft und den Rest der Zeit gar nicht, hätte 2 190 Volllaststunden.
WALERIE	Das vollständig datengetriebene System zur regionenscharfen Optimalplanung gesamter Energiesysteme von Wagner, Elbling & Company (Wagner, Elbling & Company Algorithm for Layouting Efficient, Regionalised, Integrated Energy Systems)
Wasserkraft	Oberbegriff für Wasserspeicher und Laufwasserkraft
Wasserspeicher	Oberbegriff für Pumpspeicher und Speicherwasserkraftwerke
Wind onsh.	Onshore Windkraftanlagen
Wind offsh.	Offshore Windkraftanlagen
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

9 DATENQUELLEN

9.1 QUELLENVERZEICHNIS A – DATENQUELLEN FÜR MODELLIERUNG

ADAC Fahrbericht Hyundai Nexo [Online]. - 19. Dezember 2019. - <https://www.adac.de/der-adac/motorwelt/reportagen-berichte/auto-innovation/fahrbericht-hyundai-nexo/>.

ADAC Kostenvergleich - Erd- und Autogas gegen Benziner und Diesel [Online]. - 19. Dezember 2019. - https://www.adac.de/_mmm/pdf/g-b-d-vgl_47097.pdf.

ADAC VW e-Golf Autotest [Online]. - 19. Dezember 2019. - https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT5134_VW_e_Golf/VW_e_Golf.pdf.

AEE - Agentur für erneuerbare Energien Die neue Wärmewelt - Szenario für eine 100% erneuerbare Wärmeversorgung in Deutschland [Bericht]. - 2016.

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien Föderal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie [Online]. - 2018. - 25. Jänner 2019. - <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/>.

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien Forschungsradar Metaanalyse: Investitionskosten von Energiewende-Technologien [Bericht]. - 2016.

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien Holzenergie in Deutschland - Status Quo und Potenziale [Bericht]. - 2014.

AEE - Agentur für erneuerbare Energien Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern [Bericht]. - 2013.

AEE INTEC / AIT / Energie Institut / EVT / TU Wien Renewables4Industry - Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren - Endberichtsteil 2 von 3 - Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry [Bericht]. - 2018.

Agora Energiewende Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe [Bericht]. - 2018.

Agora Energiewende Klimaneutrale Industrie (Hauptstudie) - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement [Bericht]. - 2020.

Agora Energiewende Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien [Bericht]. - 2014.

Agora Energiewende Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz [Bericht]. - 2014.

AIT - Austrian Institute of Technology IndustRiES - Energieinfrastruktur für 100% erneuerbare Energie in der Industrie [Bericht]. - 2019.

AIT - Austrian Institute of Technology Techno - ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwärmepumpen in FW-Netzen [Bericht]. - 2015.

Ånund Killingtveit Design of Future Pumped Storage Hydropower in Norway [Bericht]. - 2011.

Apostolaki-Iosifidou et al Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging [Bericht]. - 2017.

Asset (E3Modelling, Ecofys, Tractebel) Technology pathways in decarbonisation scenarios [Bericht]. - 2018.

ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. Marktübersicht Gaswärmepumpe [Bericht]. - 2020.

ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011 Neubau / Grundsanierung [Bericht]. - 2011.

Autoscout24 Wissenswertes rund ums Tanken [Online]. - 17. Juni 2021. - <https://www.autoscout24.de/informieren/ratgeber/kfz-technik/billig-tanken/>.

BBE - Bundesinitiative BioEnergie - ausgefertigt von Fichtner Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse - Gutachten [Bericht]. - 2002.

BBSR - Bundesinstitut für Bau, Stadt- und Raumforschung Demografie Portal des Bundes und der Länder - Zahlen und Fakten - Bevölkerungswachstum nach Kreisen, 2017-2040 [Bericht]. - 2021.

BBSR Raumabgrenzungen: Referenzdateien und Karten (Siedlungsstrukturelle Kreistypen) [Online]. - 14. April 2021. - <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbeobachtung/downloads/downloadsReferenz2.html>.

BCG / Prognos im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie Klimapfade für Deutschland [Bericht]. - 2018.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. erstellt vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden BDEW-Heizkostenvergleich Altbau - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme [Bericht]. - 2017.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. erstellt vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden BDEW-Heizkostenvergleich Neubau - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme [Bericht]. - 2016.

BDEW / VKU / GEODE Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas [Bericht]. - 2016.

Beuth Hochschule für Technik Berlin Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich [Bericht]. - 2017.

BGR et. al. – Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien [Bericht]. - 2020.

BGW / VKU Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft - Abwicklung von Standardlastprofilen [Bericht]. - 2007.

BINE Informationsdienst Themeninfo II/2005; Brennstoffzellen - emissionsarm Wärme und Strom erzeugen [Bericht]. - 2005.

Biomasseverband Oberösterreich im Auftrag von Landwirtschaftskammer Oberösterreich Wirtschaftlichkeit von Holzgasanlagen - Heizwerke Betreibertag 2013 [Bericht]. - 2013.

Birger, Nicolai www.welt.de - So viel Geld verdienen Ölkonzerne am Benzin [Online]. - 20. Juni 2018. - www.welt.de/wirtschaft/article1734121.

Blue Globe Foresight Mikro KWK - Langfristige Szenarien der gesamtwirtschaftlich optimalen Integration von Mikro-KWK Anlagen in das österreichische Energiesystem [Bericht]. - 2007.

BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft Landatlas Wohnen - Wohnfläche - Kreisebene [Bericht]. - 2014.

BMU - Bundesumweltministerium Tiefe Geothermie in Deutschland [Bericht]. - 2007.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren LKW-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung [Bericht]. - 2015.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-LKW [Bericht]. - 2017.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe [Bericht]. - 2014.

BMVI Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland [Bericht]. - 2015.

BMVIT - Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat [Bericht]. - 2018.

BMVIT (Kranzl et al) Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen [Bericht]. - 2009.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Energiedaten Gesamtausgabe 2020 [Online].

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Marktanalyse Windenergie auf See [Bericht]. - 2015.

BNetzA Bedarfsermittlung 2017-2030, Bestätigung Offshore Netzentwicklungsplan [Bericht]. - 2017.

BNetzA Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand 19.1.2021 [Bericht]. - 2021.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Potentialermittlung für den Ausbau Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie [Bericht]. - 2010.

BWE - Bundesverband WindEnergie e.V. Studie - Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung [Bericht]. - 2011.

C.A.R.M.E.N. e.V. Preise Biomassen Deutschland von 2005 bis 2021 [Bericht].

Capgemini Second life batteries: A sustainable business opportunity, not a conundrum [Bericht]. - 2019.

Check24 Durchschnittliche PKW-Fahrleistung 2016 nach Bundesland, Alter und Geschlecht des Versicherungsnehmers [Bericht]. - 2017.

Danish Energy Agency / Energinet Technology Data for Energy Storage [Bericht]. - 2019.

Das Erste Frankreich: Zweites Leben für E-Auto-Batterien [Bericht]. - 2021.

DBFZ - Deutsches Biomasse Forschungszentrum Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen [Bericht]. - 2010.

DENA - Deutsche Energie-Agentur dena - Leitstudie - Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 [Bericht]. - 2018.

DENA Das Stromnetz von morgen [Online]. - 14. April 2021. - <https://www.dena.de/themenprojekte/energiesysteme/stromnetze/>.

DENA Zwischenbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität [Bericht]. - 2021.

DESTATIS - Statistisches Bundesamt Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Energieverbrauch - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte [Online].

DESTATIS - Statistisches Bundesamt Ergebnis der 14. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung Variante 2 nach Ländern Entwicklung der Bevölkerung von 2019 bis 2060 nach Ländern und Geschlecht [Bericht]. - 2019.

DESTATIS - Statistisches Bundesamt Flächennutzung in den Bundesländern (Stand 31.12.2019) [Online].

DESTATIS - Statistisches Bundesamt Genesis Online Datenbank [Online]. - <https://www-genesis.destatis.de>.

DESTATIS - Statistisches Bundesamt Luftverkehr auf Hauptverkehrsflughäfen - Fachserie 8 Reihe 6.1 - Verkehrsleistung gewerblicher Luftverkehr mit dem Ausland / Verkehrsleistung gewerblicher Luftverkehr innerhalb Deutschlands 2015 (verfasst 2017) [Online].

DESTATIS - Statistisches Landesamt Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2017 [Bericht]. - 2018.

DESTATIS Betriebe und Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008) - Stichtag: 30.09.2018 - regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte [Online].

Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband Wasserstoff und Brennstoffzelle (Technologien und Marktperspektiven) [Bericht]. - 2014.

DIW ECON / Wuppertal Institut Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten [Bericht]. - 2020.

DLR / Cascade Mints WP 1.3 Common Information Database - D1.1 Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production Distribution Options [Bericht]. - 2005.

DLR / Fraunhofer IWES / IfnE Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2010" - BMU FKZ 03MAP146 - Datenanhang II [Bericht]. - 2010.

DLR / Fraunhofer IWES / IfnE Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei der Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2010" - BMU - FKZ 03MAP146 [Bericht]. - 2010.

DLR Schlüsseltechnologien regenerative Energien [Bericht]. - 2001.

Dr. Höhle Wasserstofflogistik - verteilen, speichern und betanken [Bericht]. - 2004.

DWD - Deutscher Wetterdienst (www-dwd.de) Klimadaten Deutscher Stationen [Online]. - 17. Juni 2021. -

<https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivtagmonat.html?nn=16102>.

e3 consult (J. Neubarth) Technischer Bericht C - Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem - SuREmMa - Sustainable River Management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen [Bericht]. - 2017.

EEG TU Wien / e-think Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher - Ein Projekt im Rahmen der "Energiewirtschaftliche Szenarien für den klima- und energiepolitischen Rahmen 2030 und 2050 und den Monitoring Mechanismen 2017" - Endbericht [Bericht]. - 2017.

EEG TU Wien Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien [Bericht]. - 2017.

EEG TU Wien Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich - Endbericht [Bericht]. - 2018.

EMISSION0 - on the way to 2050 Mission 7 [Online]. - 13. Juli 2021. -

<https://www.emission0.org/missionen/mission-7>.

en2x Mineralölabsatz - Monatlicher Inlandsabsatz Ottokraftstoffe [Online]. - 14. Juli 2021. -

<https://en2x.de/service/statistiken/mineraloelabsatz/>.

Energie Experten www.energie-experten.org [Online]. - 12. März 2020. -

<https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solaranlage/solarfassade.html>;

Energie Experten www.energie-experten.org [Online]. - 15. Jänner 2019. -

<https://www.energie-experten.org/heizung/solarthermie/wirtschaftlichkeit/ertrag.html>.

Energie360 www.energie360.ch [Online]. - 10. September 2019. -

<https://www.energie360.ch/de/energie-360/wissen/alternative-heiztechnologien/>.

Energieinstitut www.energieinstitut.at [Online]. - 12. März 2020. -

<https://www.energieinstitut.at/buerger/haustechnik-energieversorgung/solaranlagen/>.

Energiesysteme der Zukunft im Auftrag von bmvit / FFG Biogas Netzeinspeisung.at -

Fallstudie wirtschaftliche Planung Modellanlage [Online]. - 2014. - <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/wirtschaftliche-planung/modellanlage.html>.

Energiesysteme der Zukunft im Auftrag von bmvit / FFG Biogas Netzeinspeisung.at -

Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung [Online]. - 2014. - <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/aufbereitung/methananreicherung/vergleich-verfahren.html>.

Energy Watch Group / LUT University Global Energy System based on 100% renewable energy – power, heat, transport and desalination sectors [Bericht]. - 2019.

ENTSOE Transparency Platform - Actual Load 2018 [Online]. - 20. August 2021. -

<https://transparency.entsoe.eu/>.

ENTSOE Transparency Platform - Hydro Run-of-river and poundage - Actual Aggregated

[Online]. - 20. August 2021. - <https://transparency.entsoe.eu/>.

- ETH Zürich, J. Schell, M. Werner, N. Casas** Gaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung [Bericht]. - 2018.
- European Commission / Joint Research Centre** JRC-EU-TIMES model - Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries [Bericht]. - 2015.
- European Commission / Joint Research Center** ENSPRESO1 – an open, EU-28 wide dataset for energy models on renewable energy potentials (last log change 21.07.2020) [Bericht]. - 2021.
- European Commission** EU "Fit for 55" Paket [Online]. - 2021.
- Eurotransport.de** Gastbeitrag von Traton - Elektro-LKW auch für den Fernverkehr [Online]. - 25. Mai 2021. - <https://www.eurotransport.de/artikel/gastbeitrag-von-traton-elektro-lkw-auch-fuer-den-fernverkehr-11184467.html>.
- EWI / IE / RWI Essen im Auftrag des BMWA** Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) [Bericht]. - 2004.
- EWI** Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen [Bericht]. - 2020.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.** Faktenblatt - Power to Heat [Bericht]. - 2014.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.** Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken [Bericht]. - 2014.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.** Kurzstudie Power-to-X [Bericht]. - 2017.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.** Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher [Bericht]. - 2016.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: A. Regett, C. Pellingner, S. Eller** Power2Gas: Hype oder Schlüssel zur Energiewende? [Bericht]. - 2014.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Andrej Guminski** Power-to-Heat in der industriellen Prozesswärme - technische Potenziale und Kosten für ausgewählte Beispiele [Bericht]. - 2017.
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.** Basisdaten Bioenergie Deutschland 2014 [Bericht]. - 2014.
- Forschungsinitiative Zukunft Bau** Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen [Bericht]. - 2013.
- Forschungsinitiative Zukunft Bau** Erarbeitung eines Verfahrens zur energetischen Bewertung von Sorptions-Gaswärmepumpen innerhalb der Systemnormung [Bericht]. - 2014.
- ForWind / Öko-Institut e.V.** Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot - auf Bundeslandebene für Deutschland im Zeitraum 2020 bis 2050 [Bericht]. - 2016.
- Fraunhofer IEE** Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95% THG-Klimaszenarien [Bericht]. - 2019.
- Fraunhofer IEE** PtX-Atlas: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen [Bericht]. - 2021.

- Fraunhofer ISE / Intelligent Energy Europe / O.Ö. Energiesparverband** SO-PRO Solar Process Heat - Solar Process Heat Generation: Guide to Solar Thermal System Design for Selected Industrial Processes [Bericht]. - 2011.
- Fraunhofer ISE** Energiesystem Deutschland 2050 [Bericht]. - 2013.
- Fraunhofer ISE** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - Studie März 2018 [Bericht]. - 2018.
- Fraunhofer ISE** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - Studie November 2013 [Bericht]. - 2013.
- Fraunhofer ISE** Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050 [Bericht]. - 2015.
- Fraunhofer ISE** Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Anhang zur Studie [Bericht]. - 2020.
- Fraunhofer ISI / consentec / ifeu / TU Berlin / E&R** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [Bericht]. - 2021.
- Fraunhofer ISI / consentec / ifeu** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 2: Modelle und Modellverbund, Studie im Auftrag des BMWi [Bericht]. - 2017.
- Fraunhofer ISI / consentec / ifeu** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario - Studie im Auftrag des BMWi [Bericht]. - 2017.
- Fraunhofer ISI** Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente [Bericht]. - 2013.
- Fraunhofer ISI** Hochleistungsschnelladenetz für Elektro LKW [Bericht]. - 2020.
- Fraunhofer ISI** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in DE - Webinar Verkehrssektor [Bericht]. - 2021.
- Fraunhofer ISI** Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge [Bericht]. - 2013.
- Fraunhofer ISI** Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger [Bericht]. - 2010.
- Fraunhofer IWES / Fraunhofer IBP** Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr [Bericht]. - 2015.
- Fraunhofer IWES** Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore Windenergie für die Energiewende [Bericht]. - 2017.
- Fraunhofer IWES** Pressemitteilung - Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan - ein Vergleich [Bericht]. - 2011.
- Fraunhofer IWES** Windenergie Report Deutschland [Bericht]. - 2011.
- Fraunhofer UMSICHT / IWES** Abschlussbericht Metastudie "Energiespeicher", Studie im Auftrag des BMWi [Bericht]. - 2014.
- Frontier Economics / IAEW / 4Management / EMCEL** Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse [Bericht]. - 2017.

- FVV / Ludwig Bölkow Systemtechnik** Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity - Kraftstoffstudie II - Final report [Bericht]. - 2016.
- FVV** Defossilisierung des Transportsektors - Optionen und Voraussetzungen in Deutschland [Bericht]. - 2018.
- FVV** Future Fuels: FVV Fuels Study IV - Transformation of Mobility to the GHG-neutral Post-fossil Age [Bericht]. - 2021.
- Gatzen** The Economics of Power Storage [Bericht]. - 2007.
- GEA - Grazer Energie Agentur** Wirtschaftlichkeit von Biomethan Nutzungspfaden (Zwischenergebnisse) [Bericht]. - 2010.
- GIE - Gas Infrastructure Europe** GIE Storage Map [Bericht]. - 2018.
- GIE - Gas Infrastructure Europe** Storage Map [Bericht]. - 2021.
- HAW Hamburg, Bastian Hey** Masterthesis - Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements [Bericht]. - 2012.
- Hossain et. al.** A Comprehensive Review on Second-Life Batteries [Bericht]. - 2019.
- HSR - Hochschule für Technik Rapperswil - IET - Institut für Energietechnik** Verstromen der Abwärme aus Power-to-Gas Prozessen [Bericht]. - 2017.
- HSR - Hochschule für Technik Rapperswil** Heiz- und Brennwerte [Bericht]. - 2014.
- Hyundai Finance** Vom Second Life einer E-Auto-Batterie [Bericht]. - 2020.
- IEA - International Energy Agency** Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells [Bericht]. - 2015.
- IEA - International Energy Agency** The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities [Bericht]. - 2019.
- IEA - International Energy Agency** World Energy Outlook [Bericht]. - 2018.
- ifaS - Institut für angewandtes Stoffstrommanagement: H. Krames 1.** Energiespeichertagung Birkenfeld: Thermische Großspeicher - Arten - Anwendung - Auslegung [Bericht]. - 2013.
- ifeu et. al. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie** EnEff: Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA) - Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland [Bericht]. - 2019.
- IGU / SNAM / BloombergNEF** Global Gas Report 2020 [Bericht]. - 2020.
- IKT für Elektromobilität / BMWi** Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen - Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO2-Minderung Abschlussbericht [Bericht]. - 2015.
- Infodienst - Fachbereich 3 - Agrarökonomie, Ländlicher Raum** Infodienst 04/2007 - Silomais für die Biogasanlage – mit welchen Kosten muss man rechnen und zu welchen Preisen kann man verkaufen? [Bericht]. - 2007.

IRENA - International Renewable Energy Agency Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030 [Bericht]. - 2017.

J. Grewe Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung - Eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt (Dissertation) [Bericht]. - 2005.

J. Kixmüller Interview mit Ernst Huenges "Die wichtigste Option der Zukunft": Der Potsdamer Geoforscher Ernst Huenges über das Potenzial der tiefen Geothermie für die Wärmeversorgung der Städte, Risiken der Förderung und unverhoffte Nebeneffekte [Journal] // Potsdamer Neueste Nachrichten. - 2018.

Jülich Forschungszentrum, W. Kuckshinrichs und P. Markewitz STE Research Report 05/2010 - Kostenstrukturen von CCS-Technologien: Übersicht unter Berücksichtigung von CO₂-Reinheitsgraden und Lernkurven [Bericht]. - 2010.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern am 1. Januar 2021 nach Zulassungsbezirken [Online]. - 19. August 2021.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2021 nach Segmenten und Modellreihen [Online]. - 19. August 2021.

KBA - Kraftfahrt-Bundesamt Kraftfahrzeuge insgesamt nach Fahrzeugarten seit 2014 [Online]. - 20. August 2021.

KIT - Karlsruhe Institute of Technology / J. Auer Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Jahr 2050 in Deutschland [Bericht]. - 2019.

KIT - Karlsruhe Institute of Technology KIT Scientific Reports 7691 - Biogas aus Landschaftspflegegras - Möglichkeiten und Grenzen [Bericht]. - 2015.

KIT - Karlsruhe Institute of Technology Modelling the Weekly Electricity Demand Caused by Electric Cars [Bericht]. - 2015.

kiwa / E4tech DECC Desk study on the development of a hydrogen-fired appliance supply chain [Bericht]. - 2016.

Kley Fabian Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge - Entwicklung und Bewertung einer Ausbaustrategie auf Basis des Fahrverhaltens [Bericht]. - 2011.

KTBL Kraftstoffnutzung in der Landwirtschaft [Bericht]. - 2020.

Labanca A.R.C., Feugeas J. N. und Miranda P. E. V. IBP1401 06 - Economic analysis of CO₂-free hydrogen production from natural gas by plasma pyrolysis [Bericht]. - 2006.

LAK - Länderarbeitskreis Energiebilanzen Energiebilanzen der Länder 2015 - 2018 [Online]. - <http://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/>.

LBS Infodienst Bauen und Finanzieren - Wohnflächenvergleich [Online].

Leibnitz-Institut für ökologische Raumentwicklung / Fraunhofer ISE Die vertikale Stadt als solare Energiequelle? Theoretische Flächenpotenziale für bauwerksintegrierte Photovoltaik und Abschätzung der solaren Einstrahlung [Bericht]. - 2021.

Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften / acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften / Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: A. Reuter, P. Elsner Energiesystem der Zukunft - Materialien Februar 2016 - Windkraftanlagen
Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 [Bericht]. - 2016.

- Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften / acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften / Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: K. Görner, D. U. Sauer** Energiesysteme der Zukunft - Materialien Februar 2016 - Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 [Bericht]. - 2016.
- LIAG - Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik** Positionspapier - Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende - Wie Deutschland 60% erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte [Bericht]. - 2018.
- LIE - Leipziger Institut für Energie** Ermittlung des Speicherbedarfs Erneuerbarer Energien auf der Nauener Platte - Endbericht [Bericht]. - 2018.
- Lödl et. al.** Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland [Bericht]. - 2010.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik** Ermittlung des volkswirtschaftlichen sowie des klimarelevanten Nutzens mittels Power-to-Gas [Bericht]. - 2018.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik** Intelligente Sektorkopplung [Bericht]. - 2018.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik** Vergleich von CNG und LNG zum Einsatz in LKW im Fernverkehr [Bericht]. - 2016.
- Machhammer et al** Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale [Bericht]. - 2016.
- Madlener et. al.** Economic viability of second use electric vehicle batteries for energy storage in residential buildings [Bericht]. - 2016.
- McKinsey** A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis; The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles [Bericht]. - 2010.
- McKinsey** Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage [Bericht]. - 2019.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V.** Preisbildung an Tankstellen [Bericht]. - 2006.
- Navigant** Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie [Bericht]. - 2020.
- Navigant** Gas for Climate - The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system [Bericht]. - 2019.
- Neuhofer, Wolfgang (in Zusammenarbeit mit Energie-Control)** Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten - Diplomarbeit [Bericht]. - 2004.
- Novatlantis ECOGAS** Schlussbericht Teilprojekt: Methan aus Holz; Teilprojekt: Energieholzpotenzial Schweiz [Bericht]. - 2003.
- NOW - Gmbh.DE** Studie IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme [Bericht]. - 2018.
- NOW - im Auftrag des BMVI** Ergebnisbericht Studie - Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene [Bericht]. - 2016.
- Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI** Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit [Bericht]. - 2015.

Öko-Institut e.V. eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz [Bericht]. - 2014.

Öko-Institut e.V. Konventionelle and alternative Fahrzeugtechnologien bei PKW und schweren Nutzfahrzeugen - Working Paper [Bericht]. - 2014.

Öko-Institut e.V. Working Paper - Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich - Stand heute und die Langfristperspektive [Bericht]. - 2013.

Österreichischer Biomasse-Verband Faktencheck: Stoffliche vs. energetische Nutzung von Holz [Bericht]. - 2014.

Prognos / BFE Dokumentation zu den Datengrundlagen System Adequacy Schweiz [Bericht]. - 2018.

Prognos / BFE Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050 [Bericht]. - 2012.

Prognos im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft Endbericht - Perspektiven der öffentlichen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWKK) in Österreich [Bericht]. - 2014.

Prognos Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger [Bericht]. - 2020.

Regional Statistiken Bundesländer Flächennutzung in den Bundesländern [Online].

Regionalenergie Steiermark Kostenübersicht - Kostenvergleich bei 10 kW Heizlast [Bericht]. - 2014.

Rödl & Partner - B. Richter Tiefengeothermie in Deutschland 2016 [Bericht]. - 2016.

RWE Power AG Druckluftspeicher, Technik-Dialog 2012 der Bundesnetzagentur "Speichertechnologien" [Bericht]. - 2012.

RWTH Aachen University - Genesys Schlussbericht - Speicher- und Netzausbaubedarf bei Betrachtung des gesamten Europäischen Raums mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien - Entwicklung eines Simulationsprogramms und Untersuchung von Energieversorgungszenarien [Bericht]. - 2014.

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Silomais für die Biogasanlage - mit welchen Kosten muss man rechnen - Kalkulationshilfe "Vollkosten ermitteln" 2016 [Online].

SBC Energy Institute Hydrogen-Based Energy Conversion - More than Storage: System Flexibility [Bericht]. - 2014.

Schweizerische Eidgenossenschaft / BFE - Bundesamt für Energie Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050 [Bericht]. - 2013.

Scope Ratings Branchenstudie Tankstellenmarkt Deutschland 2017 [Bericht]. - 2018.

Siemens Offshore-Windkraft als Pfeiler der Energiewende [Bericht]. - 2014.

Smart City Wien STEP 2025 Detailkonzept - E-Mobilitätsstrategie [Bericht]. - 2016.

Stadtwerke Emmendingen Vergleichbarkeit der Kraftstoffe Erdgas, Super und Diesel [Bericht].

Statista.com Top 10 Seehäfen in Deutschland in den Jahren von 2015 bis 2020 nach gesamten Güterumschlag (in 1.000 Tonnen) [Online]. - 17. August 2021. -

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/239221/umfrage/groesste-haefen-in-deutschland-nach-gueterumschlag/>.

Statistik Austria Kfz-Bestand am 31.12.2019 nach Bundesländern, Zulassungsbezirken und Kfz-Arten absolut [Bericht]. - 2020.

Statistik Austria Nutzenergieanalyse für Österreich 1993 - 2019 [Bericht]. - 2020.

STAWAG Grundlagen Photovoltaik II [Bericht]. - 2010.

Storengy Die Salzkavernenwende [Bericht]. - 2020.

Süddeutsche Zeitung Was Benzin tatsächlich kostet und wer daran verdient [Online]. - 2014. - <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/spritmonitor-was-benzin-tatsaechlich-kostet-und-wer-daran-verdient-1.1937507>.

Swiss PV Führende Architektur integrierter PV Anlagen [Bericht]. - 2018.

Technische Universität Dresden - Institut für Abfallwirtschaft und Altlasten, Lehrstuhl für Abfallwirtschaft, Ulan Ude Energieeffizienz und deren Steigerung in der Abfallverbrennung [Bericht]. - 2009.

Technisches Büro Hauer Umweltwirtschaft GmbH Tiroler Abfallwirtschaft - Grundlagen zur "Phase 3 - Thermische Abfallbehandlung in Tirol" - Studie im Auftrag Amt der Tiroler Landesregierung [Bericht]. - 2010.

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe TFZ-Merkblatt: 18WBr006 - Entwicklung der Brennstoffpreise von 2008 bis 2018 [Bericht]. - 2018.

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe TFZ-Merkblatt: 20WBr005 - Entwicklung der Brennstoffpreise von 2010 bis 2020 [Bericht]. - 2020.

Thema M., Bauer F. und Sterner M. Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review [Bericht]. - 2019.

Thyssenkrupp Industrial Solutions - Hydrogen from large-scale electrolysis - Efficient solutions for sustainable chemicals and energy storage [Bericht]. - 2018.

Transport & Environment Recharge EU: How many charge points will EU countries need by 2030 [Online]. - 21. April 2021. - <https://www.transportenvironment.org/discover/recharge-eu-how-many-charge-points-will-eu-countries-need-2030/>.

TSG Group Gas Zapfsäulen - Zapfsäulen für Alternativkraftstoff LPG/CNG/LNG [Online]. - 11. August 2021. - <https://www.tsg-solutions.com/at/lpg-cng-lng/>.

TU Berlin - Department of Energy Systems (EnSys), G. Erdmann und L. Dittmar Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland [Bericht]. - 2010.

TU Berlin, G. Erdmann Kostenfrage bei der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen [Bericht]. - 2001.

TU Berlin, Vincent Fischer Funktionsweise und Anwendungsbereiche der Erdgaswärmepumpe [Bericht]. - 2010.

TU Delft Hydrogen - the bridge between Africa and Europe [Bericht]. - 2019.

TU Wien / Alpe Adria Universität Klagenfurt - Faninger, G. Wirtschaftlicher Vergleich von Heizungssystemen [Bericht]. - 2013.

TU Wien Bestimmung der fossilen Kohlendioxidemissionen aus Österreichischen Müllverbrennungsanlagen [Bericht]. - 2015.

TU Wien, Hofbauer Technoökonomische Studie Biomasse KWK [Bericht]. - 2008.

TU Wien, Litzlbauer Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher [Bericht]. - 2010.

TZ.de Redaktions GmbH So viele Kilometer fahren die Deutschen pro Jahr Auto 2016 [Online]. - 10. August 2021. - <https://www.tz.de/auto/auto-so-viel-fahren-deutschen-kilometer-im-jahr-zr-7134604.html>.

UBA - Umweltbundesamt Climate Change 27/2016 - CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe [Bericht]. - 2016.

UBA - Umweltbundesamt Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle [Bericht]. - 2021.

UBA - Umweltbundesamt Emissionskennzahlen und Verbrauch nach Fahrzeug [Bericht]. - 2018.

UBA - Umweltbundesamt Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 [Bericht]. - 2016.

UBA - Umweltbundesamt Jahresfahrleistung in km in AT [Bericht]. - 2019.

UBA - Umweltbundesamt Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 - CLIMATE CHANGE 06/16 - Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau, Reaktorsicherheit [Bericht]. - 2016.

UBA - Umweltbundesamt Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsübergreifende Bewertung [Bericht]. - 2015.

UBA - Umweltbundesamt Standort und Leistung von Müllverbrennungsanlagen in DE [Online]. - 20. Juli 2021. - <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/bilder/dateien/muellverbrennungsanlagen.pdf>.

UBA - Umweltbundesamt Thermische Behandlung von Ersatzbrennstoffen (Stand 2016) [Online]. - 20. Juli 2021. - <https://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/entsorgung/thermische-behandlung#thermische-behandlung-von-ersatzbrennstoffen>.

UBA - Umweltbundesamt Thermische Behandlungsanlagen für gefährliche Abfälle (Sonderabfallverbrennungsanlagen) Stand 2011 [Online]. - 20. Juli 2021. - <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/bilder/dateien/sonderabfallverbrennungsanlagen.pdf>.

UBA - Umweltbundesamt Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 [Bericht]. - 2013.

Umlaut energy / EMCEL / Becker Büttner Held Consulting AG / Jülich
Forschungszentrum im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft,

Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein Gutachten H2
Erzeugung und Märkte Schleswig Holstein [Bericht]. - 2020.

Umwelt-Campus Birkenfeld Viele Solaranlagen bekommen schlechte Noten -
Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen [Bericht]. - 2012.

Universität Kassel Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland [Bericht]. - 2011.

Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Perspektiven Stationärer Brennstoffzellen im Energiesystem Baden-Württembergs -
Forschungsbericht FZKA-BWPLUS [Bericht]. - 2003.

**Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendungen: S. Bubeck** Forschungsbericht - Potenziale elektrischer
Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung [Bericht]. - 2017.

University of California - Institute of Transportation Studies Zero-Emission Medium-and
Heavy-duty Truck Technology, Markets, and Policy Assessments for California [Bericht]. -
2020.

US Department of Energy DOE Advanced Truck Technologies [Bericht]. - 2019.

Verbund (Schrott et al) Stromspeicher - Ist-Situation und Ausblick [Bericht]. - 2018.

VOESTALPINE / Thyssenkrupp Absichtserklärungen zum Einsatz von Wasserstoff [Online].

Wang et. al. European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and
transport of hydrogen [Bericht]. - 2021.

Weigel Max Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer
Stahlherstellungsverfahren - Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als
Reduktionsmittel [Bericht]. - 2014.

WIBA Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayer Energiewirtschaftliche
Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung [Bericht]. - 2004.

Windkraft Simonsfeld Technische Verfügbarkeit 2011: 98,67 Prozent [Online]. - 2011. -
<https://www.wksimonsfeld.at/deutsch/unternehmen/news/archiv/technische-verfuegbarkeit-2011-9867-prozent.html>.

WKO - Fachverband Güterbeförderung Wirtschaftskammer Österreich LKW
Kalkulationsmodell [Online]. - 2021. - [https://www.wko.at/branchen/transport-
verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/lkw-kalkulationsmodell.html](https://www.wko.at/branchen/transport-verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/lkw-kalkulationsmodell.html).

www.energieheld.ch [Online]. - 19. Dezember 2019. -
<https://www.energieheld.ch/solaranlagen/photovoltaik/solarfassade#kosten-foerderung>; .

www.kesselheld.de [Online]. - 11. September 2020. -
<https://www.kesselheld.de/gaswaermepumpe/#kosten-in-euro-5d51605e4f31d>.

www.solarfocus.com [Bericht].

www.umweltplan.de Gasspeicher Moeckow [Online]. - 5. Mai 2021. -
[https://www.umweltplan.de/media/download/umweltplanung/rb_2_54_gasspeicher_moeckow
_frischwasser_sole.pdf](https://www.umweltplan.de/media/download/umweltplanung/rb_2_54_gasspeicher_moeckow_frischwasser_sole.pdf).

Zauner Andreas Store&Go Conference - Expectations on costs [Konferenz]. - 2020.

Zentrum für Energieforschung Stuttgart Stromspeicherpotenziale für Deutschland [Bericht]. - 2012.

Zukunft ERDGAS e.V. Fragen und Antworten zur Gaswärmepumpe [Bericht].

9.2 QUELLENVERZEICHNIS B (DATENQUELLEN ZUM HEUTIGEN ENERGIESYSTEM)

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien Föederal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie [Online]. - 2018. - 25. Jänner 2019. - <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/>.

AEE – Agentur für erneuerbare Energien Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern [Bericht]. - 2013.

AG Energiebilanzen e. V. Satellitenbilanz "Erneuerbare Energieträger" zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland - Jahr 2019 [Bericht]. - 2021.

AG Energiebilanzen e.V. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019 [Bericht]. - 2021.

BDEW / VKU / GEODE Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas [Bericht]. - 2016.

BDEW Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2020 [Bericht]. - 2021.

BDEW Wie heizt Deutschland 2019? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt [Bericht]. - 2019.

BGW / VKU Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft - Abwicklung von Standardlastprofilen [Bericht]. - 2007.

BMWI Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung (Daten für 2019) [Bericht]. - 2021.

BNetzA - Bundesnetzagentur Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 15.11.2021 [Bericht]. - 2021.

BNetzA - Bundesnetzagentur SMARD - Strommarktdaten 2022 [Online]. - März. 9 2022. - <https://www.smard.de/home>.

BWP - Bundesverband Wärmepumpe e.V. Absatzentwicklung Wärmepumpen in Deutschland 2002-2021 - nach Wärmepumpentypen [Bericht]. - 2022.

BWP - Bundesverband Wärmepumpe e.V. Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2015 bis 2021 [Bericht]. - 2022.

BWP - Bundesverband Wärmepumpe e.V. Absatzzahlen für Wärmepumpen in Deutschland 2021 [Bericht]. - 2022.

DBFZ Report Nr. 30 Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland [Bericht]. - 2017.

DENA Biogaspartner - gemeinsam einspeisen - Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa - Markt, Technik und Akteure [Bericht]. - 2019.

DENA Branchenbarometer Biomethan 2019 [Bericht]. - 2019.

Deutsche WINDGUARD Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Jahr 2021 [Bericht]. - 2021.

DWD - Deutscher Wetterdienst (www-dwd.de) Klimadaten Deutscher Stationen [Online]. - 17. Juni 2021. - <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivtagmonat.html?nn=16102>.

eHighway2050 Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results [Bericht]. - 2015.

ENTSOE Transparency Platform - Actual Load 2018 [Online]. - 20. August 2021. - <https://transparency.entsoe.eu/>.

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland [Bericht]. - 2021.

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. Rohstoffmonitoring Holz - Daten und Botschaften [Bericht]. - 2018.

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe Deutschland 2019 [Bericht]. - 2021.

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021 [Bericht]. - 2021.

Fraunhofer ISE Energy Charts (Daten abgerufen seit 2019) [Online]. - 2022. - 7. März 2022. - <https://energy-charts.info/>.

Fraunhofer ISI / consentec / ifeu / TU Berlin / E&R Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [Bericht]. - 2021.

GIE - Gas Infrastructure Europe GIE Storage Map [Bericht]. - 2021.

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor bis 2030 [Bericht]. - 2019.

KBA - Kraftfahrt Bundesamt Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen 1.Oktober 2021 [Bericht]. - 2021.

KIT - Karlsruhe Institute of Technology Modelling the Weekly Electricity Demand Caused by Electric Cars [Bericht]. - 2015.

LAK - Länderarbeitskreis Energiebilanzen Energiebilanzen der Länder 2015 - 2018 [Online]. - <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>.

Landwirtschaftskammer Niederösterreich Holzvermarktung & Betriebswirtschaft [Online]. - 2015. - 11. Februar 2019. - <https://noe.lko.at/mit-welchen-erträgen-kann-ich-in-den-nächsten-jahren-rechnen+2500+2426200>.

LFI / Österreichischer Biomasse-Verband Energieholzproduktion im Kurzumtrieb [Bericht]. - 2012.

Prognos / BFE Dokumentation zu den Datengrundlagen System Adequacy Schweiz [Bericht]. - 2018.

Statista Installierte Leistung (kumuliert) der Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020 [Online]. - 2022. - 7. März 2022. - <https://www.statista.com>.

Statistik Austria Nutzenergieanalyse für Österreich 1993 - 2019 [Bericht]. - 2020.

TU Wien, Litzlbauer Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher [Bericht]. - 2010.

UBA - Umweltbundesamt Gesamtfahrleistung nach Kraftfahrzeugarten [Bericht]. - 2021.

Universität für Bodenkultur Wien Energie aus Rohstoffen der Land- und Forstwirtschaft [Bericht]. - 2005.

Universität Kassel Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland [Bericht]. - 2011.

Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen: S. Bubeck Forschungsbericht - Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung [Bericht]. - 2017.