consentec

Fraunhofer ISI

TU berlin E&R Energy and Resources

ifeu

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Treibhausgasneutrale Hauptszenarien
Modul Energieangebot

Ort: Karlsruhe

Datum: 01.12.2021

Final

Impressum

Langfristszenarien 3 – Bericht Energieangebot

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH
Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Autoren

Benjamin Lux, benjamin.lux@isi.fraunhofer.de
Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de
Christoph Kiefer, christoph.kiefer@isi.fraunhofer.de
Christiane Bernath, christiane.bernath@isi.fraunhofer.de
Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH: Grüner Weg 1, 52070 Aachen;
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)
Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Im Weiher 10, 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin: Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

1. Dezember 2021

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4
1.1 Übersicht der Szenarien und Dekarbonisierungspfade 4

2 Entwicklung der Energienachfrage 7

3 Energieangebot 9
3.1 Technologische und energiepolitische Annahmen 9
3.1.1 Szenarioübergreifende Annahmen 9
3.2 Ergebnisse 10
3.2.1 Stromsektor 10
3.2.2 Wärmenetze 14
3.2.3 Wasserstoff 15
3.2.4 Detailanalysen 16
3.3 Fazit für den Sektor Energieangebot 41
3.4 Exkurs. Klimaneutralität bis 2045 als Konsequenz des Urteils des Bundesverfassungsgerichtes vom März 2021 43

4 Zusammenfassung der Erkenntnisse und Implikationen 45

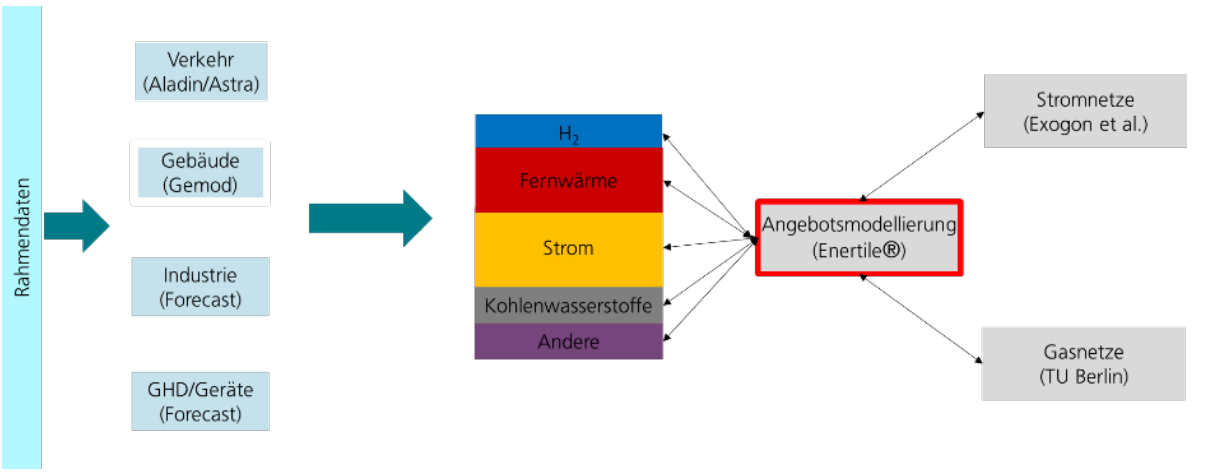
5 Abbildungsverzeichnis 47

1 Einleitung

Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" (Langfristszenarien 3) werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Szenarien für die zukünftige Entwicklung eines treibhausgasneutralen Energiesystems modelliert. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff inklusive dessen Derivate sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Die Energieinfrastrukturen (Strom und fossile bzw. synthetische Gase bzw. Wasserstoff) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen "Leitszenarios", sondern die Untersuchung von unterschiedlichen Szenariowelten, um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen.

Somit können Pfadabhängigkeiten und robuste Entwicklungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität identifiziert werden. Um die zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren adäquat zu erfassen, ist der Einsatz eines komplexen Modellverbunds nötig. Im Projekt Langfristszenarien 3 koppeln wir spezialisierte Sektormodelle für Gebäude, Industrie, GHD&Geräte, Energieangebot, Gasnetze (fossile Gase bzw. Wasserstoff) und Stromnetze, um eine möglichst hohe Auflösung zu erreichen.

Abbildung 1: Modellverbund im Projekt



In einem ersten Schritt werden im Projekt drei Szenarien berechnet, die sich hinsichtlich der Bedeutung der in den Nachfragesektoren eingesetzten Energieträger für die Dekarbonisierung unterscheiden. Das Szenario *TN-Strom* setzt auf eine starke Elektrifizierung des Energiesystems, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Das Szenario *TN-H_2-G* setzt auf eine starke Nutzung von grünem Wasserstoff im Energiesystem. Das Szenario *TN-PtG/PtL* setzt auf eine starke Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen im Energiesystem.

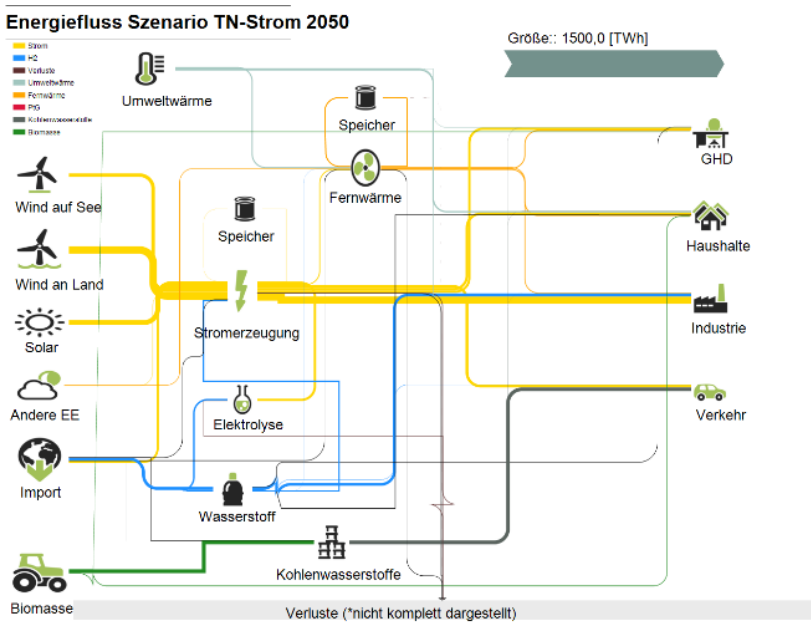
Dieses Berichtsmodul stellt die Methodik und die Ergebnisse für den Bereich Energieangebot für diese erste Szenarioanalyse treibhausgasneutraler Szenarien dar.

1.1 Übersicht der Szenarien und Dekarbonisierungspfade

Die Szenariowelten der Elektrifizierung setzen auf eine starke Direktnutzung von erneuerbarem Strom, wobei zur Erreichung von Treibhausgasneutralität auch in diesen Szenarien bereits erhebliche Mengen an Wasserstoff benötigt werden. Die Nutzung von Kohlenwasserstoffen wird bis 2050 ausschließlich auf das nachhaltige Potential von Biomasse begrenzt. Die Modelle der Energienachfrage errechnen jeweils für ihren Sektor Szenarien mit starker Stromnutzung. Wasserstoff wird in bestimmten Umfang auch hier

benötigt. Die Deckung der Nachfrage nach Strom, Wärme in Wärmenetzen und Wasserstoff wird optimiert. Dabei werden die Kosten der Netze für Strom und Gas berücksichtigt. Das hier dargestellte Szenario ***TN-Strom*** stellt die Basisvariante für weitere geplante Szenarien der Szenariowelten Elektrifizierung dar.

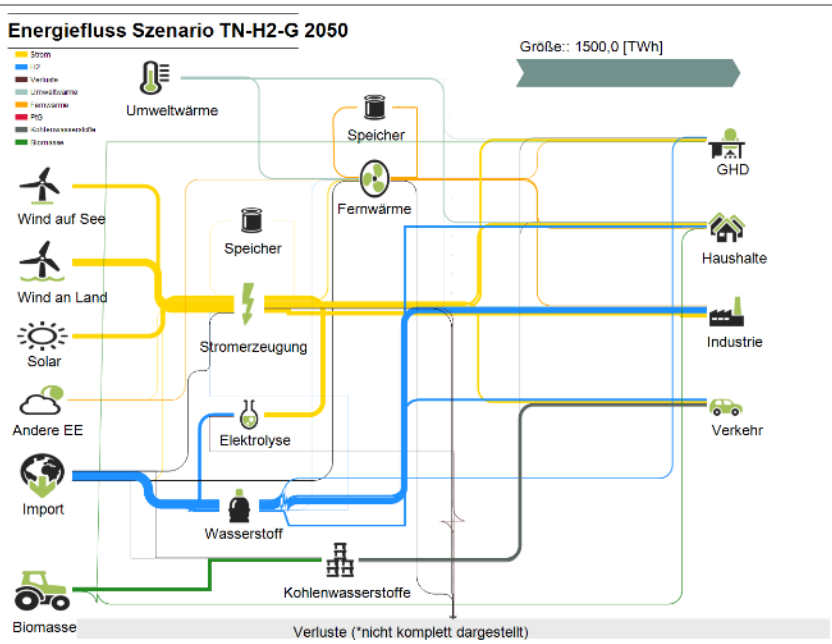
Abbildung 2: Energiefluss im Szenario TN-Strom



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Szenariowelten auf Basis von Wasserstoff untersuchen unterschiedliche Ausprägungen einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Das hier dargestellte Szenario ***TN-H_2-G*** analysiert eine sehr starke Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem. Die Deckung der Energienachfrage wird dabei optimiert. In der Modellierung des Energieangebotes muss die Nachfrage nach Wasserstoff, ähnlich wie im Szenario *TN-Strom*, durch Elektrolyse in Deutschland, Europa oder anderen Regionen der Welt gedeckt werden.

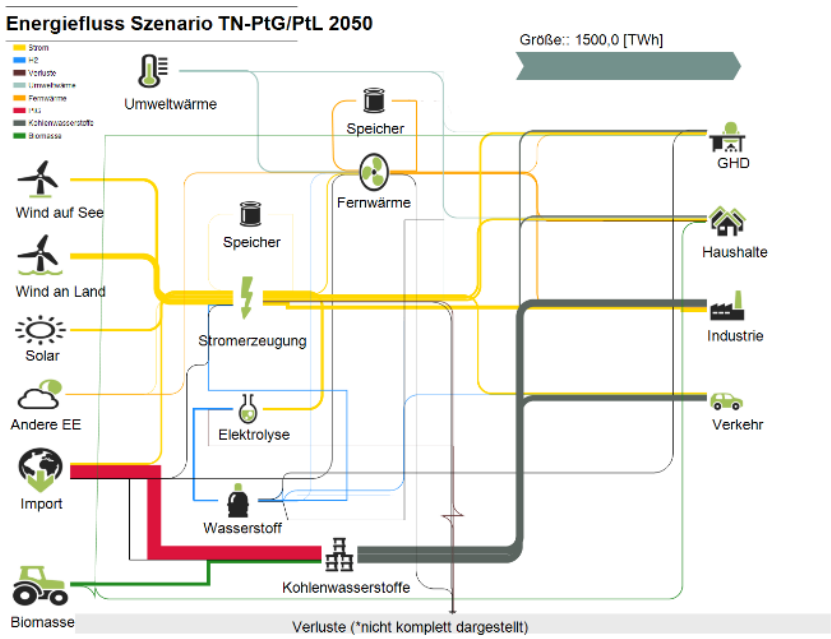
Abbildung 3: Energiefluss im Szenario TN-H_2-G



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Szenariowelten auf Basis von synthetischen Kohlenwasserstoffen (Power-to-Gas/Power-to-Liquid (PtG/PtL)) untersuchen unterschiedliche Ausprägungen der Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (PtG/PtL) für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Das hier dargestellte Szenario ***TN-PtG/PtL*** setzt auf eine sehr starke Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen im gesamten Energiesystem. Neben der Nutzung des nachhaltigen Biomassepotentials werden die benötigen Kohlenwasserstoffe aus Regionen außerhalb Europas importiert.

Abbildung 4: Energiefluss im Szenario TN-PtG/PtL



Quelle: Eigene Darstellung.

2 Entwicklung der Energienachfrage

Die Modellierung des Energiesystems hängt wesentlich von der Entwicklung der Energienachfragemenge und -art ab. Für die drei Szenarien gelten dabei verschiedene, mit der jeweiligen Szenarioausrichtung kongruente Annahmen. Die Modellierung und die genauen Modellergebnisse der Nachfragesektoren können in den entsprechenden Berichten auf www.langfristszenarien.de nachgelesen werden.

Tabelle 1: Charakteristika der Nachfrage je Szenario in 2050.

	TN-Strom	TN-H_2-G	TN-PtG/PtL
PKW sowie leichte und mittlere Nutzfahrzeuge	Stark elektrifiziert	Stark elektrifiziert	Stark elektrifiziert
Schwerlastverkehr	Strom + Kohlenwasserstoffe	H_2 +Strom	Kohlenwasserstoffe + Strom
Gebäude	Stark elektrifiziert (16 Mio. Wärmepumpen (Anzahl))	Elektrifizierung (8 Mio. (Anzahl)) + Wasserstoff (8 Mio. (Anzahl))	Elektrifizierung (8 Mio. (Anzahl)) + Kohlenwasserstoffe (8 Mio. (Anzahl))
Industrie-Prozesswärme	Stark elektrifiziert	Wasserstoff + Strom	Kohlenwasserstoffe
Industrie-Stahl	H_2-Direktreduktion	H_2-Direktreduktion	CH_4-Direktreduktion
CCS/CCU	CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol	CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol	CCS/CCU: Zement u. Kalk

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Szenario ***TN-Strom*** wird überall, wo dies sinnvoll möglich ist, auf eine starke Direktelektrifizierung gesetzt. Dies betrifft den Mobilitätssektor (Hoher Anteil der E-Mobilität für PKW, viele kleine bis mittleren Nutzfahrzeuge sowie ein signifikanter Anteil der schweren Nutzfahrzeuge; für Fälle, wo keine Direktelektrifizierung des schweren Nutzlastverkehrs möglich ist, zum Beispiel auf sehr langen Interkontinentalstrecken und im Flug- oder Schiffsverkehr werden noch (biogene oder synthetische) Kohlenwasserstoffe eingesetzt). Wasserstoff kommt nur sehr begrenzt für lange Strecken bei PKW und Transport zum Einsatz. Wärme in Gebäuden (Wärmepumpen) sowie Prozesswärme in der Industrie werden ebenfalls stark elektrifiziert. Die Produktion von Stahl findet mittels H_2-Direktreduktion statt und Carbon-Capture and Usage (CCU) wird bei der Produktion von Zement und Kalk eingesetzt.

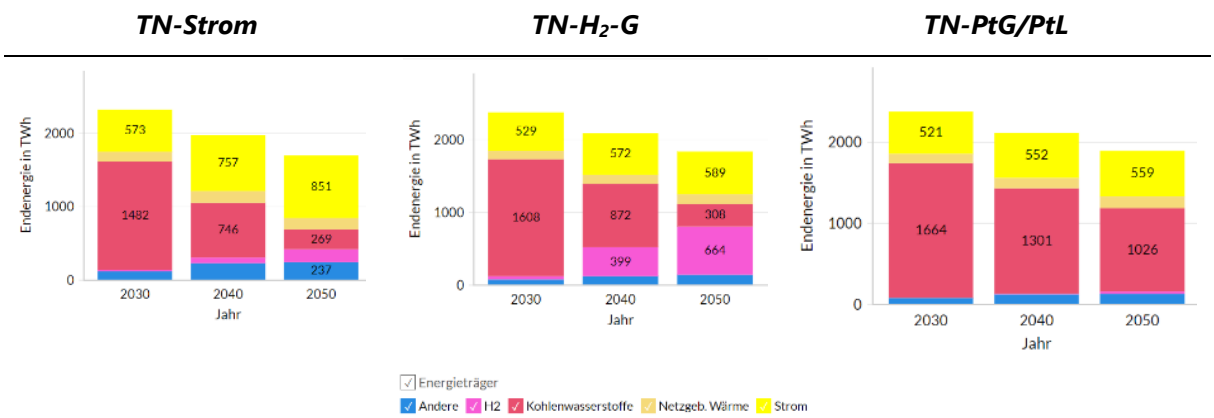
Im Szenario ***TN-H_2-G*** wird vermehrt Wasserstoff eingesetzt: Dies betrifft in den Nachfragesektoren vor allem den Schwerlastverkehr, die Gebäudewärme und industrielle Prozesswärme. Jedoch wird hierbei zur Deckung der Gesamtnachfrage auch Strom direkt eingesetzt. PKW und leichte bis mittlere LKW werden auch im *TN-H_2-G* mit Strom angetrieben (aus Kostengründen zieht die Modellierung die Elektrifizierung dieser Mobilität immer und robust über alle Szenarien vor). Stahl wird mittels H_2-Direktreduktion hergestellt und Carbon-Capture and Usage (CCU) wird bei der Produktion von Zement und Kalk eingesetzt.

Das Szenario ***TN-PtG/PtL*** ähnelt dem Szenario *TN-H_2-G*, jedoch werden anstelle von Wasserstoff synthetisches Methan oder synthetische Flüssigkraftstoffe eingesetzt. Auch im Szenario *TN-PtG/PtL* sind PKW und kleine bis mittlere Nutzfahrzeuge strombetrieben, und nur in Teilen des Schwerlastverkehres kommen synthetische Kohlenwasserstoffe und in kleinen Mengen auch Wasserstoff, zum Einsatz. Dies ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten (in Bezug auf Infrastruktur oder Fahrzeugentwicklung) behaftet. Gleiches gilt für die industrielle Prozesswärme, welche mit einer Kombination aus Elektrifizierung

und synthetischen Kohlenwasserstoffen betrieben wird. Stahl wiederum wird mittels Methandirektreduktion hergestellt. CCU und CCS (Carbon-Capture and Storage) findet in den Segmenten Zement und Kalk Anwendung.

Die Charakteristika der Nachfrage entspricht somit der jeweiligen Grundausrichtung der Szenarien und führt zu einer stromdominierten, wasserstoffdominierten oder synthetischen kohlenstoffdominierten "Welt". Die Annahmen sind aber explizit als sozioökonomisch umsetzbar zu verstehen. Die vorgeschlagenen "Welten" sind durchaus darauf ausgelegt, die Extreme der modellierten Lösungsräume abzubilden, sie sind aber keine "Extremwelten" im Sinne von "nur noch Strom", "nur noch Wasserstoff" und "nur noch synthetische Kohlenwasserstoffe".

Abbildung 5: Verlauf der Energienachfrage bis 2050 je Szenario (inkl. stofflicher Nutzung)



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 1 stellt die Gesamtenergienachfrage der drei Szenarien im Zeitverlauf (2030, 2040, 2050) dar sowie die jeweiligen Hauptenergieträger. Zunächst charakterisieren sich alle Szenarien durch einen deutlichen Rückgang der Gesamtenergienachfrage bis 2050, was auf deutliche Effizienzgewinne zurückzuführen ist; besonders hoch fallen die Effizienzgewinne bei direktelektrischen Anwendungen aus. Ebenfalls in allen drei Szenarien nimmt die Gesamtnachfrage nach Strom zu, wenn auch unterschiedlich stark. Wasserstoff, heute größenmäßig quasi zu vernachlässigen in der Energienachfrage, erfährt ebenfalls eine deutlich erhöhte Nachfrage in allen Szenarien. Ebenfalls konsistent über die drei Szenarien ist der Rückgang an Nachfrage nach (synthetischen) Kohlenwasserstoffen im Zeitverlauf. Fernwärme (Wärmenetze) spielt immer eine kleine, aber wichtige Rolle.

Es gibt jedoch auch deutliche Unterschiede in der Energienachfrage zwischen den Szenarien. Die absolute und relative Zunahme von Strom in der gesamten Energienachfrage ist im TN-Strom am höchsten; Strom dominiert klar den Gesamtnachfragemix in 2050. In den anderen Szenarien spielt Strom auch eine sehr wichtige Rolle, die bedeutendsten Energieträger sind jedoch Wasserstoff (TN-H2-G) oder synthetische Kohlenwasserstoffe (TN-PtG/PtL). In den Szenarien TN-Strom und TN-H2-G nimmt die Wichtigkeit von Kohlenwasserstoffen zwischen 2030 und 2050 sehr deutlich ab; die heute genutzten fossilen Energieträger werden durch andere Energieträger ersetzt. Im Szenario TN-PtG/PtL gibt es ebenfalls einen Rückgang von Kohlenwasserstoffen zwischen 2030 und 2050, dieser fällt jedoch bei Weitem nicht so stark aus wie in den anderen beiden Szenarien, da dort langfristig synthetische Kohlenwasserstoffe hohe Anteile haben. Bezüglich Wasserstoff lässt sich feststellen, dass dieser zu einem Teil der nachgefragten Energiemenge wird, jedoch abhängig von den Szenarien in sehr geringem Umfang in 2050 (TN-PtG/PtL), geringem Umfang in 2050 (TN-Strom) oder sehr großem Umfang in 2050 (TN-H2-G).

3 Energieangebot

3.1 Technologische und energiepolitische Annahmen

3.1.1 Szenarioübergreifende Annahmen

Für alle Szenarien gilt ein Set an szenarioübergreifenden Annahmen, welche gesetzlich beschlossene politische Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene abbilden. Dazu zählen das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2050[1], ein Vollzug des Atomausstiegs bis zum Jahr 2022[2] sowie der schrittweise, gesetzlich vorgesehene Kohleausstieg bis zum Jahr 2038[3]. In der Modellierung der Strom- und Wärmebereitstellung in Enertile ist der Kohleausstieg dergestalt umgesetzt, dass die Leistungen von Kohlekraftwerken in den einzelnen Jahren vorgegeben werden, über ihren Einsatz aber der Optimierer entscheidet. Darüber hinaus gelten unten stehende Annahmen bezüglich erneuerbarer Energien.

Für Erneuerbare Energien in Deutschland gilt, dass deren nationale Ausbauziele erreicht werden müssen; für Wind an Land mindestens 71 GW, zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien schien ein Ausbau auf mehr als 80 GW im Jahr 2030 unrealistisch und wurde deshalb auf diesen Wert von 80 GW begrenzt; für Wind auf See sind 2030 mindestens 20 GW Ausbau zu erreichen, für 2040 mindestens 40 GW. Das Photovoltaikziel ist ein Mindestausbau von 100 GW bis 2030.

Bezüglich Wasserstoff gilt die Annahme, dass die deutsche Nationale Wasserstoffstrategie umgesetzt wird. Dies bedeutet, dass in Deutschland bis 2030 5 GW Elektrolyseure und bis 2040 10 GW Elektrolyseure installierte Leistung gebaut werden. Die Ausnutzung dieser Leistung zur Wasserstofferzeugung kann frei vom Modell optimiert werden.

Weiterhin gilt für die Biomasse, dass ab dem Jahr 2030 ein "Quasi-Ausstieg" für den Umwandlungssektor stattfindet, aufgrund der sehr begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse[4]. Im Umwandlungssektor[5] kann im Vergleich mit den anderen Sektoren relativ leichter auf den Einsatz der Biomasse verzichtet werden, weswegen die wenige verfügbare Biomasse auch dort eingesetzt wird, wo sie am schwersten ersetzbar ist. Als Konsequenz kommt sie somit bis 2050 im Umwandlungssektor nicht mehr zum Einsatz.

Für Europa werden ebenfalls Zielvorgaben in den zentralen Nebenbedingungen abgebildet.

Für Wind auf See folgt der Ausbau in den einzelnen europäischen Staaten dem National Trends Szenario des Ten-Year Network Development Plans 2020[6] (TYNDP) bis zum Jahr 2030. In Summe muss in diesem Zeitraum eine Offshore Windleistung von 60 GW außerhalb Deutschlands aufgebaut werden. Nach 2030 müssen diese Leistungen von Wind auf See mindestens erhalten werden. In 2030 können für Wind an Land in UK und Irland maximal 50 GW, und in Polen maximal 25 GW Leistung erreicht werden.

Mit Bezug auf die Flächenkonkurrenz zwischen Photovoltaik und Wind an Land gilt ein gewisser "Bestandsschutz" mit Bezug auf die Technologie. Dies bedeutet zunächst, dass gebaute Anlagen bis zu

---

[1] Das Urteil des Bundesverfassungsgerichtes vom 24. März 2021 und darauffolgend die Anpassung der Klimaschutz-, Sektor- und Zwischenziele, inklusive des Vorziehens der zu erreichenden Klimaneutralität im Jahr 2045, waren zum Zeitpunkt der Modellierung noch nicht absehbar. Siehe dazu Kapitel 4.4 Exkurs Klimaneutralität 2045.

[2] Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3530) geändert worden ist

[3] Kohleausstiegsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das durch Artikel 3b des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2682) geändert worden ist

[4] Das Potential nachhaltig verfügbarer Biomasse wurde von IFEU berechnet und wird im Bericht "Rahmendaten" dokumentiert.

[5] Sektor der Energieerzeugung (inklusive Strom, Wärme, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe)

[6] ENTSOG & ENTSO-E: TYNDP 2020 Scenario Report - Final Report, June 2020.

ihrem Lebensende (end-of-life) genutzt werden. Nach Ablauf dessen steht die Fläche aber nicht komplett frei zur Verfügung, sondern vorzugsweise wieder für dieselbe Technologie: Bis 2030 können maximal 10 % des Anlagenbestandes zwischen den Technologien umverteilt werden (mindestens 90 % müssen erhalten bleiben). Bis 2040 können 20 % und bis 2050 30 % umverteilt werden. Dies bedeutet generell eher einen Nachteil für Deutschland mit Bezug auf die Optimierung der Flächennutzung durch die Modellierung, da hier schon vergleichsweise viele Anlagen installiert sind.

Weiterhin gelten auch szenariospezifische Nebenbedingungen in Bezug auf Energienachfrage und Charakteristika der Energiesysteme (zum Beispiel Variationen in der Nachfrage nach Strom, PtG/PtL und Wasserstoff) wie in Kapitel 2 erläutert.

In den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* gilt eine Mindesterzeugungsmenge von 900 TWh erneuerbarer Strom in Deutschland im Jahr 2050, um übermäßige Importe von günstigerer Energie aus dem europäischen Ausland zu begrenzen. Fossile Erzeugungstechnologien sind im Jahr 2050 verboten; ein Import von Wasserstoff von außerhalb Europas ist zulässig.

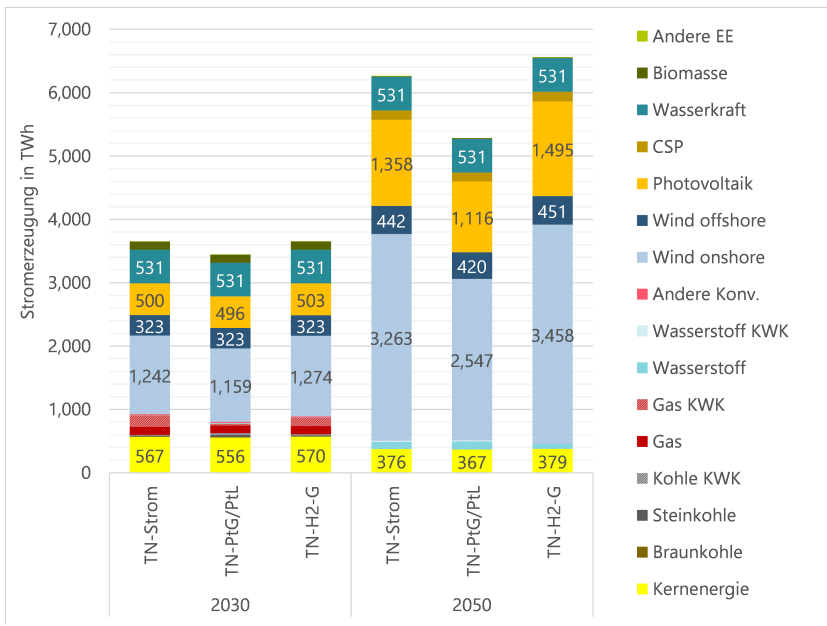
Im Szenario *TN-PtG/PtL* gilt ebenfalls eine nationale (deutsche) Mindesterzeugungsmenge von 650 TWh im Jahr 2050. PtG/PtL sind nur als Importe vorgesehen.

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Stromsektor

3.2.1.1 Europa

Abbildung 6: Stromerzeugung in Europa. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Analyse der drei Szenarien fokussiert sich grundsätzlich auf Deutschland, die Modellierung des Energiesystems erfolgt jedoch für den europäischen Raum. Im Fokus dieses Berichtes steht das Energieangebot.

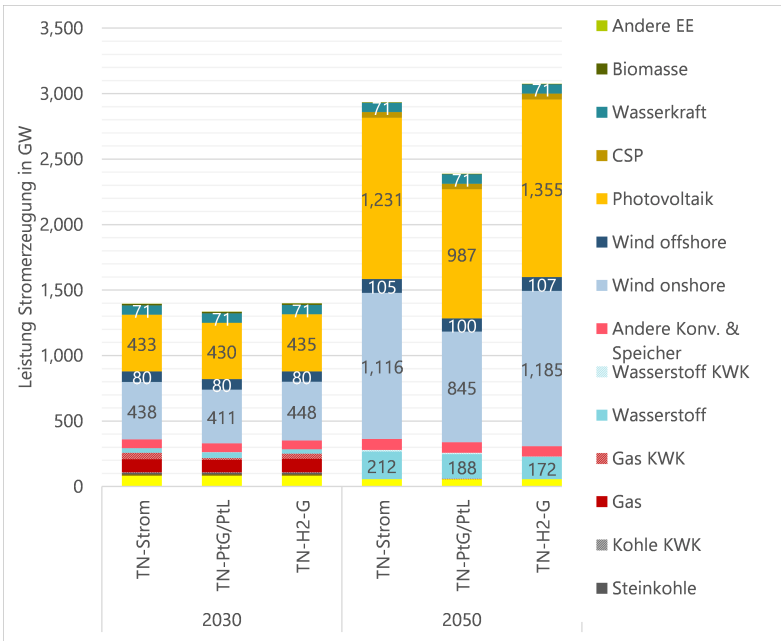
Die Stromerzeugung in Europa nimmt zwischen den Jahren 2030 und 2050 sehr deutlich zu und die Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* überschreiten 6.000 TWh Erzeugung in 2050; das Szenario *TN-PtG/PtL*

bleibt dahinter etwas zurück und erreicht in 2050 ca. 5.400 TWh. Die Stromsysteme sind im Szenario *TN-Strom* und *TN-H_2-G* recht ähnlich. Auch der Technologieerzeugungsmix ist zwischen allen drei Szenarien ähnlich; Erneuerbare Energien an Land sind Haupterzeuger von Strom, Wind an Land dominiert klar (ca. 50 % der Erzeugung), gefolgt von Photovoltaik. Wind auf See spielt ebenfalls eine wichtige Rolle, wie auch CSP ("Concentrated Solar Power"), wobei diese Technologie naturgemäß nur in den südlichen EU Mitgliedsstaaten zum Ausbau kommt, allen voran in Spanien.

Neben den sehr großen Mengen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Wind und Photovoltaik) in 2050 wird das System durch CSP, Wasserkraft und in sehr begrenztem Umfang durch Kernenergie stabilisiert (im Sinne einer reduzierten Abhängigkeit der Stromerzeugung von meteorologischen Gegebenheiten). Zusätzlich wird Wasserstoffrückverstromung zur Deckung von Nachfragespitzen eingesetzt. Der Zuwachs an Erzeugung durch Wasserkraft bleibt zwischen 2030 und 2050 moderat, bei CSP fällt dieser hingegen hoch aus. Kernenergie geht gemäß den nationalen Atomausstiegsplänen oder -reduktionsplänen zurück.

Der innereuropäische Stromhandel spielt eine erhebliche und für einzelne Mitgliedsstaaten wie z.B. Deutschland sogar eine ganz zentrale Rolle. Die Grundlage hierfür ist ein rascher und adäquater europäischer Stromnetzausbau.

Abbildung 7: Installierte Leistung in Europa. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung.

Die deutliche Zunahme an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 3) geht einher mit einem deutlichen Ausbau an installierter Leistung der entsprechenden Technologien zwischen 2030 und 2050. Besonders Kapazitäten der Photovoltaik und von Wind an Land nehmen sehr stark zu. Die Potenziale für Erneuerbare Energien werden im Jahr 2050 besonders in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* sehr stark ausgeschöpft, auch wenn regionale Unterschiede sichtbar sind. Insbesondere die Landnutzung durch Erneuerbare Energien nimmt sehr stark zu. Ein stärkerer Ausbau von Wind auf See wäre möglich, wenn aus Akzeptanzgründen der Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land an Grenzen stößt, ist aber mit höheren Kosten verbunden.

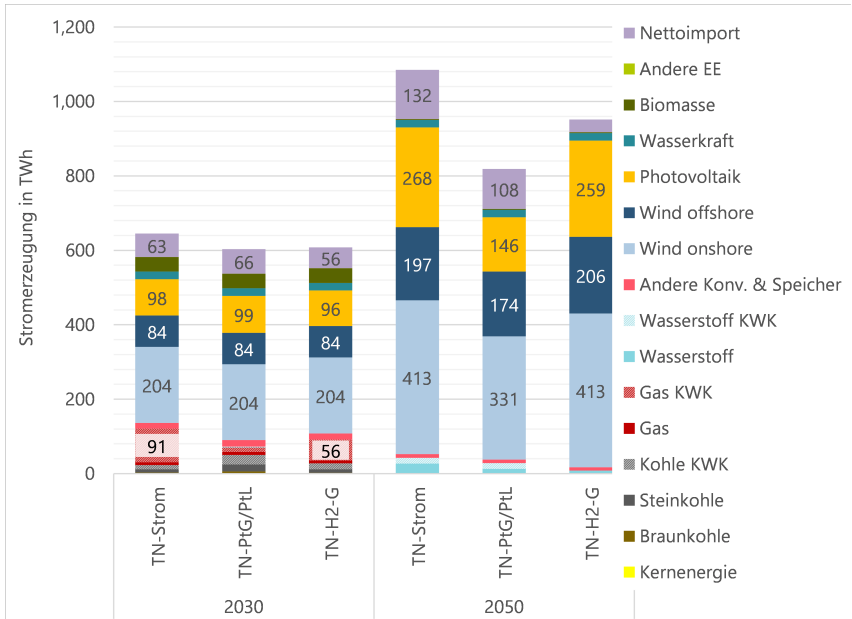
Batteriespeicher spielen im Energiesystem in 2050 keine Rolle mit Ausnahme von Italien, wo in 2050 ca. 44-51 GW Speicher installiert werden. Italien hat im europäischen Vergleich relativ schlechtere Potenziale für Photovoltaik und Wind an Land sowie auf See in Kombination mit relativ geringeren Möglichkeiten des regionen- und grenzüberschreitenden Stromhandels (Import). Dies führt dazu, dass in Italien

Batteriespeicher im Energiesystem notwendig werden, um die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt decken zu können.

Aus der gesamteuropäischen Perspektive ist es sinnvoll (kosteneffizient), europaweit die besten Potenziale für Erneuerbare Energien an Land, insbesondere Wind an Land und Photovoltaik-Freifläche sowie CSP in Südeuropa, sehr stark zu nutzen, und zwar unabhängig davon, in welchem Land diese liegen. In der Folge muss der erzeugte Strom dann über grenzüberschreitende Interkonnektoren in Importländer transportiert werden und in der Konsequenz spielt der europäische Stromhandel für das europäische Stromsystem der Zukunft eine sehr grundlegende Rolle. Kurz gesagt ist es günstiger, den Strom in Regionen mit sehr guten Potenzialen zu erzeugen und ihn in Regionen mit hoher Nachfrage zu transportieren, als den Strom z.B. immer national zu erzeugen.

3.2.1.2 Deutschland

Abbildung 8: Stromerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Stromerzeugung in Deutschland ist bis 2050 starken Veränderungen unterworfen. Dabei lassen sich mehrere Trends beobachten.

Die Stromerzeugung in Deutschland nimmt in allen drei Szenarien deutlich zu und erreicht sehr große Erzeugungsmengen. Am größten ist die Stromerzeugung im Szenario TN-Strom (ca. 950 TWh Erzeugung in Deutschland in 2050), gefolgt vom Szenario TN-H2-G (ca. 920 TWh) und Szenario TN-PtG/PtL (ca. 710 TWh). In 2050 erreicht die Zunahme der Stromerzeugung Werte von bis zu 80 % (TN-Strom) und knapp 40 % (TN-PtG/PtL) im Vergleich zu 2030.

Die deutsche Stromerzeugung wird zudem durch Stromimporte aus dem europäischen Ausland ergänzt. Diese summieren sich in 2050 auf ca. 132 TWh im Szenario TN-Strom, ca. 108 TWh im Szenario TN-H2-G und ca. 34 TWh im Szenario TN-PtG/PtL. Letzteres ist das einzige Szenario, in dem die Stromimporte zwischen 2030 und 2050 nicht stark zunehmen, sondern stagnieren.

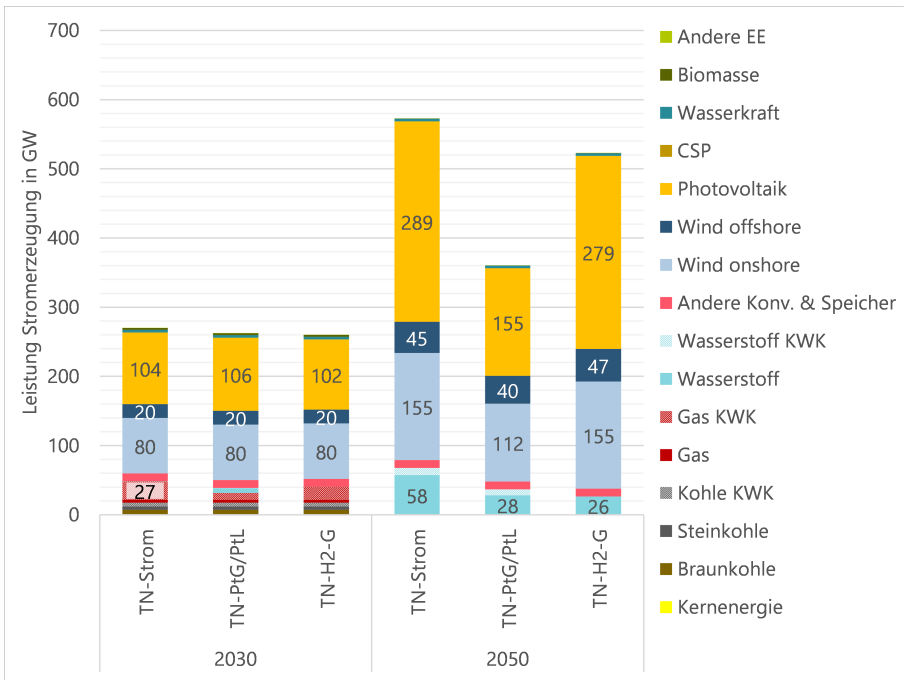
Der „klassische" Nettostromverbrauch ist bis 2050 rückläufig. Dieser wird v.a. durch Effizienzzugewinne getrieben. Jedoch entstehen viele neue Arten an Stromverbrauchern. Im Szenario TN-Strom sind diese Wärmeerzeugung in der Industrie (mit ca. 214 TWh in Deutschland in 2050), Elektromobilität (160 TWh), Elektrolyse (130 TWh) und Wärmepumpen (76 TWh). Im Szenario TN-H2-G kommen Elektrolyse (146

TWh), Elektromobilität (110 TWh) und PtH (110 TWh) ebenfalls als neue Stromverbraucher hinzu. Und im Szenario TN-PtG/PtL kommt insbesondere Nachfrage durch Elektrolyse (257 TWh) hinzu. Aus diesen Gründen nimmt der Stromverbrauch insgesamt deutlich zu, und in der Konsequenz auch die nationale Stromerzeugung sowie die Importe von Strom.

Im Jahr 2050 ähnelt sich der Erzeugungsmix und die Gewichtung der Technologien in diesem Mix grundsätzlich. Die deutsche Stromerzeugung wird von Wind an Land dominiert (ca. 1/3 der Gesamterzeugung), ergänzt durch Photovoltaik und Wind auf See. Die Erzeugung basiert 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien, welche bereits ab 2030 den Hauptteil des Strommixes stellen und kontinuierlich wachsen. Ergänzt wird die Stromerzeugung der o.g. Technologien durch grünen Wasserstoff, welcher eine stabilisierende ("Backup") Rolle einnimmt, jedoch auf geringem Niveau. Selbst im Szenario TN-PtG/PtL findet aus Kostengründen kein Einsatz von synthetischem Methan zur Stromerzeugung statt. In allen Szenarien spielen Stromspeicher kaum eine Rolle. Wasserkraft als relativ wetterunabhängige Erzeugungstechnologie stabilisiert teilweise die Stromerzeugung, die insgesamt durch wetterabhängige Photovoltaik und Wind an Land Erzeugung dominiert wird, gegen Wettereinflüsse.

Für die großen Mengen an Stromerzeugung werden insbesondere bei den Technologien Wind an Land und Photovoltaik die Potenziale bis 2050 vollständig gehoben; mit Ausnahme des Szenarios TN-PtG/PtL, in dem die Potenzialgrenzen aufgrund der insgesamt etwas geringeren Stromerzeugung zwar stark ausgenutzt, aber nicht ausgeschöpft werden. Wind auf See wird in den Szenarien TN-Strom und TN-H2-G über die Mindestvorgabe von 40 GW ausgebaut, im Szenario TN-PtG/PtL verharrt der Ausbau bei 40 GW.

Abbildung 9: Installierte Leistung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050



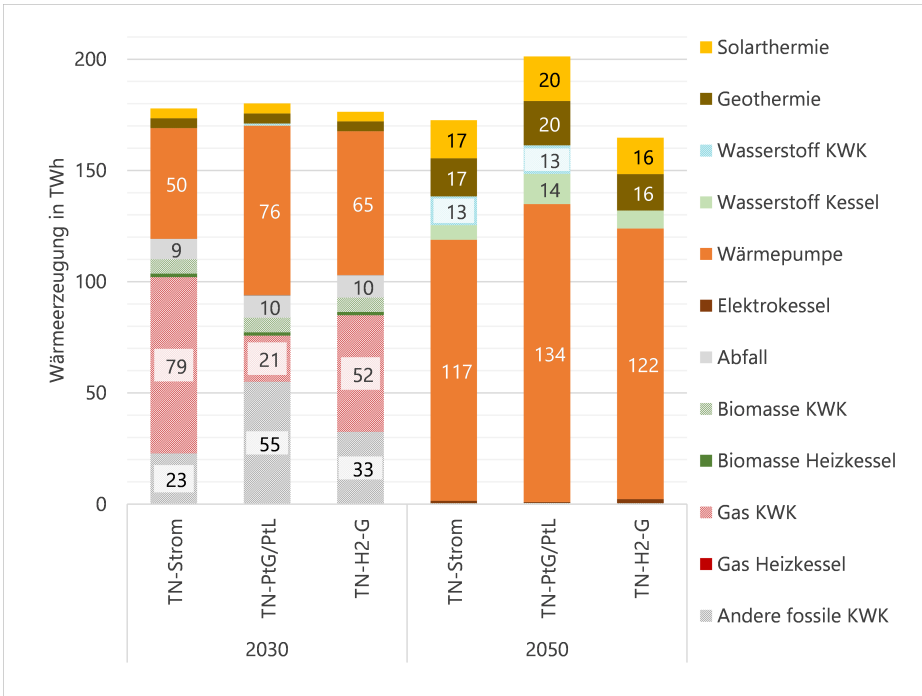
Quelle: Eigene Darstellung.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land ist in allen Szenarien sehr hoch. Die installierte Leistung von Wind an Land stößt im Jahr 2030 in allen Szenarien an die gesetzte Ausbaugrenze von 80 GW, Wind auf See erreicht die Mindestbedingung von 20 GW. Die Landpotenziale für Erneuerbare Energien werden bis 2050 schnell und sehr stark ausgenutzt; Wind and Land und Photovoltaik (Freifläche) stoßen im Jahr 2050 an ihre Potenzialgrenzen in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G*.

Insbesondere die Rückverstromung von grünem Wasserstoff erfordert auch für den vergleichsweise geringen Anteil am Erzeugungsmix (Energie) eine substantielle installierte Leistung (siehe Abbildung 5). Je nach Szenario müssen in 2050 zwischen 26 GW *(TN-H_2-G)* und 58 GW *(TN-Strom)* vorgehalten werden.

3.2.2 Wärmenetze

Abbildung 10: Wärmeerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050



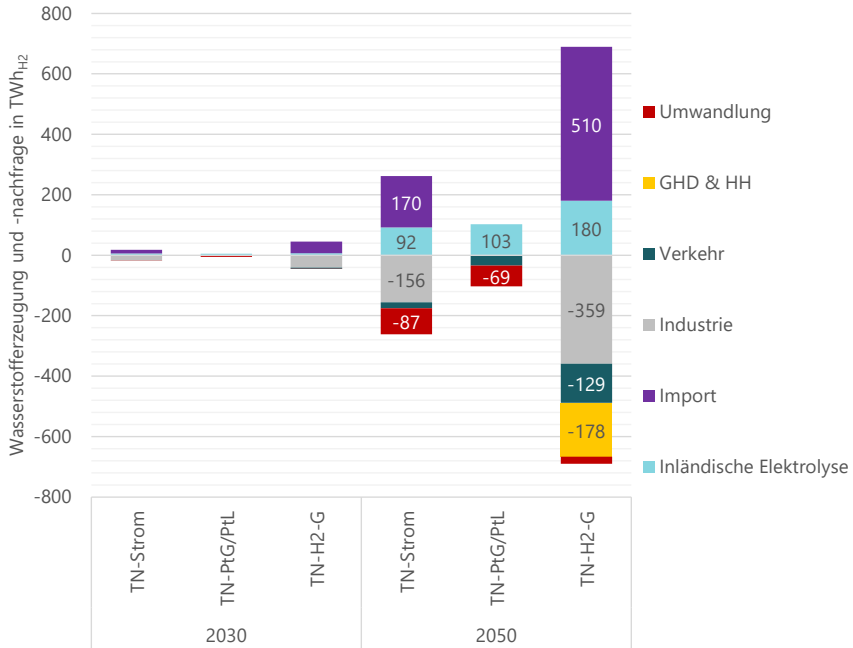
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Bereich der Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen in Deutschland ergeben sich vor allem Änderungen im Bereich des Technologiemixes und weniger im Volumen des Sektors. Die Gesamtwärmeerzeugung ist einigermaßen stabil bzw. leicht rückläufig zwischen 2030 und 2050, mit der Ausnahme des Szenarios *TN-PtG/PtL*, in dem die Wärmeerzeugung in 2050 ansteigt und 200 TWh leicht übersteigt. Im Jahr 2030 gibt es hingegen Unterschiede mit Bezug auf den Technologiemix der Wärmeerzeugung: Im Szenario *TN-Strom* dominiert die Gas-Kraftwärmekopplung (KWK) (79 TWh), gefolgt von Wärmepumpen (50 TWh) und schließlich von anderen fossilen KWK (23 TWh). Im Szenario *TN-H_2-G* werden 65 TWh Wärme von Wärmepumpen erzeugt, gefolgt von 52 TWh durch Gas-KWK und 33 TWh durch andere fossile KWK. Im Szenario *TN-PtG/PtL* werden 76 TWh Wärme durch Wärmepumpen, 55 TWh durch andere fossile KWK sowie 21 TWh durch Gas-KWK erzeugt.

Im Jahr 2050 sind die Szenarien relativ konsistenter zueinander, was den Technologiemix angeht: In allen drei Szenarien werden die Großwärmepumpen zur dominanten Technologie (ca. 2/3 der Wärmeerzeugung mit 117 - 134 TWh in 2050) und Wärmespeicher haben eine zentrale Rolle (vgl. auch Abbildungen 13-16). Dies liegt vor allem an den vergleichsweise günstigen Kosten der Wärmepumpe; die Kostenoptimierung setzt somit massiv auf diese Technologie. Beiträge von Solarthermie, Geothermie und Wasserstoffkesseln, letztere als Backup für Nachfragespitzen, sind komplementär hierzu, jedoch auf relativ kleinem Niveau. Die Wasserstoff KWK spielt nur in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-PtG/PtL* eine kleine Rolle. Es findet kein Einsatz von PtG im Umwandlungssektor statt, da der Brennstoff zu teuer ist.

3.2.3 Wasserstoff

Abbildung 11: Wasserstofferzeugung und -nachfrage in Deutschland. Vergleich 2030 und 2050 per Szenarien.



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Wasserstofferzeugung und -nachfrage in Deutschland nimmt von heute (quasi vernachlässigbar mengenseitig) über 2030 (sehr geringe Mengen) bis 2050 exponentiell zu; im Jahr 2050 werden erhebliche Mengen erzeugt bzw. nachgefragt. Es gibt allerdings sehr große Unterschiede in 2050 zwischen den Szenarien: Das größte Volumen erreicht erwartungsgemäß das Szenario *TN-H_2-G* (690 TWh); es folgt das Szenario *TN-Strom* (262 TWh) und das Szenario *TN-PtG/PtL* (103 TWh). Die Mehrheit der deutschen Wasserstoffnachfrage wird über europäische Importe gedeckt (ca. 75 % im Szenario *TN-H_2-G* und ca. 65 % im Szenario *TN-Strom*); einzig im Szenario *TN-PtG/PtL* findet kein Import von Wasserstoff statt, was auf der szeneriospezifischen Annahme beruht, das kein europäisches Wasserstoffnetz vorzusehen ist. Importe von Wasserstoff aus anderen Weltregionen, insbesondere MENA, sind grundsätzlich möglich, werden aber wegen der höheren Kosten in keinem Szenario Teil der Lösung. Der Speicherbedarf an Wasserstoff in 2050 rangiert in der Größenordnung von 47 TWh *(TN-H_2-G)*, 61 TWh *(TN-PtG/PtL)* und 73 TWh *(TN-Strom)*, die inländische Elektrolyseleistung beziffert sich auf 41 GW im Szenario *TN-Strom*, 43 GW im Szenario *TN-PtG/PtL* und 74 GW im Szenario *TN-H_2-G*.

Die Nachfrage nach Wasserstoff unterscheidet sich ebenfalls deutlich zwischen den Szenarien in Bezug auf Art oder Ursprung der Nachfrage: Im Jahr 2050 findet im Szenario *TN-PtG/PtL* Nachfrage aus den Sektoren Umwandlung und Verkehr statt; im Szenario *TN-Strom* daneben noch aus der Industrie; und im Szenario *TN-H_2-G* zusätzlich noch aus dem Sektor GHD & HH (Gebäude). Die Höhe der Nachfrage unterscheidet sich gleichwohl signifikant zwischen den Szenarien in 2050: Die Industrie fragt 159 TWh *(TN-Strom)* bzw. 359 TWh *(TN-H_2-G)* Wasserstoff nach; der Umwandlungssektor hat die größte Nachfrage im Szenario *TN-Strom* (87 TWh), gefolgt vom Szenario *TN-PtG/PtL* (69 TWh). Die größte Nachfrage nach Wasserstoff aus dem Verkehrssektor materialisiert sich im Szenario *TN-H_2-G* mit 129 TWh. Der Sektor GHD & HH fragt einzig in diesem Szenario Wasserstoff nach (178 TWh).

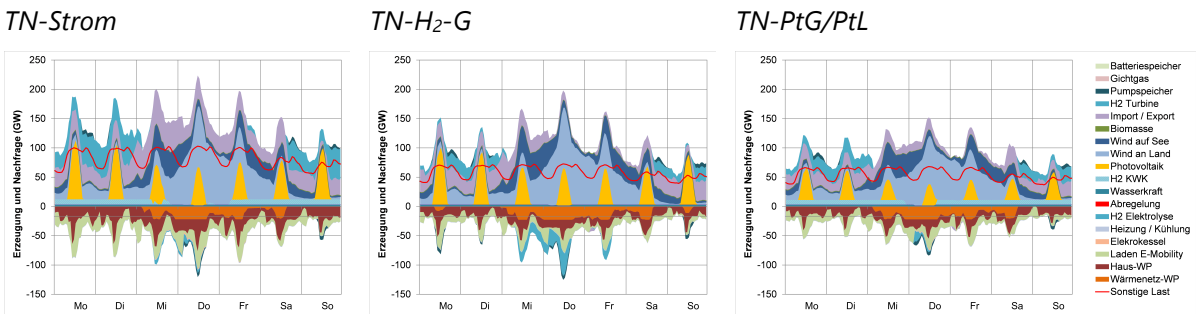
3.2.4 Detailanalysen

3.2.4.1 Dispatch der Systeme Strom, Wärme und Wasserstoff

Im folgenden Kapitel wird der Energiedispatch[7] in den Systemen Strom, Wärme (Wärmenetze) und Wasserstoff dargestellt. Für die Erzeugung Erneuerbarer Energien wurden stundenscharfe, reale Wetterdaten basierend auf dem Wetterjahr 2010 genutzt. Dargestellt werden eine Winter- und eine Sommerwoche, um die beiden Extreme des Wetterjahres, und somit auch Extreme in den Energiesystemen, graphisch darzustellen. Konkret wurde eine der für das Energiesystem "anspruchsvollsten" Winterwochen gewählt: Kalenderwoche (KW) 5; ebenso für die Sommerwoche: KW 24. Die Nachfrage ist exogen, teilweise aus anderen Modellen stammend, vorgegeben. Weitere Kalenderwochen des gesamten Wetterjahres können und www. langfristszenarien.de eingesehen werden.

Strom

Abbildung 12: Szenariovergleich (exemplarische Winterwoche): Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

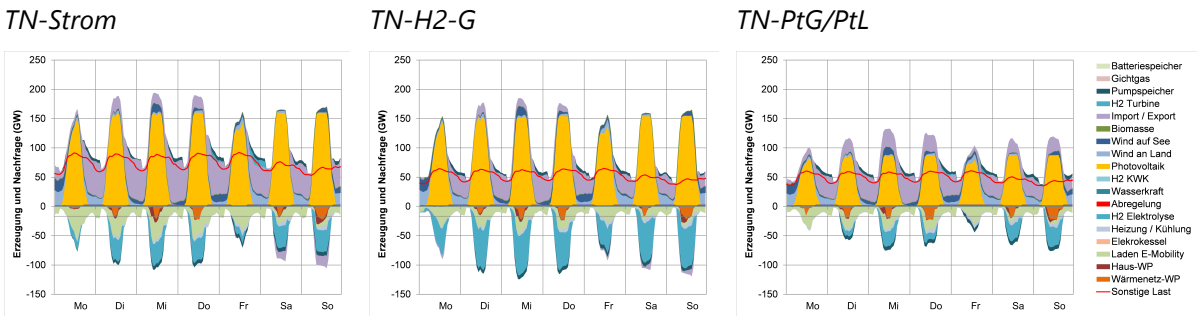
Im Stromsystem sind einige Gemeinsamkeiten, aber auch strukturelle Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien deutlich sichtbar. Zunächst unterscheidet sich im Gesamtjahr 2050 die Nachfragemenge, die durch Erzeugung Erneuerbarer Energien zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss (siehe Kapitel 2). Die Erzeugung erfolgt aber grundsätzlich ähnlichen Mustern und mit einem ähnlichen Technologiemix. Im Winter dominiert deutlich die Erzeugung durch Wind an Land und wird ergänzt durch Wind auf See sowie Photovoltaik während der Tageszeit. Durch den unterschiedlich starken Ausbau dieser Technologien in den verschiedenen Szenarien unterscheiden sich die jeweiligen Erzeugungsmengen deutlich. Zu Beginn und Ende der windschwachen KW 5 muss in allen Szenarien auf erhebliche Mengen von importiertem Strom zurückgegriffen werden, vor allem nachts (ohne Photovoltaikproduktion). Wasserstoffrückverstromung und -KWK stabilisieren das Stromsystem ebenfalls über längere Dauer (wenn wenig Wind vorhanden ist).

Die Nachfrage von Strom durch die Elektromobilität erfolgt in gewissem Rahmen lastoptimierend, ist jedoch dennoch relativ konstant im Zeitverlauf der KW 5. Wärmepumpen in Häusern weisen ein zeitlich sehr differenziertes Verhalten auf; sie nehmen tendenziell mehr Strom auf während günstigen Winderzeugungszeiten und vor allem während Photovoltaik-Erzeugungsspitzen (um und kurz nach Mittag). Wärmepumpen in Wärmenetzen nehmen vor allem große Mengen an Strom während einer hohen Erzeugung von Wind an Land auf. Die Nachfrage beider Technologien ist zwischen den Szenarien recht ähnlich. Um Erzeugungsspitzen von Wind an Land "abzufedern", findet vor allem während der windreichen Mitte der Woche Elektrolyse statt sowie, in wesentlich kleinerem Umfang, das Befüllen der Pumpspeicherkraftwerke. Die Elektrolyseleistung unterscheidet sich sehr deutlich zwischen den Szenarien und

[7] Als Dispatch wird die stundenscharfe Darstellung von Energieangebot und -nachfrage bezeichnet. Dargestellt wird Leistung je Stunde. Die Darstellung erlaubt es, Zusammenhänge zwischen Angebot (Erzeugungstechnologien) und Nachfrage (Nachfragearten) zu erkennen.

ist am Größten im Szenario *TN-H_2-G*. Die Menge an erzeugtem und verbrauchtem Wasserstoff in der KW 5 ist nicht gleich, weswegen in allen Szenarien rechnerisch ein hoher Import von Wasserstoff aus Europa, oder alternativ ein Entleeren zuvor gefüllter intersaisonaler Wasserstoffspeicher (siehe dazu die Sommerwoche), stattfindet.

Abbildung 13: Szenariovergleich (exemplarische Sommerwoche): Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

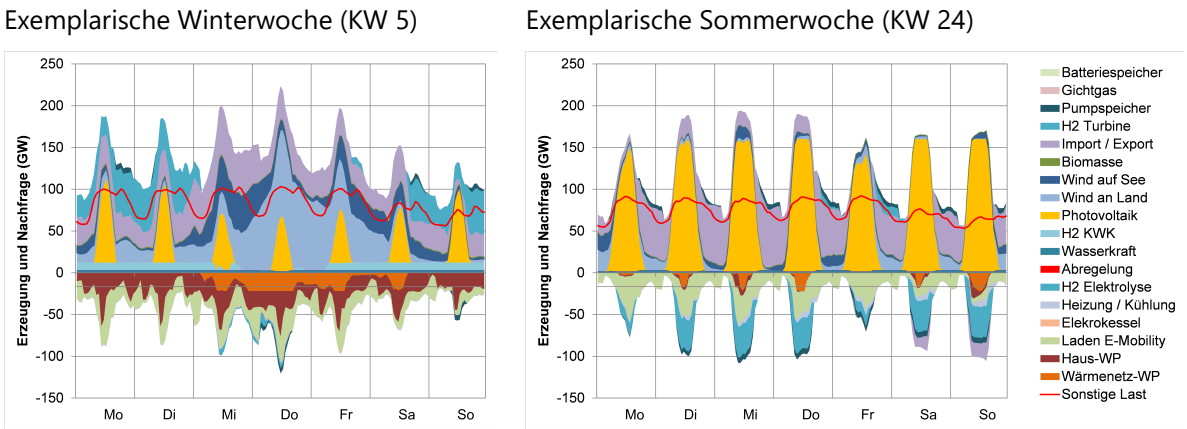
Im Sommer (KW 24) ergibt sich ressourcenbedingt ein anderes Bild; Erzeugung durch Photovoltaik dominiert das Stromsystem (tagsüber) sehr klar und wird durch Importe (nachts) ergänzt. Zu manchen Nachtzeiten stammt der nachgefragte Strom fast ausschließlich aus dem Import.[8] Wind an Land und auf See spielen im Sommer allenfalls eine ergänzende Rolle. Strukturell ist dies in allen drei Szenarien gleich, jedoch, wie auch schon oben, unterscheiden sich die erzeugten und nachgefragten Mengen zum Teil deutlich zwischen den Szenarien.

Der sehr durch Photovoltaikspitzen geprägten Erzeugungsseite steht eine entsprechende Nachfrageseite gegenüber: Hauptlasten entstehen tagsüber. Das Laden der Elektromobilität findet vermehrt um die Mittagszeit statt, ebenso das Befüllen der Pumpspeicher sowie die Klimatisierung. In großem Umfang findet tagsüber auch die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse statt. Wärmepumpen in Wärmenetzen und Häusern nehmen ebenfalls Energie zu Photovoltaikspitzen (um Mittag herum) auf. Besonders im Szenario *TN-Strom* findet sogar zeitweise ein Export von Strom statt, konkret zu Photovoltaikspitzen am Wochenende. Im Szenario *TN-H_2-G* findet in KW 24 am Samstag und Sonntag tagsüber ebenfalls ein Export von Strom statt, jedoch in sehr viel kleinerem Umfang als im Szenario *TN-Strom*.

In Bezug auf die einzelnen Szenarien lassen sich folgende Besonderheiten herausarbeiten:

[8] Die Modellierung mit Enertile berücksichtigt zu jedem Zeitpunkt real existierende, tageszeiten- und wetterabhängige Ressourcenpotenziale, EE-Ausbau (Modellergebnis) und damit einhergehende EE-Stromerzeugung (Modellergebnis). Der nächtliche Import von Strom nach Deutschland ist auf Überschuss EE-Stromerzeugung hauptsächlich durch Wind an Land, aber auch auf See und teilweise CSP im europäischen Ausland zurückzuführen.

Abbildung 14: *TN-Strom*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland.

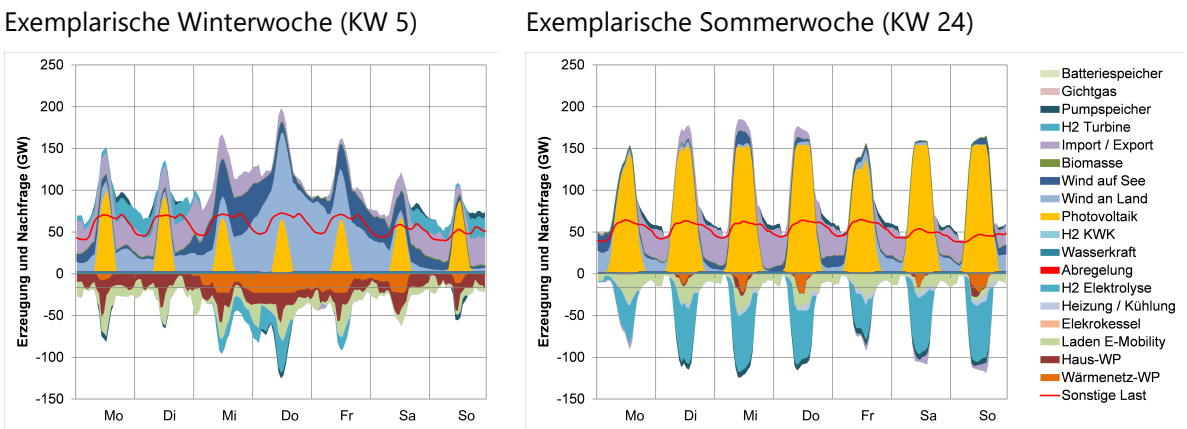


Quelle: Eigene Darstellung.

Die Energieerzeugung im Szenario *TN-Strom* im Jahr 2050 wird definiert durch charakteristisch fluktuierend starke (im Winter) und sehr starke (im Sommer) Photovoltaikerzeugungsspitzen, auf die das Gesamtenergiesystem in der Kapazität ausgelegt ist. Wind an Land ist im Winter die Haupterzeugungstechnologie. Im Sommer ist die Importmenge an Strom dementsprechend immer dann als sehr hoch einzustufen, wenn keine Photovoltaikenergie ins System kommt. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff (Elektrolyse) im Sommer und der Verbrauch hiervon im Winter (Rückverstromung) deuten auf die Notwendigkeit von mittel- bis längerfristigen Wasserstoffspeichern hin, die das System intersaisonal ausgleichen können. Die Gesamtwärmenachfrage ist naturgemäß im Winter weitaus größer als im Sommer.

Insgesamt wird das Energiesystem im Sommer stärker "belastet" als im Winter, da die Unterschiede der Erzeugungsspitzen und -täler größer sind als im Winter (siehe stabilisierende Rolle der Wasserstoffrückverstromung), mit einem Ramp-up von durchschnittlich bis zu über 100-120 GW im Sommer (im Winter werden solche Werte in der Spitze ggf. ebenfalls erreicht, die Durchschnittswerte liegen jedoch deutlich darunter).

Abbildung 15: *TN-H_2-G*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland.

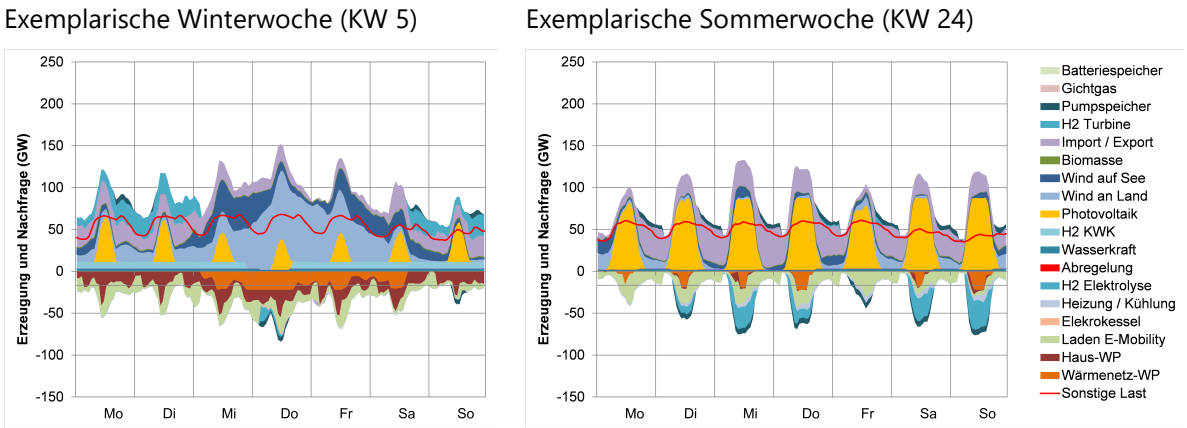


Quelle: Eigene Darstellung.

Im Szenario *TN-H_2-G* zeichnet sich für die Energieerzeugung und -nachfrage im Jahr 2050 ein ähnliches Bild, mit dem Unterschied, dass die Gesamterzeugungs- und -nachfragemenge etwas kleiner als im Szenario *TN-Strom* ist. Auf der Erzeugungsseite hat dies vor allem zur Konsequenz, dass weniger Strom importiert wird (Sommer und Winter) und weniger Wasserstoffrückverstromung stattfindet (Winter). Durch die geringeren Importe sind die Unterschiede zwischen minimaler und maximaler Erzeugung größer als im Szenario *TN-Strom*, mit entsprechenden Auswirkungen auf das Ramp-up, besonders im Sommer. Im Winter spielt die Wasserstoffrückverstromung zur Energiesystemstabilisierung eine geringere

Rolle als im Szenario *TN-Strom* (die anderweitig erzeugte und importierte Menge an Strom reicht aus und das System hat einen wesentlich geringeren Bedarf an Stabilisierung). Anders als im Szenario *TN-Strom* werden im Szenario *TN-H_2-G* auch im Winter relevante Mengen an Wasserstoff erzeugt (das System ist kein Nachfrager, sondern Erzeuger an Wasserstoff für die anderen Sektoren); im Sommer nehmen die ohnehin schon relativ großen Mengen an Wasserstofferzeugung nochmals deutlich zu. Im Winter ist die Rolle der Wärmenetze größer (dort kann der Brennstoff Wasserstoff relativ einfach eingesetzt werden) und die Nachfrage aus dem Mobilitätssektor verschiebt sich von Strom Richtung Wasserstoff.

Abbildung 16: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland.



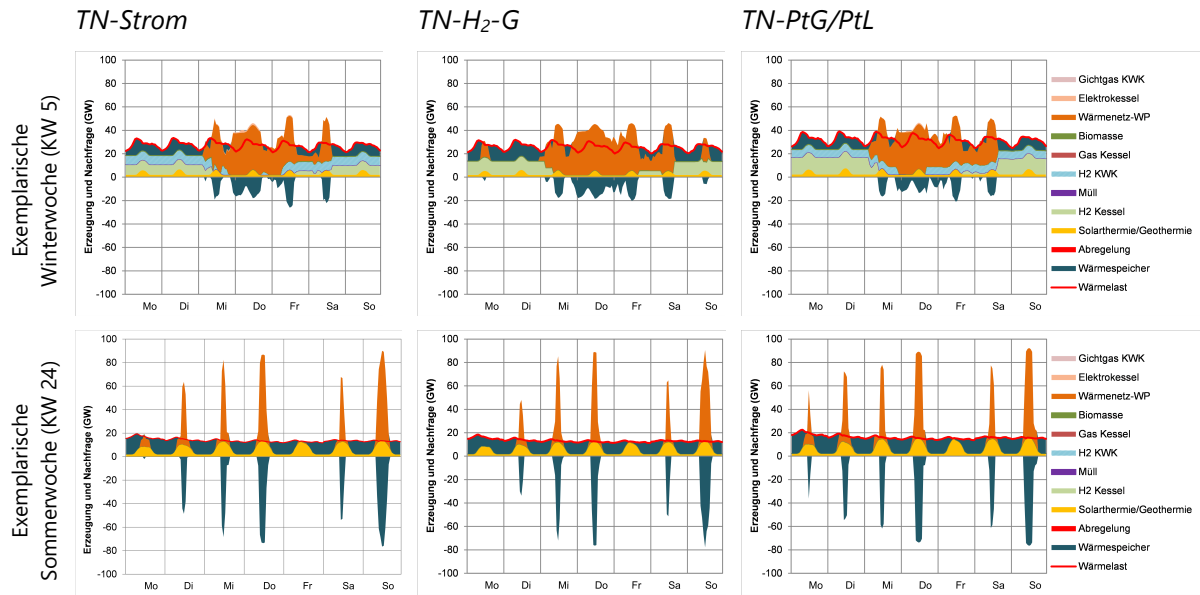
Quelle: Eigene Darstellung.

Das Szenario *TN-PtG/PtL* weist im Vergleich zu den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G*, wie auch schon bei der Erzeugung und Leistung, ebenfalls beim Thema Dispatch einige Unterschiede im Sommer-Winter-Vergleich aus. Bereits erwähnt wurden die insgesamt geringeren Erzeugungs- und Nachfragemengen an Energie und damit einhergehende kleinere Leistungen. Wasserstoffrückverstromung und Wasserstoff-KWK spielen im Winter analog zum Szenario *TN-Strom* eine stabilisierende Rolle im Energiesystem; die Mengen an Stromimporten sind im Sommer und Winter geringer; und der Anteil der Wärme an der Gesamtnachfrage ist höher. Im Winter werden kaum relevante Mengen an Wasserstoff erzeugt, im Sommer hingegen schon zu Zeiten mit hoher Photovoltaikeinspeisung sowie mit importiertem Strom. Durch die ebenfalls geringere nationale Erzeugung an Erneuerbaren Energien erreichen die Importquoten im Sommer fast 100 % zu bestimmten Nachtzeiten (ohne Photovoltaikerzeugung); einzig Wind auf See erzeugt zum gleichen Zeitpunkt ebenfalls sehr kleine Mengen an Strom.

Wärme

Mit Bezug auf die Wärmenetze und den Wärmedispatch ergibt sich über die Szenarien hinweg ein relativ homogenes Gesamtbild (vgl. Abbildung 13); Unterschiede kristallisieren sich vor allem über die Quoten im Einsatz der verschiedenen Brennstoffe und Technologien heraus. Gemeinsam haben zunächst alle Szenarien im Jahr 2050 (Winter) die dominante Rolle der Wärmepumpe in den Wärmenetzen. Diese decken den Großteil der Wärmebedarfe, vor allem, wenn ausreichend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen (vor allem Wind an Land). Die Wärmespeicher nehmen ebenfalls Energie auf zu Zeitpunkten reichlicher Winderzeugung an Land und geben diese zu anderen Zeitpunkten wieder ab. Allein hierdurch wird ein großer Teil des Wärmesystems stabilisiert. Wasserstoffkessel liefern in allen Szenarien und Wasserstoff-KWK in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-Pt/PtL* weitere wichtige Beiträge zur Wärmeversorgung. Die Quote von Wasserstoff insgesamt ist im Szenario *TN-PtG/PtL* am höchsten und im Szenario *TN-H_2-G* am niedrigsten (letzteres kommt auch ohne Wasserstoff-KWK aus). Solar- und Geothermie tragen ebenfalls, wenn auch sehr kleine Mengen, zur Wärmeversorgung bei.

Abbildung 17: Szenariovergleich: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland.

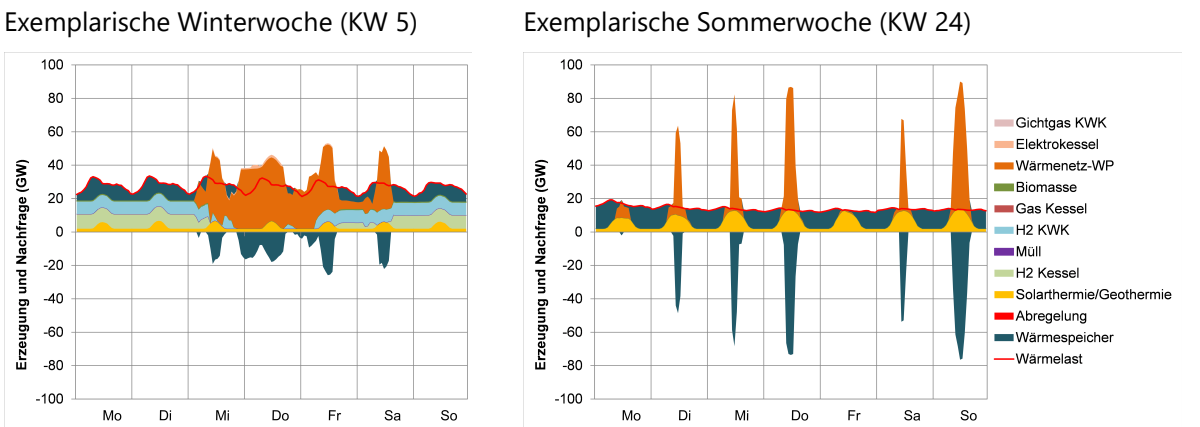


Quelle: Eigene Darstellung.

Die dominante Rolle der Wärmepumpe und Wärmespeicher in Wärmenetzen über alle Szenarien hinweg lässt klare Handlungsempfehlungen diesbezüglich zu. Des Weiteren hat Wasserstoff als Brennstoff in den Wärmenetzen (via Wasserstoff-KWK und Wasserstoffkessel) durchaus einen "Platz". Konkret liefert Wasserstoff-KWK in der betrachteten Winterwoche im Szenario *TN-PtG/PtL* fast durchgängig und nur mit Ausnahme des Donnerstags, sowie im Szenario *TN-H_2-G* mit Ausnahme des Mittwochs und Donnerstags, einen relevanten Anteil an der Wärmeversorgung in den Wärmenetzen. Für die Ausnahmetage gilt, dass hier Wärmepumpen ein Überangebot liefern und sogar Wärmespeicher befüllen können. Die Wasserstoff-KWK wird als teurere Technologie zu solchen Zeitpunkten nicht benötigt. Wasserstoffkessel folgen in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-PtG/PtL* dem gleichen Muster wie die Wasserstoff-KWK. Weiterhin sind Wasserstoffkessel auch im Szenario *TN-H_2-G* eine relevante Wärmeerzeugungstechnologie (Wasserstoff-KWK hingegen nicht). In der betrachteten Sommerwoche kommen weder Wasserstoff-KWK noch Wasserstoffkessel zum Einsatz.

Natürlicherweise unterscheidet sich die Wärmenachfrage sehr deutlich zwischen Sommer und Winter. Nachfolgend werden deshalb die typische Winterwoche und die typische Sommerwoche gegenübergestellt und je Szenario verglichen.

Abbildung 18: TN-Strom: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland.

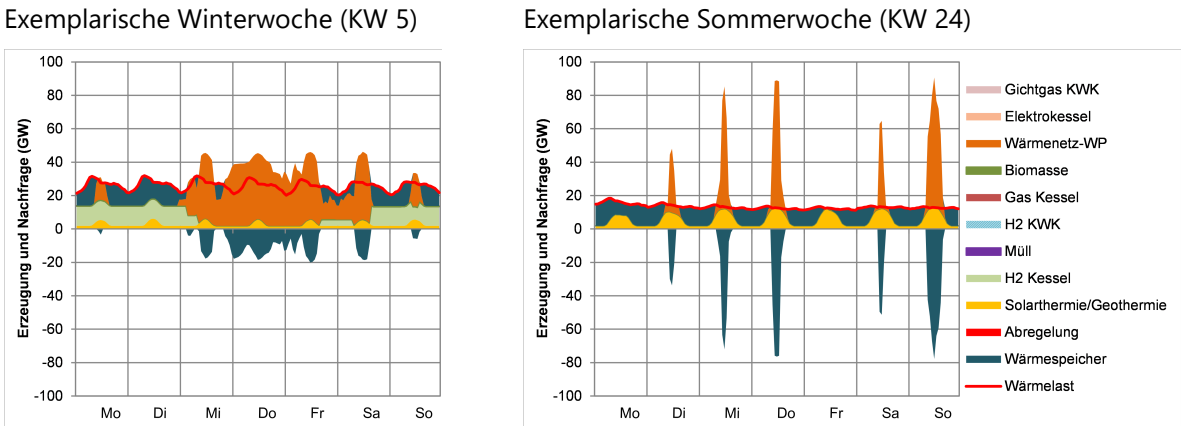


Quelle: Eigene Darstellung.

Im Winter fällt die Wärmeerzeugung durch Solarthermie erwartungsgemäß gering aus. Wärmepumpen übernehmen in der Mitte der Woche (Mittwoch bis Freitag) einen sehr erheblichen Teil der Wärmeerzeugung, die teilweise auch in die Wärmespeicher fließt. Bei Rückgang der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen (Mittwoch, Freitag und Samstag) kommen wasserstoffbasierte Erzeugungstechnologien hinzu (Wasserstoff-KWK sowie Wasserstoffkessel, wobei im direkten Vergleich der Wasserstoffkessel nach der Wasserstoff-KWK Teil des Mixes wird) und die Wärmespeicher werden geleert.

Die Wärmeerzeugung im Sommer ist stark geprägt durch eine im Vergleich zum Winter niedrigere "Basislast", die von steilen und sehr hohen Peaks (60 bis knapp über 80 GW mit Ausnahme von Montag und Donnerstag) durchbrochen wird. Diese finden zur Mittagszeit statt, zu welcher hohe Erzeugungsspitzen durch Wärmepumpen entstehen, mit denen die Wärmespeicher gefüllt werden. Zusammen mit Solar- und Geothermie, welche ebenfalls Spitzenerzeugungen um die Mittagszeit vorweisen, decken diese dann den gesamten Wärmebedarf zur restlichen Zeit.

Abbildung 19: *TN-H_2-G*: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland.

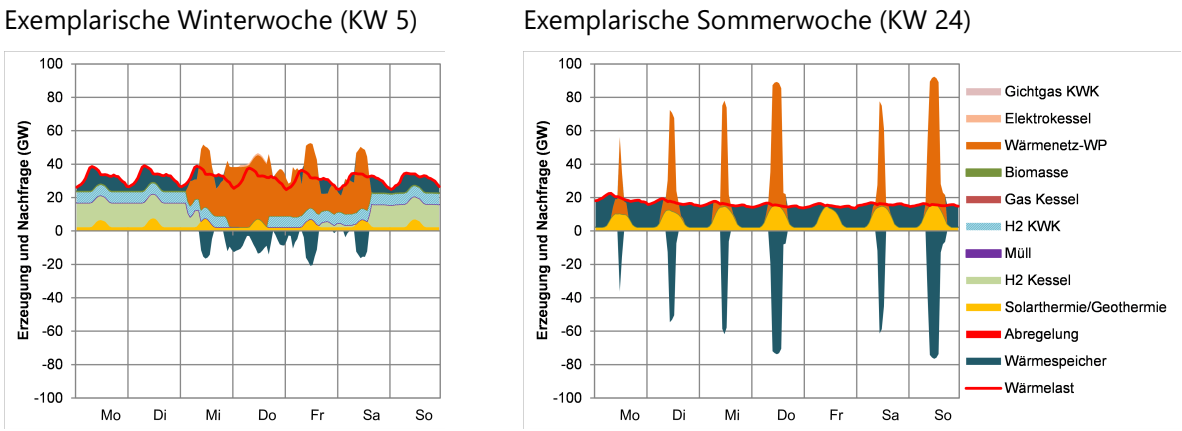


Quelle: Eigene Darstellung.

Die Wärmeerzeugung im Winter wird durch die Wärmepumpen dominiert, welche vor allem in der Wochenmitte den absoluten Großteil der Wärmeerzeugung übernehmen. Auch hier wird ein Teil der Wärme in die Wärmespeicher überführt. Zu Beginn und Ende der Woche werden diese Wärmespeicher geleert und ein relevanter Anteil der Wärmeerzeugung wird von den Wasserstoffkesseln beigetragen. Solar- und Geothermie spielen eine sehr untergeordnete Rolle, und dies nur zur Mittagszeit.

Die Wärmeerzeugung in der betrachteten Sommerwoche folgt im Grundsatz einem ähnlichen Muster wie im Szenario *TN-Strom*. Insbesondere ist auf die Existenz von steilen und sehr hohen Peaks (knapp 50 GW Dienstag, etwas über 60 GW Samstag, bis über 80 GW Mittwoch, Donnerstag und Sonntag) in der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen um die Mittagszeit hinzuweisen. Zu dieser Zeit speisen auch Solar- und Geothermie viel Wärme ein. In der Folge werden die Wärmespeicher gefüllt, welche dann zu anderen Zeitpunkten geleert werden (nachts und tagsüber zu Zeitpunkten ohne starke Erzeugung durch Wärmepumpen wie montags oder freitags).

Abbildung 20: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

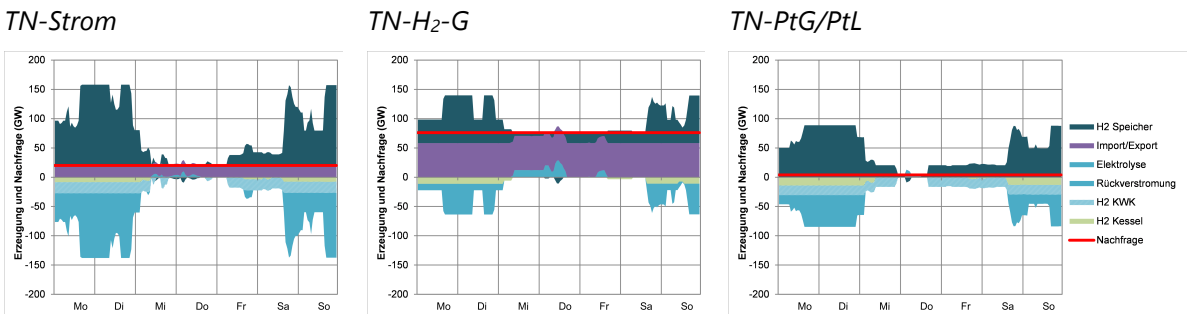
Die Wärmeerzeugung in der Winterwoche wird zu großen Teilen von der Wärmepumpe übernommen, hauptsächlich zwischen Mittwoch und Samstag. Zeitweise ist die Wärmeerzeugung größer als die Nachfrage, was zu einer Befüllung der Wärmespeicher führt. Diese werden zu Beginn und Ende der Woche geleert (Montag, Dienstag und Samstag, Sonntag). Weiterhin ist Wasserstoff ein wichtiger Energieträger für die Wärmeerzeugung in der betrachteten Winterwoche: Wasserstoffkessel und Wasserstoff-KWK tragen komplementär zur Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung bei. Hierbei fällt bei zunehmender Erzeugung durch Wärmepumpen zuerst der Wasserstoffkessel, dann Wasserstoff-KWK aus dem Erzeugungsmix.

Die Wärmeerzeugung im Sommer charakterisiert sich durch tägliche Erzeugungspeaks durch Wärmepumpen zwischen ca. 50 und 90 GW um die Mittagszeit (mit Ausnahme des Freitags). Gleichzeitig liefern Solar- und Geothermie wichtige Beiträge zur Wärmeerzeugung. Wärme wird zu diesen Zeitpunkten in die Wärmespeicher überführt und nachts genutzt.

Wasserstoff

Wasserstoff ist der dritte wichtige Baustein auf der Angebotsseite des Gesamtenergiesystems. Im Nachfolgenden werden die Szenarien verglichen. Insgesamt ergibt sich zwischen ihnen ein relativ heterogenes Bild.

Abbildung 21: Szenariovergleich (exemplarische Winterwoche): Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland.



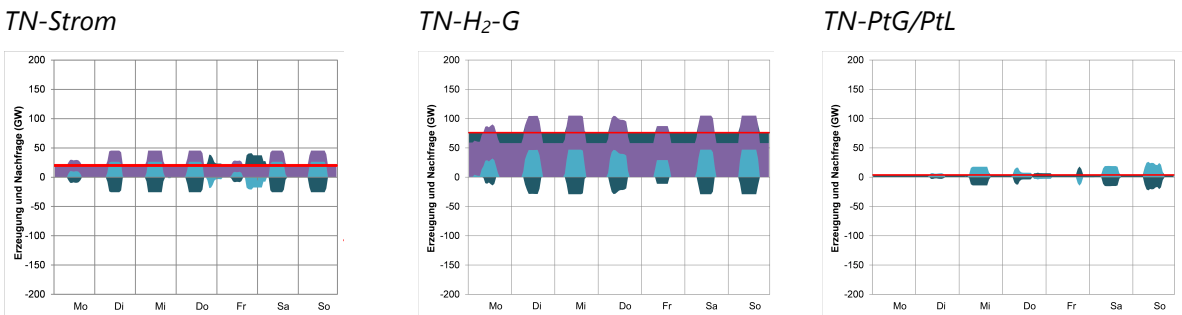
Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Bezug auf die typische Winterwoche lässt sich im direkten Vergleich die größere Rolle von Wasserstoff im Szenario *TN-H_2-G* feststellen. Dies liegt vor allem auch an dessen höherer, exogen angenommener Nachfrage. In der dargestellten Woche sind die Hauptquellen von Wasserstoff die zuvor gefüllten Wasserstoffspeicher (alle Szenarien) und der Import von Wasserstoff aus Europa (*TN-Strom* und *TN-H_2-*

G, in denen ein Import modelltechnisch zugelassen war). Im Szenario *TN-H_2-G* erreicht der Import maximale Werte von mehr als 50 GWh je betrachteter Stunde (GW). Im Szenario *TN-Strom* bleiben Importe unter grob 20 GW. Die Elektrolyse, also nationale Herstellung von Wasserstoff mit Erneuerbaren Energien, spielt in der dargestellten Winterwoche keine oder kaum eine Rolle: Verschwindend geringe Mengen werden in den Szenarien *TN-PtG/PtL* und *TN-Strom* und kleine Mengen im Szenario *TN-H_2-G* gegen Mitte der Woche erzeugt, was an der EE-Verfügbarkeit liegt.

Die Nachfrage wird hauptsächlich durch drei Komponenten getrieben; diese sind Rückverstromung zur Stabilisierung des Stromsystems, Wasserstoff-KWK und -kessel für die Wärmenetze. Die Rückverstromung spielt in allen Szenarien eine relevante Rolle. Die größten Nachfragespitzen der betrachteten Woche existieren im Szenario *TN-Strom* (Werte erreichen und überschreiten 120 GW), gefolgt vom Szenario *TN-PtG/PtL*. Die Wasserstoff-KWK fragt Wasserstoff grob in der gleichen Größenordnung in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-PtG/PtL* nach, nicht jedoch im Szenario *TN-H_2-G*. Der Wasserstoffkessel komplettiert die Nachfrage, die Mengen sind allerdings nicht groß und vergleichbar zwischen den Szenarien. Im Zeitverlauf der Beispielwoche wird deutlich, dass die Nachfrage vor allem mit Bezug auf die Rückverstromung stark schwankt (siehe dazu auch die Stromerzeugung der Beispielwoche, die Mitte der Woche sehr hohe Werte durch Wind an Land erreicht). Damit wird zu diesen Zeitpunkten keine Stabilisierung durch Wasserstoffrückverstromung nötig. Dieses Bild ist konsistent über alle Szenarien. Ähnliches gilt für die Wärmenetze: Bei hoher Verfügbarkeit von EE wird Wärme vorzugsweise über Wärmepumpen erzeugt. In der Konsequenz fällt die Nachfrage nach anderen Brennstoffen, so auch nach Wasserstoff per Wasserstoff-KWK und -kessel. Somit sprechen einige Punkte dafür, dass Wasserstoff unter den angenommenen Prämissen als "Backup"-Lösung zum Einsatz kommt und als Stabilisationsfaktor in den anderen Energiesystemen wirkt.

Abbildung 22: Szenariovergleich (exemplarische Sommerwoche): Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland.



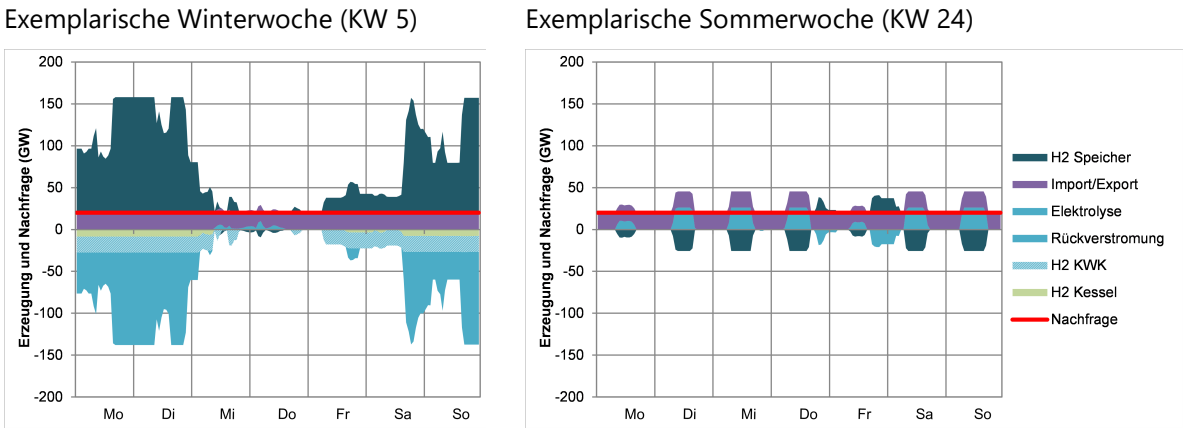
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Sommer relaxiert sich der Bedarf an Stabilisierungsbeitrag aus dem Wasserstoffsystem in die anderen Energiesysteme sehr deutlich: Die Nachfrage nach Wasserstoff durch Rückverstromung (Stromsystem) geht auf Null zurück (einzig eine kleine Ausnahme im Szenario *TN-Strom*, in dem eine sehr kleine Menge an gespeichertem Wasserstoff rückverstromt wird); die Nachfragen der Wasserstoff-KWK und der -kessel (Wärmenetze) gehen witterungsbedingt ebenfalls auf Null zurück. Einzig nennenswert auf der Nachfrageseite ist die Befüllung der Wasserstoffspeicher zu Tageszeiten, also parallel mit der im Sommer naturgemäß hohen Photovoltaikerzeugung. Dieser Mechanismus ist in allen Szenarien erkennbar, die jeweiligen Mengen unterscheiden sich jedoch deutlich von größeren Leistungen in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* und kleineren Leistungen im *TN-PtG/PtL*.

Auf der Angebotsseite dominiert der Import klar, wo dieser im Modell zugelassen ist (*TN-Strom* und *TN-H_2-G*). Im Szenario *TN-Strom* liefert der Import nachts (ohne Photovoltaikerzeugung) den gesamten Wasserstoff, der nötig ist, um die Nachfrage zu decken. Im Szenario *TN-H_2-G* liefert er weit größere Mengen, jedoch deckt er zu keinem Zeitpunkt die gesamte Nachfrage alleine; hier leisten Speicher ebenfalls einen Beitrag.

Im Jahreszeitenvergleich (Winter-Sommer-Vergleich) der einzelnen Szenarien ergibt sich ein konsistentes Gesamtbild mit einigen szenariospezifischen Unterschieden.

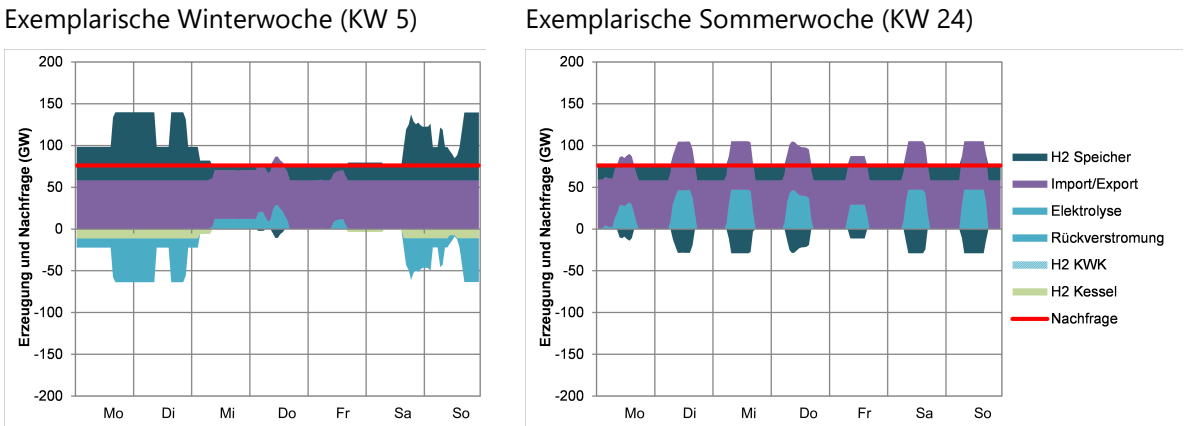
Abbildung 23: *TN-Strom*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Szenario *TN-Strom* ist der Import von Wasserstoff jahreszeitenübergreifend konstant. Die Elektrolyse findet während hoher Verfügbarkeiten von Erneuerbaren Energien (Wind an Land im Winter, Photovoltaik im Sommer) statt. Der hergestellte Wasserstoff wird größtenteils in die Speicher überführt. Die Speicher müssen einige Tage überbrücken (Winter); im Sommer nur einige Stunden. Die Aufnahme von Wasserstoff durch das Strom- und Wärmesystem findet nicht konstant statt, weil Wasserstoff eine zeitpunktkritische Stabilisierungsrolle einnimmt, die in der Merit-Order nach ökonomisch günstigeren Optionen, zumeist direktelektrischer Natur (außer Stromspeicher), gezogen wird. Im Szenario *TN-Strom* ist vor allem die Rückverstromung zentral; Wasserstoff übernimmt hier eine wichtige Flexibilisierungs- (time shift) und Stabilisierungsfunktion für das Stromsystem.

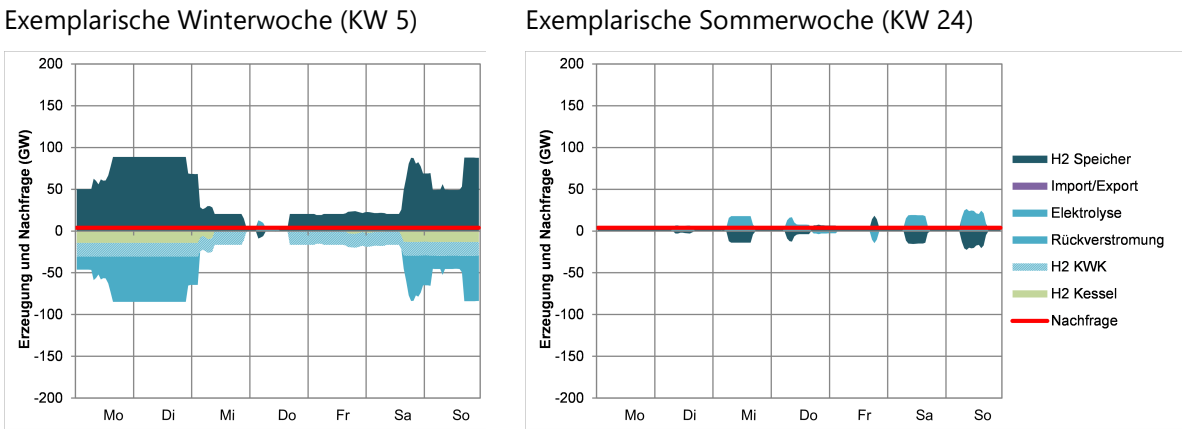
Abbildung 24: *TN-H_2-G*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Szenario *TN-H_2-G* ist der Import an Wasserstoff, analog zum Szenario *TN-Strom*, über die Jahreszeiten hinweg konstant, und die Elektrolyse sowie Speicherbefüllung folgt dem Erzeugungsmuster der Erneuerbaren Energien (je nach Jahreszeit Wind an Land und Photovoltaik). Eine Rückverstromung findet nur im Winter statt. Die Speicher müssen ebenfalls wieder eine Dauer von mehreren Tagen (Winter) beziehungsweise Stunden (Sommer) überbrücken können.

Abbildung 25: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland.



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Szenario *TN-PtG/PtL* ergibt sich im Winter-Sommer-Vergleich ein ähnliches Bild wie im Szenario *TN-Strom*, jedoch ohne Importe, mit weit geringeren Gesamtmengen, sowie weniger "extremen" Spitzenwerten. Im Sommer laufen Elektrolyseure nur stundenweise und daraufhin wird Wasserstoff gespeichert.

3.2.4.2 Ausnutzung der Potentiale erneuerbarer Energien

In allen untersuchten Szenarien werden sowohl die deutschen als auch die europäischen Potenziale für erneuerbare Energien sehr stark ausgenutzt. Im Zusammenhang mit den oben dargestellten Gesamtenergiemengen, insbesondere der Stromerzeugung, ergibt sich konsistent das Bild, dass in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* der Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere in Deutschland und an Land sogar an seine Grenzen stößt. Das Szenario *TN-PtG/PtL* fällt aufgrund der insgesamt kleineren Stromerzeugung in der Ausnutzung der Potenziale hinter die anderen beiden Szenarien zurück.

Im Folgenden werden die Potenzialausnutzungen für Wind an Land und auf See (Abbildung 26), Photovoltaik (Freiflächenphotovoltaik, Abbildung 27 und Dachflächenphotovoltaik, Abbildung 28) und CSP (Abbildung 29) dargestellt.

Wind an Land und auf See

Konsistent über alle Szenarien ist ersichtlich, dass die Ausnutzung der Windpotenziale an Land sehr hoch ist (bis zu 100 % der Potenziale werden gehoben)[9]. Europaweit werden die Potenziale für Wind an Land u.a. in Nord- und Westfrankreich, BENELUX, Teilen von Polen, dem südlicheren Italien sowie in dem Vereinigten Königreich stark ausgenutzt. Es gibt jedoch auch Länder die, trotz sehr hohem Ausbau von Wind an Land weiterhin günstige Potenziale zur Verfügung haben. Hierzu zählen vor allem Spanien und Portugal.

Bezüglich Wind auf See ergibt sich ein anderes Bild; die Potenzialausnutzung für diese Technologie ist im Vergleich als gering einzuschätzen und konzentriert sich beinahe ausschließlich auf die Offshore Zonen in Nord- und Ostsee (Deutschland, Dänemark, Niederlande, aber auch Vereinigtes Königreich, Frankreich, Polen oder Schweden).

Im Szenariovergleich wird ersichtlich, dass in Mitteleuropa die Potenziale fast vollständig ausgereizt werden. In Deutschland findet im Szenario *TN-PtG/PtL* nur eine teilweise Nutzung der Potenziale in Süddeutschland statt; dort wo diese jedoch genutzt werden, werden sie aber fast vollständig (bis zu 100 %) gehoben. In den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* werden selbst die vergleichsweise schlechteren Po-

[9] Innerhalb Deutschlands werden die Windpotenziale an Land zuerst in Norddeutschland und Teilen von Mittel- Süddeutschland ausgenutzt (nicht grafisch dargestellt).

tenziale in Süddeutschland komplett ausgenutzt. Ein ähnliches Bild ergibt sich für Polen und das Vereinigte Königreich: In den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* kommen im Vergleich zum Szenario *TN-PtG/PTL* große Flächennutzungen im gesamten Land hinzu; existierende Potenziale werden fast vollständig ausgeschöpft. Italien stößt früh an seine Ausbaugrenzen für Wind; in Spanien und Portugal werden einige Standorte größtenteils in allen Szenarien gehoben und Potenziale an vielen anderen Standorten nur bis zu max. 30-40 % *(TN-PtG/PtL)* bzw. 60-70 % (*TN-Strom* und *TN-H_2-G*) genutzt.

Wind auf See wird im Vergleich sehr wenig ausgebaut und bleibt in allen Ausbauzonen sehr weit von der vollen Potenzialausschöpfung zurück. Vor allem die Niederlande, Dänemark und das Vereinigte Königreich, aber auch Deutschland, haben hier sowohl flächenmäßig als auch die Ausbaustufen betreffend noch sehr viel ungenutztes Potenzial.

Freiflächenphotovoltaik

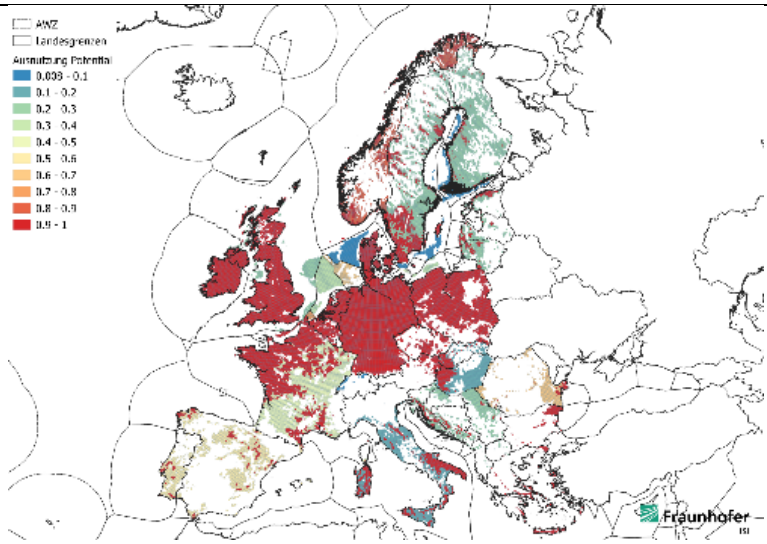
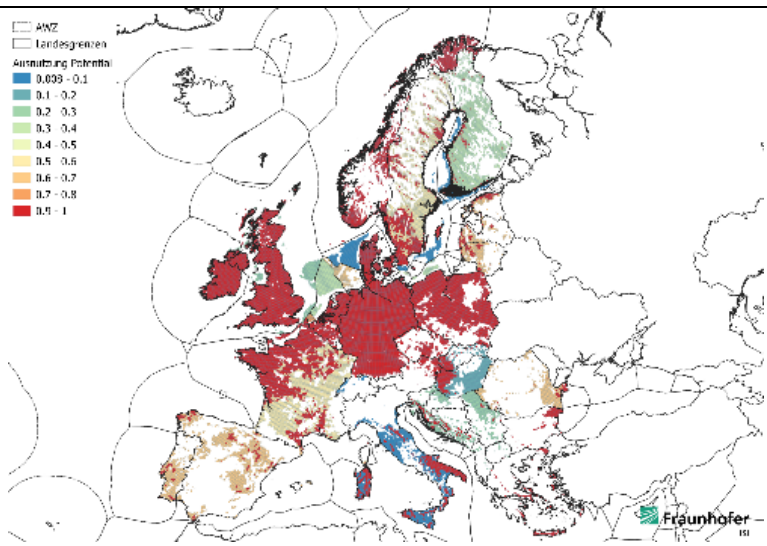
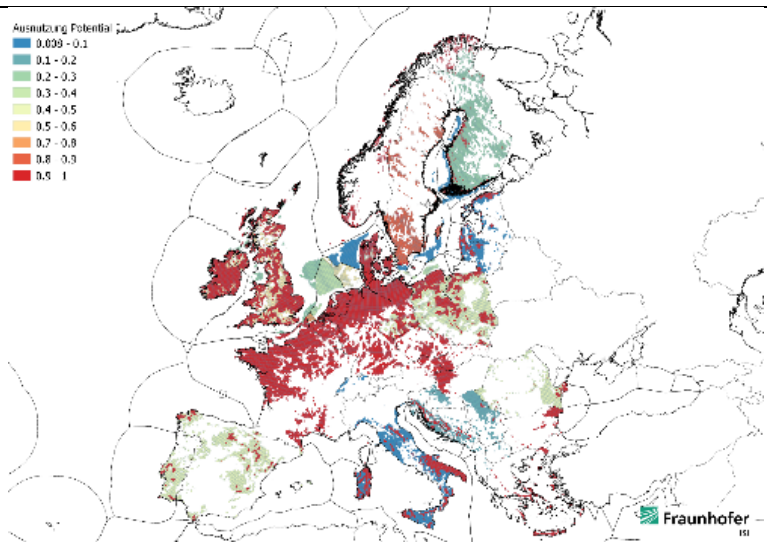
Die Ausnutzung der Potenziale für Freiflächenphotovoltaik ist in allen betrachteten Szenarien europaweit als sehr hoch einzustufen. In vielen Ländern werden die Potenziale für diese Technologie auf nationaler Ebene vollständig ausgeschöpft, darunter Deutschland, BENELUX, Irland, die Tschechische Republik und Italien. Des Weiteren werden die Potenziale vollständig in West- und Südfrankreich, Südostspanien und auf den griechischen Inseln gehoben. Insgesamt ergibt sich europaweit im Vergleich zur Windpotenzialausnutzung eine nochmals höhere Ausnutzung der Potenziale für die Freiflächenphotovoltaik.

Im Szenariovergleich wird deutlich, dass die Potenzialausnutzung im Szenario *TN-Strom* und *TN-H_2-G* annähernd gleich ist und sich von derer im Szenario *TN-PtG/PtL* unterscheidet. In letzterem verbleiben europaweit noch Potenziale unter ihrer Vollausschöpfung, zum Beispiel in Polen, Frankreich oder Spanien. In den beiden erstgenannten Szenarien werden die Potenziale auf nationaler Ebene in Deutschland, Frankreich, Italien, BENELUX, dem Vereinigten Königreich und Griechenland vollständig verwendet (es ist kein weiterer Ausbau möglich). In Österreich, Schweiz, Polen, Ungarn, Spanien und Portugal werden bestehende Potenziale signifikant, jedoch nicht vollständig, gehoben (ein weiterer Ausbau wäre noch möglich). Insbesondere auf der iberischen Halbinsel verbleibt noch sehr großes weiteres Potenzial, welches noch für einen weiteren EE-Ausbau zur Verfügung steht (etwa 50 % der Potenziale verbleiben ungenutzt).

Dachflächenphotovoltaik

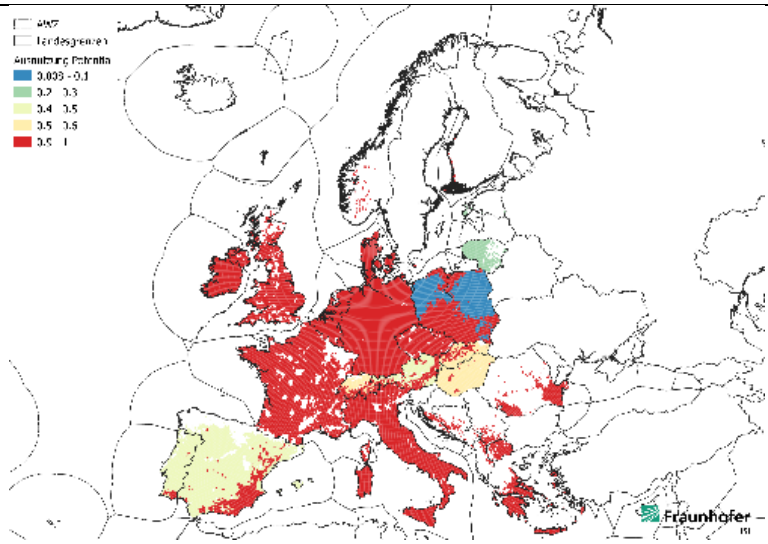
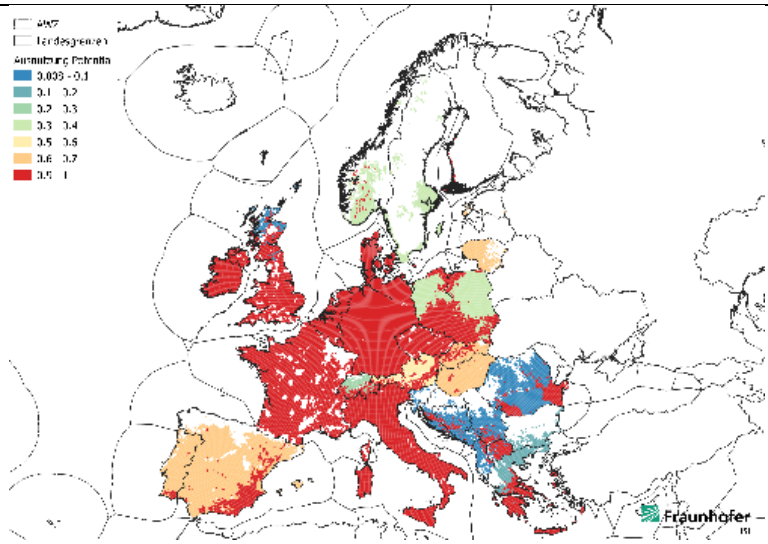
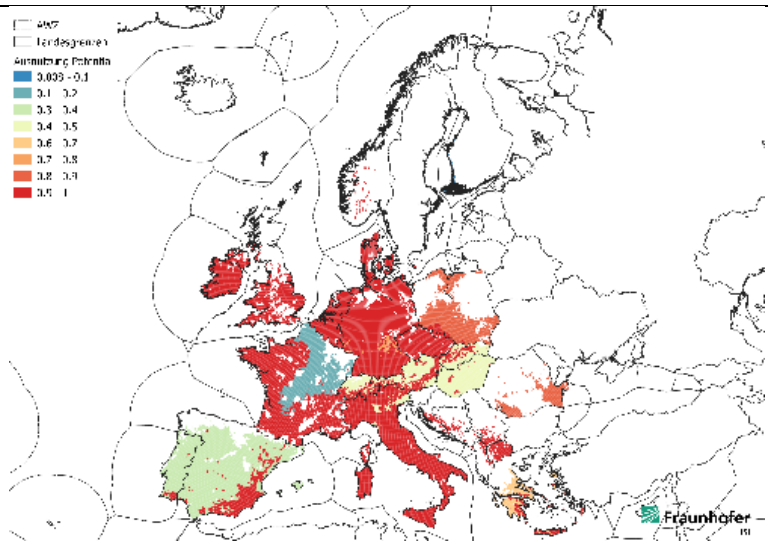
Die Potenziale der Dachflächenphotovoltaik werden europaweit nur in geringem Ausmaß und in wenigen Ländern überhaupt gehoben. Ein detektierbarer Ausbau von Dachflächen findet hauptsächlich in Deutschland, Teilen des Vereinigten Königreichs, Südfrankreich, Südostspanien, Griechenland, Süditalien, BENELUX und Dänemark statt. Im Szenario *TN-PtG/PtL* sind mit wenigen Ausnahmen die Potenziale nur zu maximal ca. 20 % in Nord- und Zentraleuropa verwendet, sowie mit maximal 50 % in sehr kleinen Regionen in Südeuropa. Spitzenpotenzialausnutzung mit über 75 % existiert nur punktuell in Süddeutschland, Südfrankreich, Süditalien und Griechenland. Dieses Bild ändert sich in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* kaum. Einzig die Potenzialausnutzung innerhalb Deutschlands steigt sprunghaft an und pendelt sich zwischen vollständiger Ausnutzung im Süden und Mitteldeutschland, sowie einer hohen Ausnutzung in West- und Nordwestdeutschland ein.

Abbildung 26: Potenzialausnutzung Wind an Land und auf See in Europa in 2050 in den Szenarien.

TN-Strom	
TN-H_2-G	
TN-PtG/PtL	

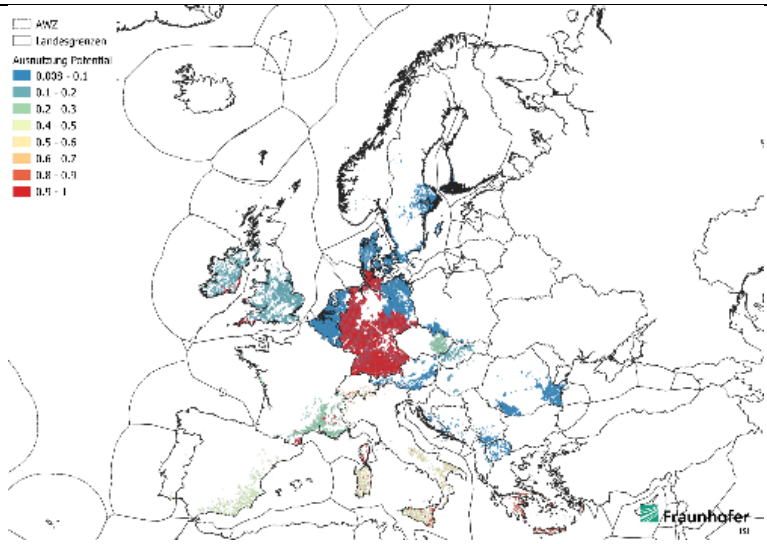
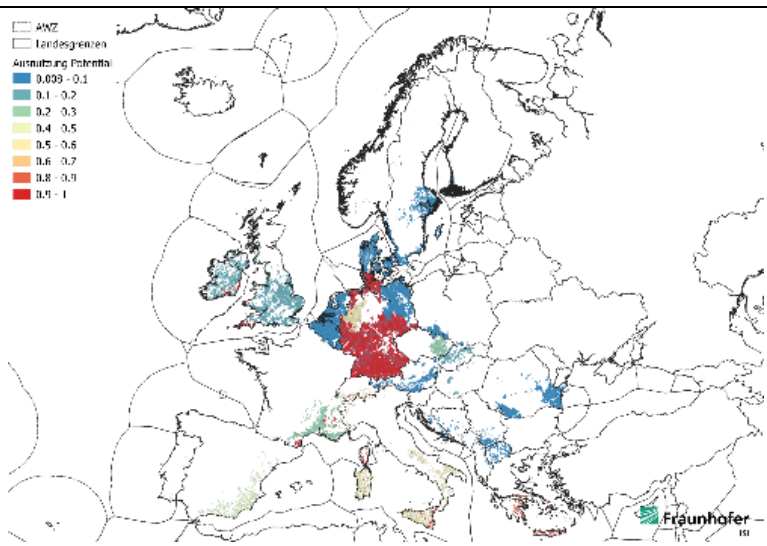
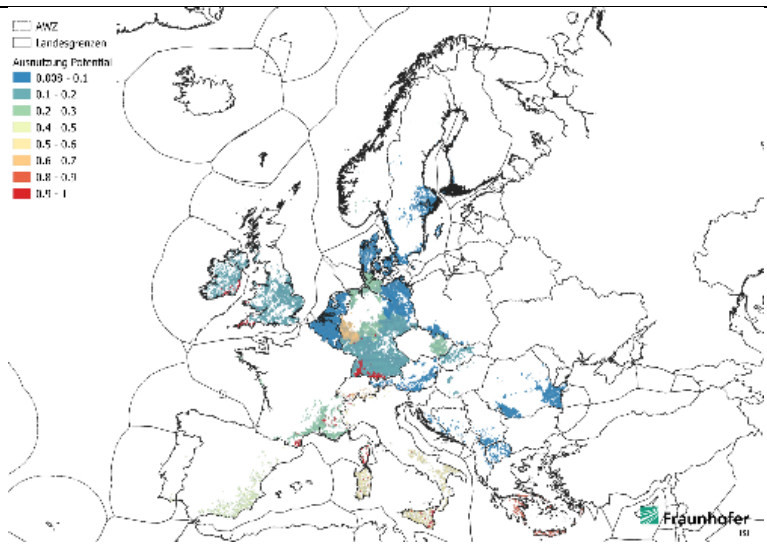
Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 27: Potenzialausnutzung Freiflächenphotovoltaik in Europa in 2050 in den Szenarien.

TN-Strom	
TN-H_2-G	
TN-PtG/PtL	

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 28: Potenzialausnutzung Dachflächenphotovoltaik in Europa in 2050 in den Szenarien.

TN-Strom	
TN-H_2-G	
TN-PtG/PtL	

Quelle: Eigene Darstellung.

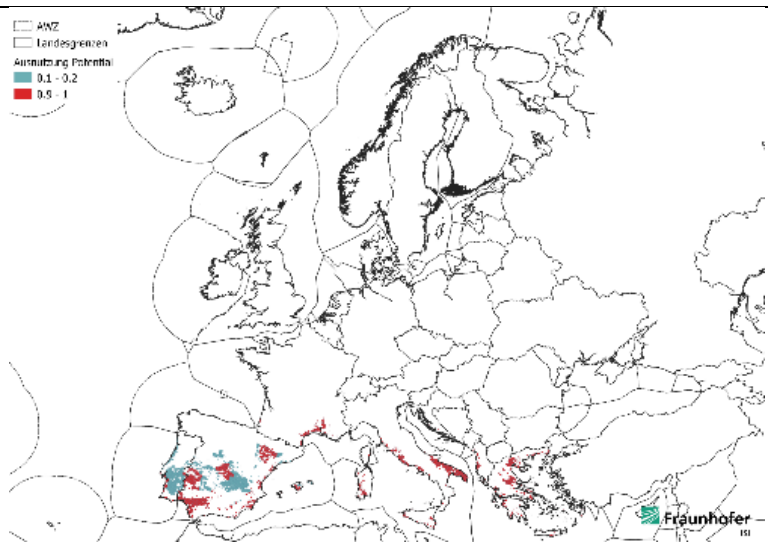
CSP

CSP hat ähnliche Potenziale wie Photovoltaik, braucht aber eine höhere direkte Sonneneinstrahlung, wohingegen für Photovoltaik auch teilweise die diffuse Einstrahlung in die Potenzialberechnung eingeht. Weiterhin hat CSP einen relevanten, und im Vergleich zur Photovoltaik viel größeren, Flächenbedarf. Ähnlich wie bei Wind müssen auch Abstandsregeln zum Beispiel zu Siedlungsgebiet gelten.

Erwartungsgemäß spielt CSP nur in Südeuropa eine Rolle, dort jedoch teilweise eine wesentliche. Existierende Potenziale werden vor allen in Spanien gehoben; im Süden und Südosten sowie teilweise im Zentrum Spaniens werden die Potenziale voll ausgenutzt. Hinzu kommt eine teilweise Potenzialausnutzung im Osten des Landes sowie Richtung Mittelmeerküste. Des Weiteren werden Potenziale für CSP in Südost- und Westitalien (Küstenregionen), Südfrankreich und auf dem griechischen Festland in hohem Maße ausgenutzt. In Spanien und Portugal verbleiben noch große ungenutzte Potenziale. Zwischen den Szenarien gibt es keine Unterschiede.

Abbildung 29: Potenzialausnutzung CSP in Europa in 2050 in den Szenarien.

Alle Szenarien

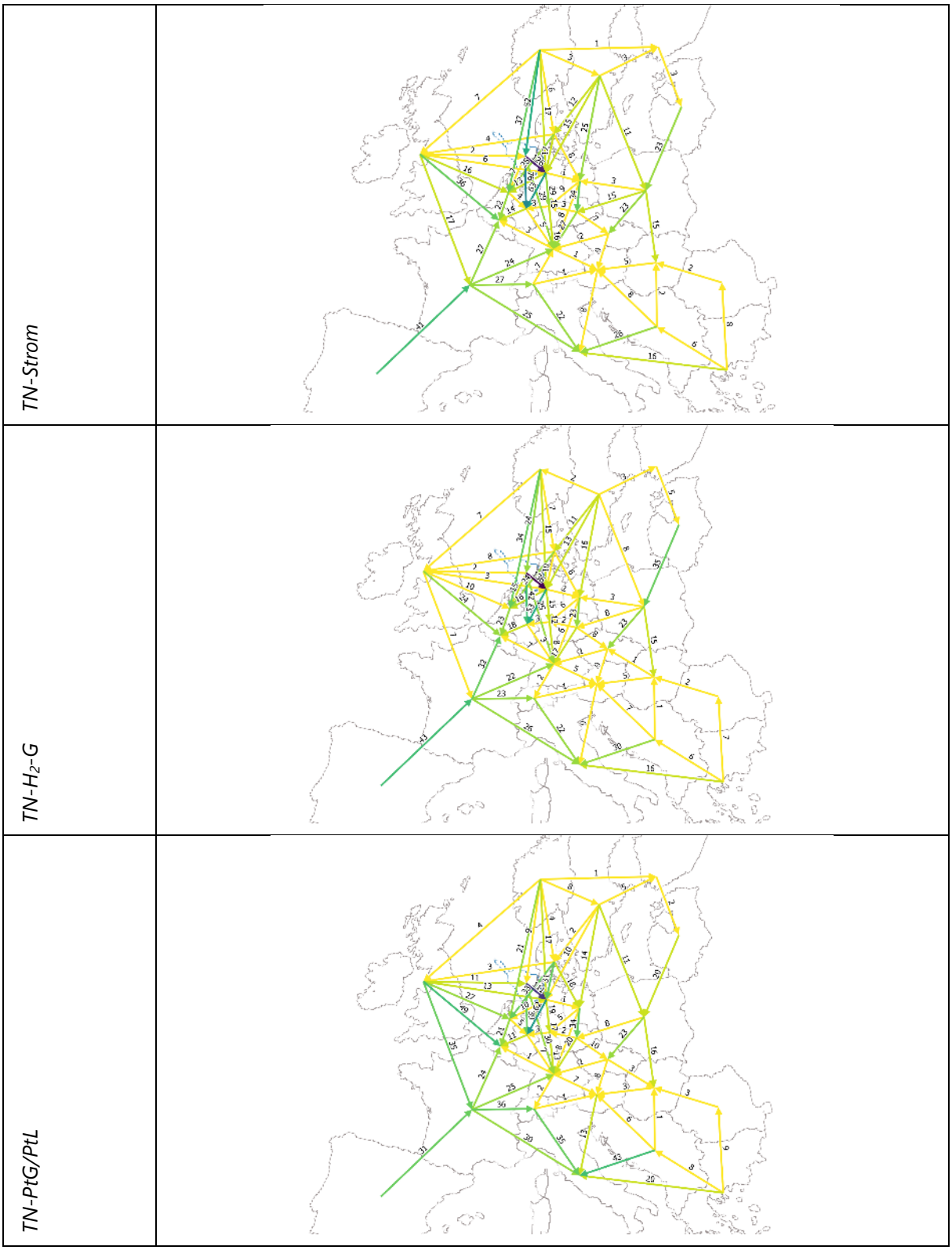


Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.4.3 Energiehandel

Stromflüsse und Stromhandel

Abbildung 30: Nettostromhandelsflüsse in 2050 per Szenario (TWh)



Quelle: Eigene Darstellung.

In allen Szenarien findet im Jahr 2050 in Zentraleuropa und somit in der unmittelbaren deutschen Nachbarschaft ein reger Stromhandel statt, der über die entsprechenden Netzkapazitäten und Interkonnektoren ermöglicht werden muss. Im Szenario *TN-H_2-G* ist das Gesamtvolumen und die Gesamtkapazität am höchsten, gefolgt vom Szenario *TN-Strom*. Im Szenario *TN-PtG/PtL* sind die Handelsvolumen und -kapazitäten kleiner, aber immer noch beträchtlich.

Gemein ist allen Szenarien die starke Anbindung der deutschen Offshorezone ans deutsche Festlandnetz; es ist übergreifend die stärkste "regionenüberschreitende" Verbindung mit 44 GW im Szenario *TN-PtG/PtL*, 55 GW im Szenario *TN-Strom* und 51 GW im Szenario *TN-H_2-G*.

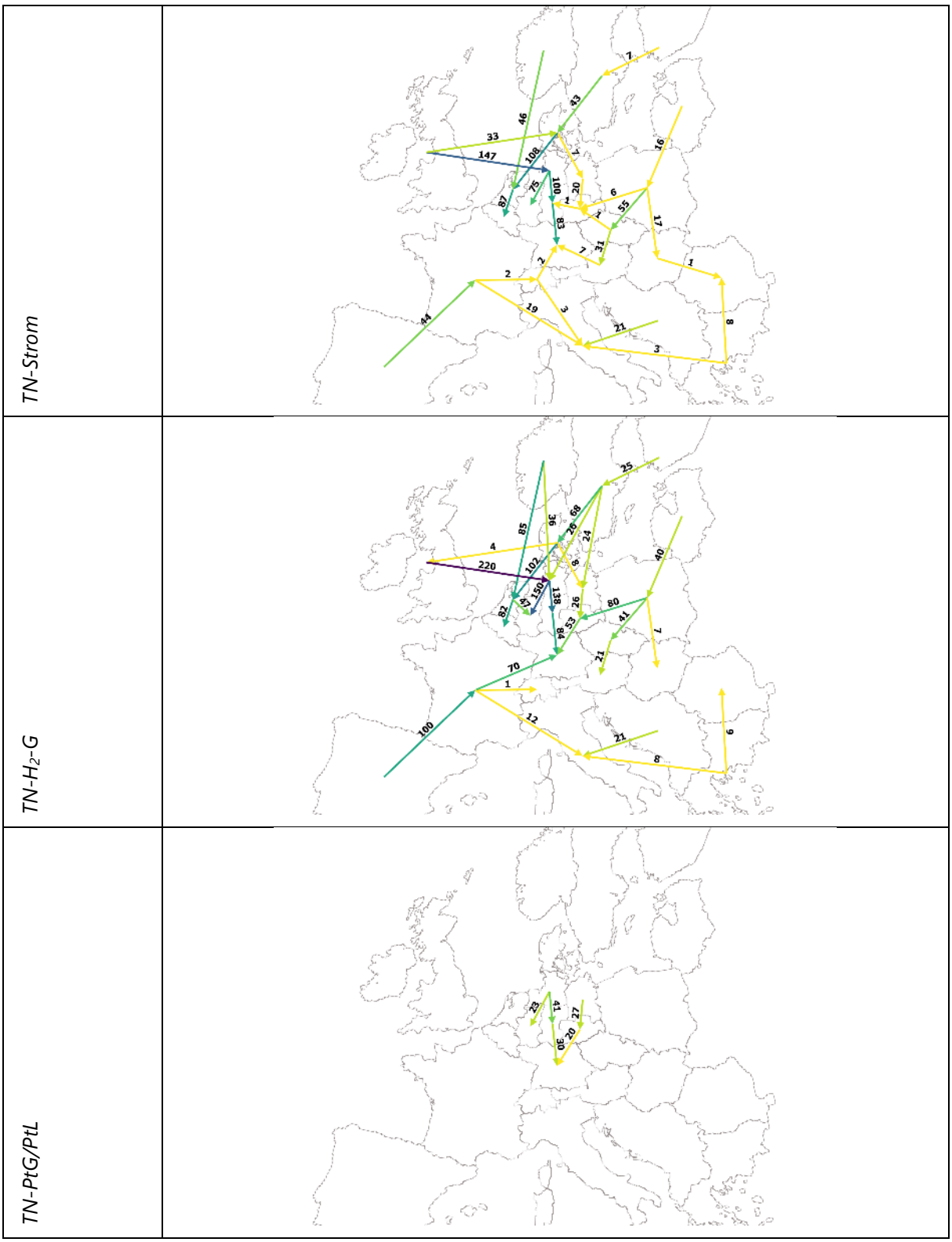
Weiterhin entstehen sehr starke Anbindungen an die iberische Halbinsel auf der europäischen Süd-Achse sowie zum Vereinigten Königreich und zu den nordischen Ländern (Nord-Achse). Allgemein lässt sich hervorheben, dass der europäische Stromhandel auf sehr starken Süd-Nord-Korridoren stattfindet. Hintergrund ist die Versorgung mit erneuerbarem Strom durch Photovoltaik und CSP (eher aus dem Süden) und Wind an Land und auf See (eher aus dem Norden), welche sich in Bezug auf intertemporäre Erzeugungsunterschiede (Tag-Nacht sowie intersaisonal) gegenseitig ergänzen. Speziell für Deutschland gilt, dass große Mengen an Importen von Strom stattfinden.

Innerhalb der Bundesrepublik entstehen ebenfalls starke Süd-Nord-Verbindungen, weil die Großerzeugung tendenziell eher im Norden stattfindet und der Strom nach Süden transportiert werden muss.

Allgemein ist die sehr hohe Wichtigkeit des innerdeutschen Stromhandels (Offshorezone-Nord-Süd) hervorzuheben, sowie die ebenfalls sehr hohe Wichtigkeit einer ausreichend guten europäischen Netzanbindung auf der Süd- sowie Nordachse. Der Ausbau der Übertragungskapazität des europäischen Stromnetzes ist diesbezüglich in allen Szenarien ein sehr wichtiges Element.

Wasserstoffflüsse und Wasserstoffhandel

Abbildung 31: Nettowasserstoffhandelsflüsse in 2050 per Szenario (TWh)



Quelle: Eigene Darstellung.

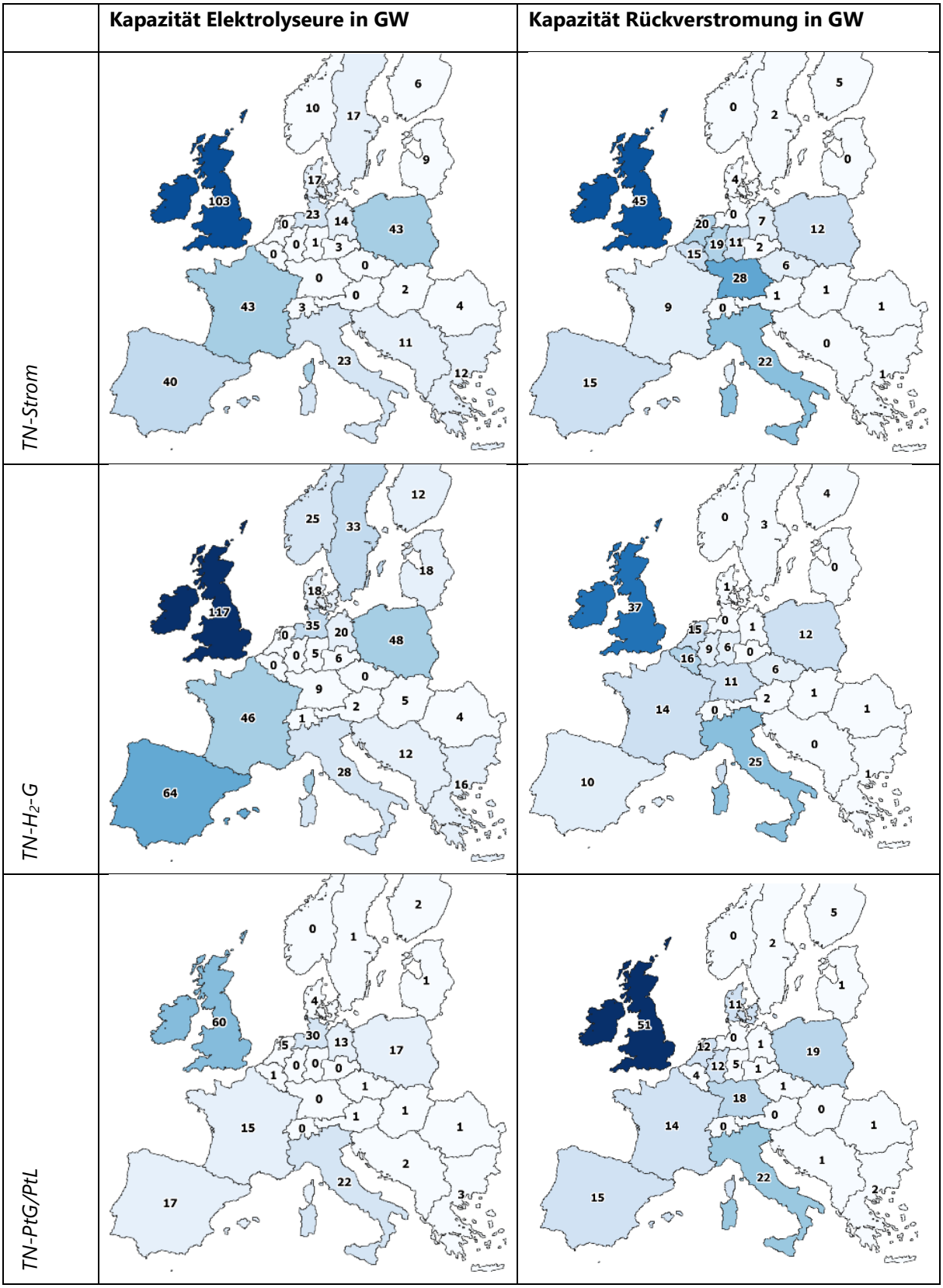
In den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* findet neben einem umfangreichen Stromhandel auch ein umfangreicher Wasserstoffhandel statt; im Szenario *TN-PtG/PtL* ist nur ein innerdeutscher "Wasserstoffhandel" zugelassen.

In allen drei Szenarien entsteht ein deutscher Nord-nach-Süd Wasserstofftransport (siehe dazu auch nachfolgend die Standorte der Elektrolyseure). Im Szenario *TN-PtG/PtL* sind die Handelsflüsse relativ gering (23 TWh bis 41 TWh zwischen den innerdeutschen Regionen), im Szenario *TN-Strom* werden Werte zwischen 75 TWh und 100 TWh, und im *TN-H_2-G* werden sogar Spitzen von bis zu 150 TWh erreicht.

Der europäische Wasserstoffhandel komplettiert den innerdeutschen Wasserstoffhandel in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G*: Zentraleuropa und Deutschland importieren große Mengen aus den Exportländern Vereinigtes Königreich, Spanien und Skandinavien.

Um die nötigen starken Anbindungen an die europäischen Nachbarländer zu schaffen, sollte frühzeitig sichergestellt werden, dass die entsprechenden Wasserstofftransportkapazitäten entstehen; dies kann sowohl durch Pipelineneubau, als auch durch Umwidmung bestehender Gaspipelines erfolgen (siehe dazu den Sektorbericht Gas).

Abbildung 32: Kapazität der Wasserstoffelektrolyseure und -rückverstromung in 2050 per Szenario (TWh)



Quelle: Eigene Darstellung.

Kapazitäten zur Elektrolyse/Elektrolyseure entstehen bis 2050 in beinahe allen europäischen Ländern; sie entstehen besonders dort, wo günstige und große Potenziale an erneuerbaren Energien verfügbar sind. Dies betrifft flächenreiche Länder im Süden (Photovoltaik und CSP) und Atlantikanrainerstaaten inklusive Nord- und Ostseestaaten (Wind auf See). In allen Szenarien entstehen die höchsten Kapazitäten im Vereinigten Königreich (60 GW im Szenario *TN-PtG/PtL*, 103 GW im Szenario *TN-Strom* und 117 GW im Szenario *TN-H_2-G*) gefolgt von Spanien (17 GW, 40 GW bzw. 64 GW). In Frankreich und Polen entstehen ebenfalls, wenn auch in geringerem Umfang, Elektrolyseure. Im Szenario *TN-H_2-G* und etwas weniger im Szenario *TN-Strom* entstehen zusätzlich zu dem genannten Ausbau noch weitere Elektrolyseuskapazitäten in den skandinavischen Ländern.

Innerhalb Deutschlands entstehen Elektrolyseure vor allem an der Nordseeküste und, wenngleich etwas weniger, an der Ostseeküste (hohe Verfügbarkeit von Strom durch Wind auf See). Die Kapazitäten summieren sich je nach Szenario auf zwischen 23 GW *(TN-Strom)* und 35 GW *(TN-H_2-G)* in der Region DE 1 (Nordwestdeutschland/Küste) sowie zwischen 13 GW *(TN-PtG/PtL)* und 20 GW *(TN-H_2-G)* in der Region DE 2 (Nordostdeutschland/Küste). Im *TN-H_2-G* entstehen sogar in der Region DE 6 (Süddeutschland/BW-BY) 9 GW an Elektrolyseuren.

Bezüglich der Wasserstoffrückverstromung wird ersichtlich, dass grundsätzlich auch dort, wo Wasserstoff hergestellt wird, eine Rückverstromung stattfindet; jedoch nicht in gleicher Menge. Die geringere Wasserstoffrückverstromung in den meisten großen Erzeugungsgebieten führt zu einem Export aus eben diesen in andere Regionen. Große Kapazitäten zur Wasserstoffrückverstromung entstehen bis 2050 im Vereinigten Königreich (37 GW im Szenario *TN-H_2-G* bis 51 GW im Szenario *TN-PtG/PtL*) und Spanien (10 GW im Szenario *TN-H_2-G* bis 15 GW im Szenario *TN-Strom*). Auch in Italien entstehen größere Kapazitäten an Wasserstoffrückverstromung (22-25 GW je nach Szenario), was an den besonderen Herausforderungen des Energiesystems des Landes liegt[10].

Innerhalb Deutschlands entstehen große Kapazitäten zur Rückverstromung im Süden und Westen, also dort wo große Energienachfragen bei gleichzeitig räumlich und/oder begrenzten Ausbaukapazitäten für erneuerbare Energien (Wind an Land und Photovoltaik) vorkommen. Die Kapazitäten reichen in der Region DE 6 (Süddeutschland/BW-BY) von 11 GW *(TN-H_2-G)* bis 28 GW *(TN-Strom)*; in DE 3 (Westdeutschland) von 9 GW *(TN-H_2-G)* bis 19 GW *(TN-Strom)*.

Die allgemein etwas niedrigeren Rückverstromungskapazitäten im Szenario *TN-H_2-G* im Vergleich mit den anderen beiden Szenarien liegen darin begründet, dass in ersterem der Wasserstoff vorrangig direkt in den Nachfragesektoren eingesetzt wird und Rückverstromung aufgrund des etwas höheren Wasserstoffpreises weniger eingesetzt wird.

In der Gesamtschau lässt sich festhalten, dass ein europäisches Wasserstoffsystem und -handel entsteht, wo dies dem Modell zugelassen ist; insbesondere entstehen starke Anbindungen an das Vereinigte Königreich und nach Spanien und teilweise auch nach Skandinavien. Deutschland wird zum Wasserstoffimporteur von in Europa erzeugtem Wasserstoff. Innerhalb Deutschlands gibt es einen Wasserstoffhandel vom Norden (Erzeugung) in den Süden (Verbrauch bzw. Rückverstromung).

3.2.4.4 Exkurs: Wasserstoff-Import aus MENA

Die Regionen und Länder in Nordafrika und dem Mittleren Osten ("MENA" für *Middle East, North Africa*) haben exzellente Potenziale für erneuerbare Energien, speziell für solarbasierte Technologien wie Photovoltaik und CSP, aber durchaus auch für Wind.

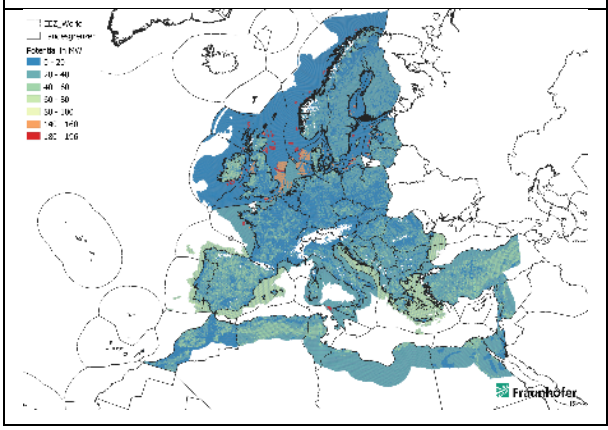
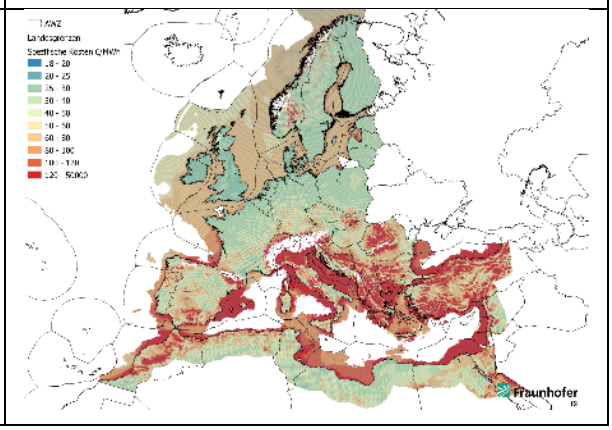
In der vorliegenden Analyse wurde ein Mittelmeerküstenstreifen von 250 km Breite (maximale Distanz zur Küste) betrachtet. Dies hat mehrere Gründe. Die besiedelte Fläche in MENA konzentriert sich beinahe

[10] Vgl. Kapitel 3.2.1.1. und insb. den Kommentar zum Energiesystem in Italien (mittlere EE-Ressourcenpotenziale, europäische Netzanbindung und geographische Gegebenheiten). Aus diesen Gründen ist Italien auf im Vergleich relativ große Kapazitäten zur direkten Stromspeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff angewiesen.

exklusiv auf die Küstenstreifen am Mittelmeer sowie des Nils. Somit existiert dort beispielsweise auch eine grundlegende nötige Infrastruktur (Elektrizitätsnetz, Wassernetz, Straßennetz, usw.).

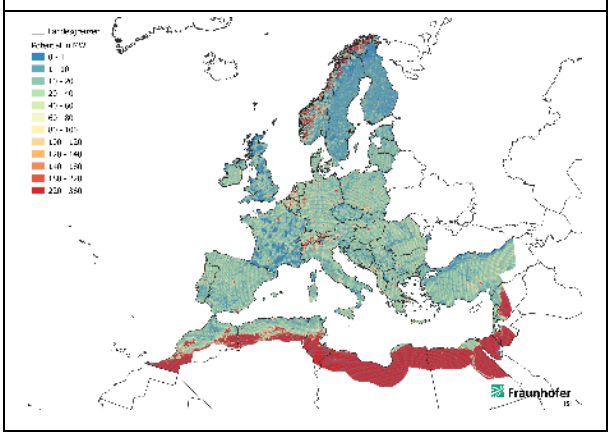
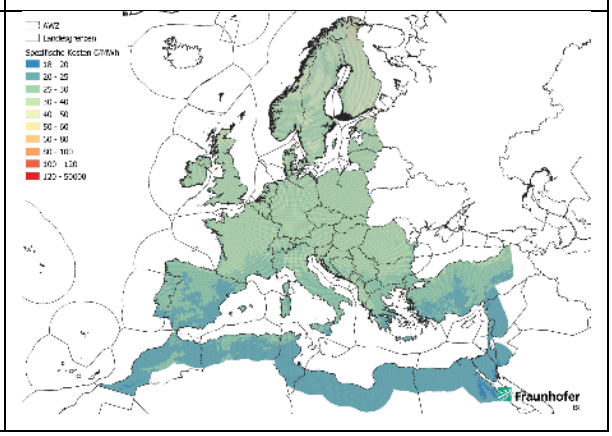
Nachfolgend dargestellt sind Potenziale für das Jahr 2050 (links) als zur Verfügung stehende Leistung in MW pro Enertile-Kachel sowie die damit korrespondierenden spezifischen Kosten (rechts) in €/MWh. Abbildung 26 zeigt hierbei Wind-, Abbildung 27 Photovoltaikdaten[11].

Abbildung 33: Leistung und spezifische Kosten für Wind in MENA und Europa.

Potenziale Wind (2050): Leistung pro Kachel	Potenziale Wind (2050): Spezifische Kosten 2050
	

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 34: Leistung und spezifische Kosten für Photovoltaik in MENA und Europa.

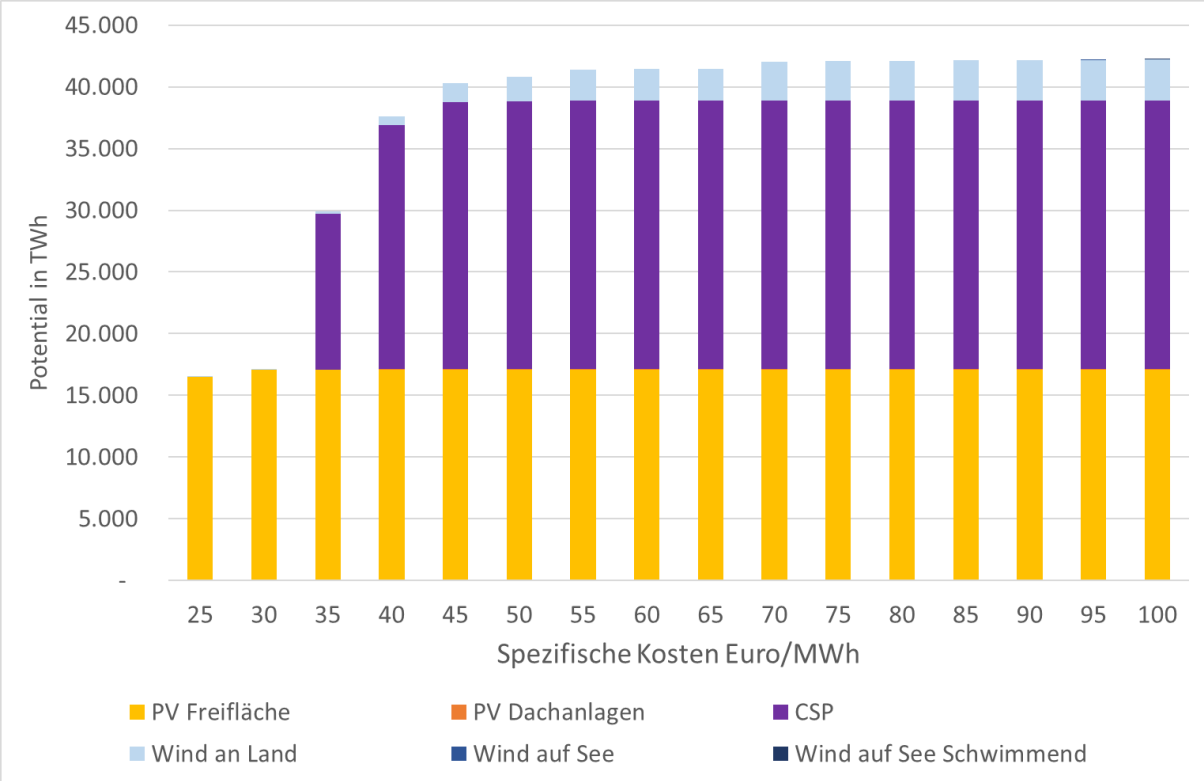
Potenziale PV (2050): Leistung pro Kachel (alle PV)	Potenziale PV (2050): Spezifische Kosten 2050 (PV Freifläche)
	

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Quantifizierung der Potenziale und spezifischen Kosten für Wind an Land sowie Photovoltaik (Freifläche und Dachfläche) wird deutlich, dass MENA enorm hohes Erneuerbare Energien Potenzial auf sehr großen Flächen und zu geringen Kosten hat. In Kombination ergeben sich große EE-Erschließungs- und EE-Entwicklungsmöglichkeiten. Rein theoretisch hätte die betrachtete Küstenregion in MENA alleine durchaus die Ressourcen, um den gesamten Energiebedarf der EU in 2050 zu decken.

[11] Für Photovoltaik wurden in der Abbildung die Potenziale für Freiflächen- und Dachflächenphotovoltaikanlagen gemeinsam dargestellt, da diese auf sich gegenseitig ausschließenden Flächen beruhen und somit keine direkte Flächenkonkurrenz entsteht; die spezifischen Kosten wurden nur für Freiflächenphotovoltaik farblich ausgewiesen; sämtliche Analysen wurden hingegen trennscharf nach Freifläche und Dachfläche separat durchgeführt.

Abbildung 35: Potenziale in MENA und deren spezifische Kosten (2050).

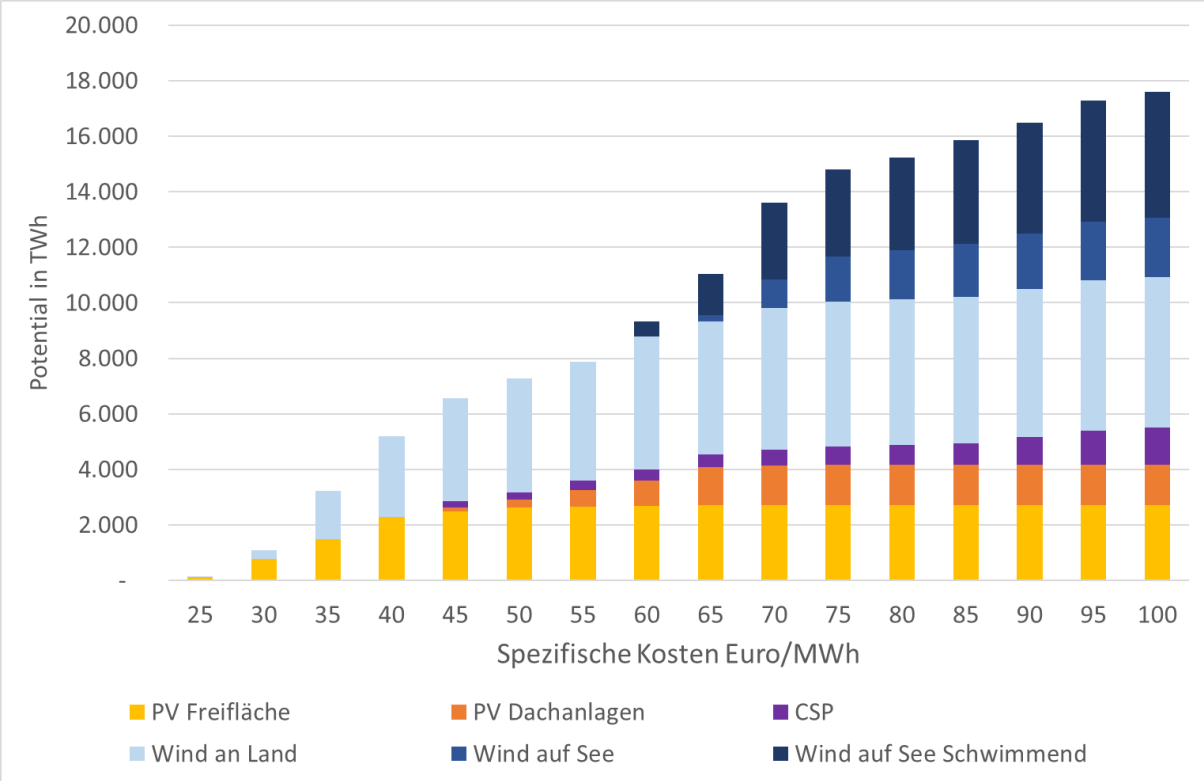


Quelle: Eigene Darstellung.

Aus der Perspektive der Kostenbetrachtung heraus gibt es bereits bei bis zu 25 €/MWh spezifischen Kosten ein Potential in Höhe von mehr als 15.000 TWh. Bei bis zu 35 €/MWh verdoppelt sich dies knapp auf 30.000 TWh und bei 40 €/MWh stünden schließlich bis zu 37.500 TWh zur Verfügung. Ab diesen spezifischen Kosten, die bis dato durch Photovoltaik und CSP gedeckt werden, kommt Wind hinzu. Zum Vergleich: In Europa stehen bei spezifischen Kosten von 40 €/MWh nur knapp über 5.000 TWh aus Wind an Land und Photovoltaik zur Verfügung.

In der Detailbetrachtung der Technologien sticht insbesondere die Freiflächenphotovoltaik in MENA als ganz besonders kostengünstig hervor. Während in Europa durchaus geringe Kosten für diese Technologie anfallen und sich auf Werte unter 40 €/MWh in guten Potenzialgebieten belaufen, "unterbietet" MENA dies noch einmal sehr klar mit Werten unter 20 €/MWh in den besten Potenzialstufen.

Abbildung 36: Potenziale in Europa und deren spezifische Kosten (2050).



Quelle: Eigene Darstellung.

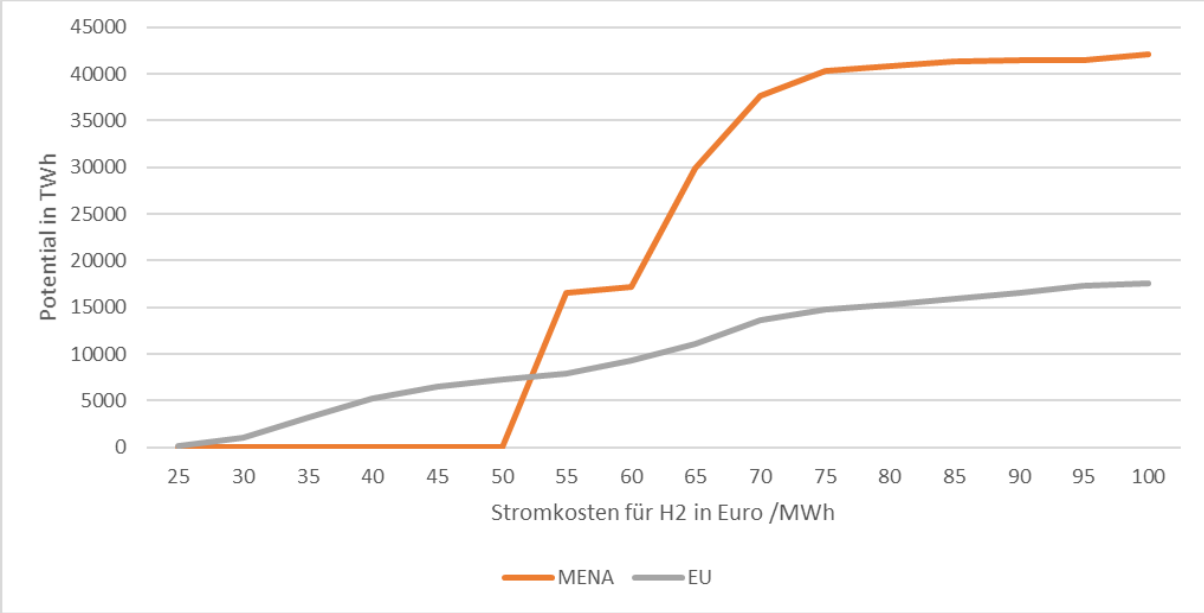
Bei einer europaweiten Stromerzeugung im Jahr 2050 in Höhe von ca. 6.600 TWh (Szenario *TN-H_2-G*, Maximum aller Szenarien) würden europäische Potenziale ausgenutzt bis zu spezifischen Kosten von knapp über 45 €/MWh. In diesem Mix wären Wind an Land, Photovoltaik und CSP vorhanden.

Im Szenario *TN-H_2-G* wurde gemäß den Szenariospezifikationen und mit dem Ziel der Vergleichbarkeit der Szenarien untereinander nur der deutsche, nicht jedoch der europäische Wasserstoffbedarf variiert. Wenn man aber den deutschen Wasserstoffbedarf aus dem Szenario *TN-H_2-G* auf ganz Europa interpoliert ("all-H2 Europe"), kommt man auf einen europäischen Gesamtstrombedarf von ca. 10.000 TWh (+ 3.400 TWh im Vergleich zu dem Szenario *TN-H_2-G*). Somit ergeben sich für "all-H2 Europe" spezifische Kosten von zwischen 60 und 65 €/MWh (+15 bis 20 €/MWh).

Sowohl im ursprünglichen Wasserstoff-Szenario *(TN-H_2-G)* als auch im "all-H2 Europe" Szenario liegen die maximalen europäischen spezifischen Kosten leicht *(TN-H_2-G)* oder deutlich ("all-H2 Europe") über denen aus MENA. Eine Wasserstofferzeugung in MENA und dessen Transport nach Europa könnte somit eine wirtschaftliche Option sein, wenn die Transportkosten deutlich günstiger ausfallen als die hier angenommenen 30 €/MWh.

Angenommen wurden für die Modellierung sehr geringe Transportkosten von MENA nach Europa sowie die Inexistenz eines Zinsspreads der beiden Regionen. Explizit bedeutet dies, dass in MENA der gleiche volkswirtschaftliche Zins von 2 % gilt wie in der EU. Diese Annahmen haben den Hintergrund, dass die Modellergebnisse möglichst mathematisch vergleichbar sein sollen; sie sollen nicht die real existierenden, zwischen den EU und MENA differierenden Risikoländer- und Risiko-EE-Investitionsprofile darstellen. Die Ergebnisse sind somit als "sehr importfreundlich" anzusehen und stellen diesbezüglich sozusagen einen "Best Case" für den Import aus MENA nach Europa dar.

Abbildung 37: Vergleich der Potenziale in Europa und MENA, Stromkosten für Elektrolyse (2050).



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei sehr kleinen Stromkosten als Produktionsfaktor für Wasserstoff (konkret dargestellt werden in der Abbildung die Stromkosten je 1 MWh H_2) zunächst die besten europäischen Potenziale gehoben werden. Bei spezifischen Kosten von unter 50 €/MWh sind diese zunächst ohne Konkurrenz aus MENA (beispielsweise in Südeuropa werden durchaus spezifische Kosten von ca. 20 €/MWh für Photovoltaik erreicht; aber auch in Deutschland können mancherorts mit Wind an Land und Photovoltaik Werte von unter 50 €/MWh erreicht werden). Ab 50 €/MWh spezifischer Kosten wird Kostenparität zwischen Europa und MENA inkl. Transportkosten erreicht. Bei hohen und sehr hohen spezifischen Kosten kann MENA sehr große Mengen an Wasserstoff nach Europa liefern.

Unter den aktuellen Szenarioannahmen findet kein Import aus der MENA Region statt. Unter der Voraussetzung, dass Gesamteuropa einen Wasserstoffeinsatz analog zum Wasserstoffeinsatz in Deutschland im Szenario *TN-H_2-G* verfolgt, und in der Konsequenz die Nachfragemenge an Strom europaweit sehr stark steigt, könnten spezifische europäische Kosten von bis zu 65 €/MWh in 2050 entstehen, womit ein Wasserstoffimport aus MENA Teil des Modelllösungsraums werden könnte.

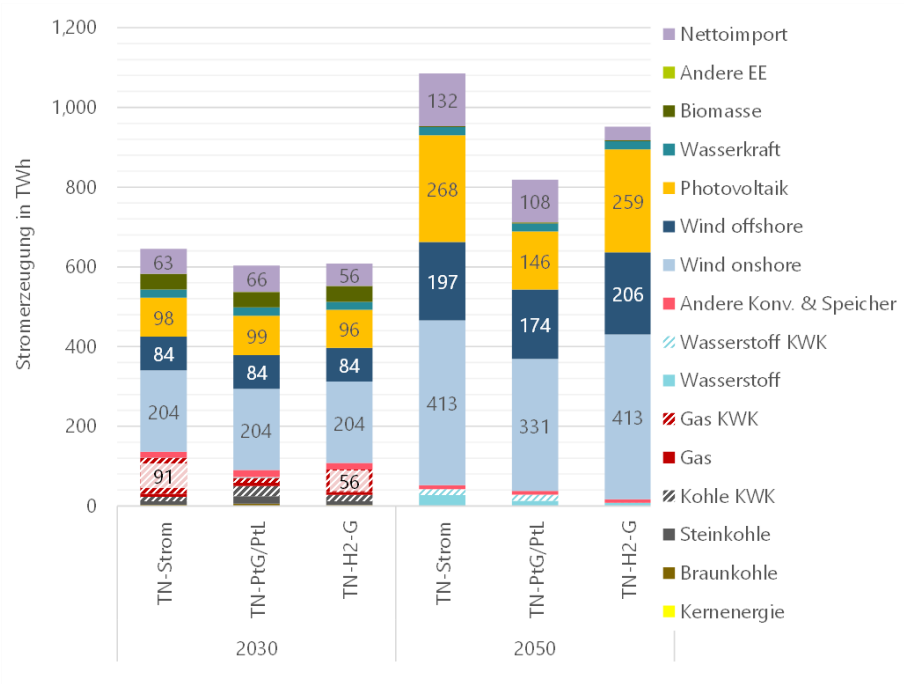
Alternativ zur rein mathematischen Lösung können auch andere Faktoren zu einem Import von Wasserstoff aus MENA führen. Zunächst sei die allgemeine Flächenkonkurrenz um Hochpotenzialregionen oder die gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien genannt, welche deren Ausbau bremsen könnten und somit einen Wasserstoffimport nötig machen würden. Weiterhin kann der Import von Wasserstoff aus MENA auch aus entwicklungspolitischer Sicht eine interessante Option für die europäische Außen-, Wirtschafts- und Sicherheitspolitik sein.

3.3 Fazit für den Sektor Energieangebot

Stromsektor

Da sich die Option der Dekarbonisierung über Stromnutzung in einigen Anwendungen robust durchsetzt, steigt der Strombedarf bis 2050 in allen Szenarien deutlich an. Im Szenario *TN-Strom* liegt die Nettostromerzeugung inkl. Nettostromimporte bei etwas oberhalb von 1.050 TWh. Im Szenario *TN-PtG/PtL* fällt sie mit ca. 800 TWh deutlich niedriger aus. In Bezug auf die Erzeugungsmenge ist Windenergie an Land in allen drei Szenarien die wichtigste Technologie in Deutschland, gefolgt von PV und der Windenergie auf See. Die Potentiale der Technologien an Land werden insbesondere im Szenario *TN-Strom* und dem Szenario *TN-H_2-G* sehr weit ausgeschöpft. Es sei hier erwähnt, dass für das Jahr 2050 eine minimale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 900 TWh in den Szenarien *TN-Strom* und *TN-H_2-G* vorgegeben ist. Im Szenario *TN-PtG/PtL* sind es 650 TWh. Ohne diese Vorgabe würde Deutschland größere Mengen Strom importieren. Die größten Stromimporte finden hier im Szenario *TN-Strom* mit 132 TWh und im Szenario *TN-PtG/PtL* mit 108 statt. Weitere wichtige Vorgaben in diesem Szenario sind eine minimale installierte Leistung von Windenergie auf See von 20 GW im Jahre 2030 und 40 GW im Jahr 2040. Zusätzlich gilt ab 2030 ein Minimalziel von 100 GW PV. Ebenso vorgegeben sind die Ausbauziele von mind. 5 GW (2030) bzw. 10 GW (2040) Elektrolyse. Es wird deutlich erkennbar, dass 2050 selbst im Szenario *TN-PtG/PtL* kein Methan in der Stromerzeugung eingesetzt wird. Wasserstoff ist in diesem Fall der günstigere Energieträger, um in wenigen Stunden mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien Leistung bereit zu stellen.

Abbildung 38: Stromerzeugung in Deutschland



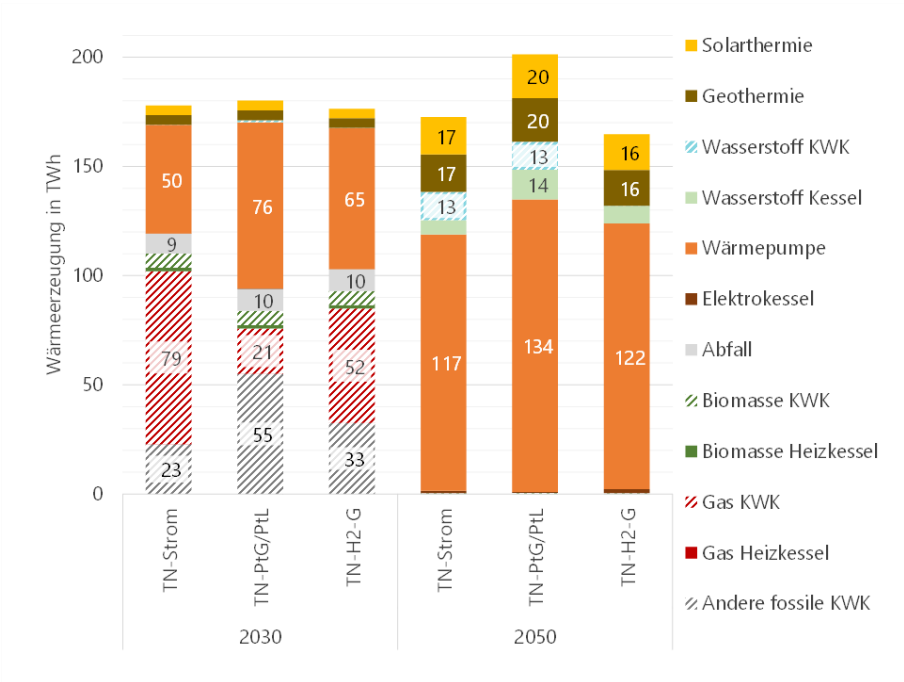
Quelle: Eigene Darstellung.

Insgesamt entsteht in diesem Szenario ein sehr hoher Ausbaubedarf für erneuerbare Energien, der auch mit einem entsprechenden Flächendruck einhergeht.

Wärmenetze

Neben dem Stromsystem durchlaufen auch die Wärmenetze eine grundsätzliche Transformation. Großwärmepumpen stellen in allen drei Szenarien einen Großteil der Energie in 2050 bereit. Sie sind in der Modellierung hier als Luftwärmepumpen modelliert, deren Wirkungsgrad von Außentemperaturen abhängt. In der Realität könnte sich lokal durch andere Wärmequellen wie Flüsse oder Abwärme der Wirkungsgrad noch erhöhen. Da die Industrie in den Szenarien eine grundsätzliche Transformation durchläuft, wurde hier auf eine Integration der industriellen Abwärme für die Deckung der Wärmenachfrage verzichtet. Ähnliches gilt für Müllverbrennung, die in Bezug auf Leistung und Kosten bilanziert wird. Aber aufgrund des Energiebedarfes der eingesetzten CO_2 Abscheidung im Jahr 2050 haben wir im Sinne der Vorsicht auf die Bilanzierung eines Beitrages zur Wärmeproduktion verzichtet. In den Szenarien *TN-Strom*, *TN-H_2-G* und *TN-PtG/PtL* nimmt die energetische Rolle der KWK bis 2050 deutlich ab. In den Szenarien *TN-Strom* und *TN-PtG/PtL* erzeugt die Wasserstoff KWK ca. 13 TWh, im Szenario *TN-H_2-G* wird sie nicht Teil des Technologiemixes. Wasserstoff-Kessel dienen in allen Szenarien zur Abdeckung der Spitzenlast in Zeiten mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien im Stromsystem. Der Ausbau der Geothermie und Solarthermie wurde hier auf Basis einer Potentialanalyse exogen vorgegeben. Hier nicht abgebildet ist die große Bedeutung von Wärmespeichern in allen Szenarien. Hier findet ein deutlicher Ausbau statt, um auf die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien zu reagieren.

Abbildung 39: Deckung der Wärmenachfrage in Wärmenetzen



Quelle: Eigene Darstellung.

Wasserstoffsystem

In allen Szenarien wird Wasserstoff im geringen Umfang im Stromsystem als Back-up eingesetzt. Je nach Szenario bestehen zusätzliche Wasserstoffbedarfe aus den übrigen Sektoren wie Industrie und Verkehr und ggf. den Gebäuden. In unserer Modellierung kann Wasserstoff sowohl in Deutschland erzeugt als auch aus Europa und anderen Regionen der Welt z.B. der MENA Region importiert werden. Im Szenario *TN-Strom* werden 170 TWh aus Europa nach Deutschland importiert. Im Szenario *TN-H_2-G* sind dies 510 TWh. Ein Import aus anderen Regionen der Welt ist in der Parametrierung der Szenarien nicht konkurrenzfähig. Die Potentiale erneuerbarer Energien in Europa werden in unseren Szenarien hoch ausgeschöpft. Wenn in Europa eine derartige Flächennutzung nicht möglich ist und die unsicheren Transportkosten für Wasserstoff geringer ausfallen, könnte ein Import von Wasserstoff aus anderen Regionen der Welt konkurrenzfähig sein. Regional sind im Stromsystem Erzeugung und Rückverstromung unterschiedlich verteilt. Die Elektrolyse steht in Deutschland in allen Szenarien schwerpunktmäßig im Norden. In Europa steht ein Großteil der Leistung auf den britischen Inseln und in Nordeuropa bzw. der iberischen Halbinsel. Die Rückverstromung von Wasserstoff findet in Deutschland verstärkt im Westen und Süden statt.

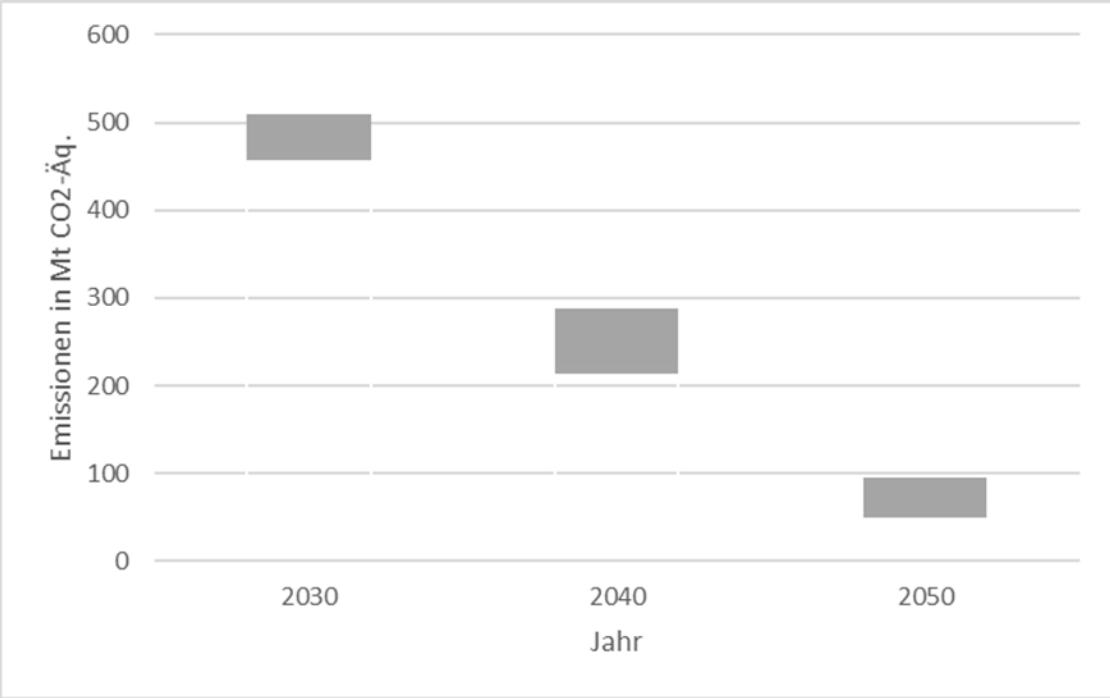
Sektorkopplung

Das Modell Enertile löst den Einsatz von Technologien im Stromsystem, dem Wärmesystem und dem Wasserstoffsystem stundenscharf auf. In der Modellierung findet eine marktgetriebene sehr effiziente Sektorkopplung statt. Letztlich orientieren sich Technologiewahl und Einsatz sehr stark an den Schwankungen der Stromerzeugung erneuerbare Energien. Durch den überregionalen Stromhandel, die Aufnahme von Strom in den Wärmenetzen inkl. Wärmespeicher und Wasserstoff als Backup werden keine weiteren Stromspeicher in Deutschland zugebaut. Diese Lösung zeigt das enorme Potential für die Integration erneuerbarer Energien, wenn eine effiziente Regulierung inkl. der technischen Voraussetzungen für die Sektorkopplung geschaffen werden kann.

3.4 Exkurs. Klimaneutralität bis 2045 als Konsequenz des Urteils des Bundesverfassungsgerichtes vom März 2021

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Bandbreite der Szenarien (alle Emissionen/alle Sektoren). Die dargestellten Werte enthalten zusätzliche Sicherheitsbandbreiten nach oben und unten, die aus der Landwirtschaft und -nutzung stammen. Die Emissionsentwicklung ist in allen Szenarien vergleichbar. Es kommt bis 2030 in allen Szenarien zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mehr als 60 % gegenüber 1990 inkl. internationalem Luftverkehr. Bis 2050 sinken die Emissionen in die Größenordnung von 70 Mt. Diese Restemissionen müssen durch negative Emissionen kompensiert werden. Dies kann z.B. durch weitere Veränderungen in der Landnutzung oder CO_2 Abscheidung aus der Luft geschehen. Angesichts des erheblichen Aufwands, der in diesen Szenarien zur Absenkung der Emissionen notwendig ist, wird deutlich, dass das Thema negativer Emissionen für eine echte Treibhausgasneutralität auch für Deutschland frühzeitig angegangen werden muss.

Abbildung 40: Emissionen der Szenarien (Bandbreite)



Quelle: Eigene Darstellung.

Am 24. März 2021 urteilte das Bundesverfassungsgericht, dass die bis dato aktuellen Anstrengungen zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 nicht ausreichend sind; zentrales Argument der Verfassungsrichter ist, dass die Anstrengungen mit der Dekarbonisierung der Wirtschaft und des gesellschaftlichen Lebens zusammenhängen, gleichmäßig auf die verschiedenen Jahre verteilt werden müssen, um Generationengerechtigkeit zu wahren. Dies sahen sie als nicht gegeben an, da ein Großteil der Anstrengungen der deutschen Dekarbonisierung auf die Zeit nach 2030 verlagert wurde.

Als Reaktion hierauf hat die Politik die Klimamaßnahmen und -gesetze verschärft. Klimaneutralität soll nun bis 2045 erreicht werden. Außerdem wurden neue Zwischenziele und Sektorziele definiert. Diese sind in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Dies liegt daran, dass die Modellierung im März 2021 bereits weitgehend abgeschlossen war. Dennoch haben das Konsortium und Fraunhofer ISI die Ergebnisse auf den "Klimaprüfstand" gestellt; konkret wurde untersucht, ob und wie die vorliegenden Szenarien auch eine Klimaneutralität im Jahr 2045, also 5 Jahre früher, erreichen könnten. Dies ist kein einfaches Unterfangen, da Modellierungen auf komplexen Rechenschritten basieren und spätere Jahre von früheren Jahren abhängen; Pfadabhängigkeiten entstehen überall dort, wo Erzeugungskapazität oder Infrastruktur entsteht. Es ist somit nicht damit getan, einfach die Anstrengungen der letzten 5 Jahre "vorzuziehen".

Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass einzig das Szenario *TN-Strom* die Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040 erreicht. Die Zielerreichung für das Jahr 2045 ist in allen Szenarien durch eine starke Beschleunigung der Entwicklung in der letzten Dekade möglich. Also ein Vorziehen des Zustandes von 2050 auf 2045.

4 Zusammenfassung der Erkenntnisse und Implikationen

Das Projekt "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3" zeigt drei techno-ökonomische Pfade zur kompletten Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland bis 2050 auf. Die Dekarbonisierungspfade basieren jeweils auf einem modellierten Szenario, welches sich durch den Hauptenergieträger von den anderen Szenarien unterscheidet: treibhausgasneutral erzeugter, erneuerbarer Strom (Szenario *TN-Strom*), grüner Wasserstoff (Szenario *TN-H_2-G*) und treibhausgasneutrale synthetische Kohlenwasserstoffe (PtG/PtL) (Szenario *TN-PtG/PtL*).

Szenarioübergreifende Erkenntnisse

Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien ist zentral und zählt zu den wichtigsten Erkenntnissen über alle Szenarien hinweg: Obwohl der Gesamtenergiebedarf der Bundesrepublik im Zeitverlauf durch Effizienzgewinne leicht rückläufig ist, werden in großem Stil fossile Brennstoffe durch direktelektrische Anwendungen, Wasserstoff oder synthetische Kohlenwasserstoffe ersetzt. Letztere beide werden mit großen Mengen an erneuerbarem Strom erzeugt. Dadurch steigt insgesamt die Nachfrage nach erneuerbarem Strom sehr deutlich an. Eine auf Wasserstoff oder synthetischen Kohlenstoffen basierende Wirtschaft hat dabei einen nochmals höheren Bedarf an erneuerbarem Strom.

Für Deutschland ergeben sich direkte Handlungsaufträge:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere an Land (Wind an Land aber auch Freiflächenphotovoltaik), sollten zu den absoluten Politik-Prioritäten zählen. Wind auf See stellt eine attraktive und komplementäre Lösung zum Ausbau an Land dar, wenn genügend Übertragungsnetze (Nord-Süd) zur Verfügung stehen, die Flächenkonkurrenz an Land zu groß für einen massiven Ausbau der Energie an Land wird, oder wenn gesellschaftliche Akzeptanz diesen Ausbau an Land erschwert. In jedem Fall ist Wind auf See inkl. der Kosten für den Netzanschluss teurer als die erneuerbaren Energien an Land.

Weiterhin ist festzuhalten, dass Deutschland seinen Strom- und Energiebedarf nicht ausschließlich national erzeugt decken kann und deswegen auf große Importmengen angewiesen sein wird: Das deutsche Stromsystem wird von Wind an Land und Photovoltaik dominiert sein. Aus diesem Grund ergeben sich große Importbedarfe im Winter (geringe Erzeugung durch Photovoltaik und schwankende Erzeugung von Wind) und zu Nachtzeiten im Sommer (keine Erzeugung von Photovoltaik). Auch Wasserstoff wird in relevanten Mengen importiert werden. Quelle der Strom- und Energieimporte ist Europa. Aus MENA findet robust über alle Szenarien hinweg kein Import statt (die günstigere Erzeugung in MENA wird durch die Transportkosten relativiert). Hinzuweisen ist an dieser Stelle auf möglicherweise zukünftig entstehende Flächenkonkurrenzen in der Landnutzung, Ablehnung eines sehr starken Ausbaus der erneuerbaren Energien durch Teile der Bevölkerung sowie Unsicherheiten der Potenzialerschließung, welche ggf. Einfluss auf dieses Studienergebnis haben kann. Eine vertiefte europäische Energiekooperation inklusive der zeitnahen Schaffung der nötigen grenzüberschreitenden Infrastruktur ist in jedem Fall eine robust vorteilhafte Strategie für Deutschland.

Im Bereich Wärme ist über die Szenarien hinweg ersichtlich, dass die zentrale Wärmebereitstellung durch Wärmenetze zu den ökonomisch attraktivsten Optionen gehört. Ein Ausbau hiervon, wo geographisch möglich, sollte vorangetrieben werden. Die Wärmepumpe wird dabei sowohl in der zentralen als auch dezentralen (in Gebäuden) Wärmebereitstellung zur dominanten Technologie. Frühe politische Weichenstellungen für die entsprechende Umrüstung sind vorteilhaft.

Ferner wird, ebenfalls in allen Szenarien, deutlich, dass das deutsche (und europäische) Energiesystem mit einem relativ geringen Anteil an direktelektrischen Speichern und speicherbaren erneuerbaren Energien auskommt. Die Politik kann sich somit größtenteils auf einen kostenoptimierten Ausbau der günstigsten erneuerbaren Energie konzentrieren, wenn die Voraussetzungen für die Sektorkopplung geschaffen werden. Dazu gehört die Verknüpfung der Bereiche „Strom>Wärme“, „Strom>Wasserstoff“ und „Wasserstoff>Strom“.

Szenariospezifische Erkenntnisse

Neben allgemeinen Erkenntnissen, die zu sogenannten allgemeingültigen ("No Regret") Empfehlungen führen können, lassen sich auch eine Reihe an szenariospezifischen Erkenntnissen aus den Ergebnissen ableiten.

Für eine Reihe von Sektoren ist zu entscheiden, ob sie strombasiert oder brennstoffbasiert (Wasserstoff oder PtG/PtL) dekarbonisert werden sollen. Diese Richtungsentscheidungen können nicht ausschließlich den Marktteilnehmern überlassen werden, da die nötige Energieversorgung von einzelnen Wirtschaftsakteuren nicht erreicht werden kann und überdies eine wirtschafts- und gesellschaftsweite Koordination nötig ist, was Primat der Politik ist. Da eine Umstellung, unabhängig von ihrer Art, sehr zeit- und kapitalintensiv ist, ist hierfür eine rasche Politik-Richtungsentscheidung notwendig. Erst nach einer solchen Entscheidung können private Akteure ihre Ressourcen optimal mobilisieren.

Im Szenariovergleich wird ersichtlich, dass die Kosten der Dekarbonisierung von deren Pfad abhängen: Eine überwiegend strombasierte Dekarbonisierung ist vergleichsweise am günstigsten (u.a. hohe Effizienzen, keine Umwandlung zwischen Energieträgern), der Dekarbonisierungspfad mit Wasserstoff ist teurer und basierend auf synthetischen Kohlenwasserstoffen am teuersten. Aus der Perspektive der Energieträger wird deutlich, dass erneuerbarer Strom in allen Szenarien der absolute "Dreh- und Angelpunkt" der Energiewende darstellt, gefolgt von Wasserstoff, welcher ebenfalls szenarioübergreifend sehr relevant ist. Einzig synthetische Kohlenwasserstoffe sind szenariospezifisch und finden nur im Szenario *TN-PtG/PtL* in größeren Mengen Einsatz.

Allgemein gilt, dass neben der Höhe auch die Art der Kosten unterschiedlich sind. Im Szenario *TN-Strom* geht ein Großteil hiervon in Bestandsanlagen, Infrastrukturen und private Wertgegenstände, wohingegen in den Szenarien *TN-H_2-G* und *TN-PtG/PtL* ein Großteil der Investitionen in variable Brennstoffkosten geht. Kurzum, entweder wird in Bestandsgüter *(TN-Strom)* oder in Brennstoff *(TN-H2-G* und *TN-PtG/PtL)* investiert. Das Szenario *TN-Strom* führt allgemein zu einer höheren Wertigkeit der Güter und Anlagen in Deutschland und Europa.

Abschließende Kommentare

Es gilt im Szenariovergleich, dass die Investitionen für alle Dekarboniserungspfade sehr groß sind und sowohl die öffentliche Hand als auch private Investoren sehr große Summen bewegen werden müssen. Um möglichst große Handlungs- und Planungssicherheit herzustellen, kann die Politik stabile Rahmenbedingungen definieren und diese transparent kommunizieren. Dazu gehört ausdrücklich *nicht*, dass einzelne Politikinstrumente "in Stein gemeißelt" sein müssen (keine Änderungen daran vorgenommen werden können), sondern dass es einen klaren Rahmen gibt und klare Ziele und Zielerreichungspfade aufgezeigt werden müssen, in dem sich einzelne Akteure dann marktkonform bewegen können. Anpassungen an einzelnen Elementen (z.B. Politikinstrumenten) können problemlos vorgenommen werden, wenn diese transparent und nachvollziehbar auf das Ziel ausgerichtet sind. In jedem Fall stehen in den nächsten wenigen Jahren viele Richtungsentscheidungen an, die die Politik vornehmen muss. Dazu zählt das Herbeiführen einer Entscheidung für den Dekarbonisierungspfad, den Deutschland bis vor Mitte des Jahrhunderts verfolgen wird.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modellverbund im Projekt 4
Abbildung 2: Energiefluss im Szenario TN-Strom 5
Abbildung 3: Energiefluss im Szenario TN-H_2-G 5
Abbildung 4: Energiefluss im Szenario TN-PtG/PtL 6
Abbildung 5: Verlauf der Energienachfrage bis 2050 je Szenario (inkl. stofflicher Nutzung) 8
Abbildung 6: Stromerzeugung in Europa. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050 10
Abbildung 7: Installierte Leistung in Europa. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050 11
Abbildung 8: Stromerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050 12
Abbildung 9: Installierte Leistung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050 13
Abbildung 10: Wärmeerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2030 und 2050 14
Abbildung 11: Wasserstofferzeugung und -nachfrage in Deutschland. Vergleich 2030 und 2050 per Szenarien. 15
Abbildung 12: Szenariovergleich (exemplarische Winterwoche): Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland. 16
Abbildung 13: Szenariovergleich (exemplarische Sommerwoche): Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland. 17
Abbildung 14: *TN-Strom*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland. 18
Abbildung 15: *TN-H_2-G*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland. 18
Abbildung 16: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Stromsystem in 2050 in Deutschland. 19
Abbildung 17: Szenariovergleich: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland. 20
Abbildung 18: TN-Strom: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland. 20
Abbildung 19: *TN-H_2-G*: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland. 21
Abbildung 20: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Wärmenetze in 2050 in Deutschland. 22
Abbildung 21: Szenariovergleich (exemplarische Winterwoche): Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland. 22
Abbildung 22: Szenariovergleich (exemplarische Sommerwoche): Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland. 23
Abbildung 23: *TN-Strom*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland. 24
Abbildung 24: *TN-H_2-G*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland. 24
Abbildung 25: *TN-PtG/PtL*: Dispatch Wasserstoff in 2050 in Deutschland. 25
Abbildung 26: Potenzialausnutzung Wind an Land und auf See in Europa in 2050 in den Szenarien. 27
Abbildung 27: Potenzialausnutzung Freiflächenphotovoltaik in Europa in 2050 in den Szenarien. 28
Abbildung 28: Potenzialausnutzung Dachflächenphotovoltaik in Europa in 2050 in den Szenarien. 29
Abbildung 29: Potenzialausnutzung CSP in Europa in 2050 in den Szenarien. 30

Abbildung 30: Nettostromhandelsflüsse in 2050 per Szenario (TWh) ... 31
Abbildung 31: Nettowasserstoffhandelsflüsse in 2050 per Szenario (TWh) ... 33
Abbildung 32: Kapazität der Wasserstoffelektrolyseure und -rückverstromung in 2050 per Szenario (TWh) ... 35
Abbildung 33: Leistung und spezifische Kosten für Wind in MENA und Europa. ... 37
Abbildung 34: Leistung und spezifische Kosten für Photovoltaik in MENA und Europa. ... 37
Abbildung 35: Potenziale in MENA und deren spezifische Kosten (2050). ... 38
Abbildung 36: Potenziale in Europa und deren spezifische Kosten (2050). ... 39
Abbildung 37: Vergleich der Potenziale in Europa und MENA, Stromkosten für Elektrolyse (2050). ... 40
Abbildung 38: Stromerzeugung in Deutschland ... 41
Abbildung 39: Deckung der Wärmenachfrage in Wärmenetzen ... 42
Abbildung 40: Emissionen der Szenarien (Bandbreite) ... 44