

Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Kurzfassung, April 2018

www.ewi.research-scenarios.de

AUTOREN EWI ENERGY RESEARCH & SCENARIOS

Dr. Stefan Lorenczik

Max Gierkink

Lukas Schmidt

Oliver Hennes

AUTOREN EF.RUHR

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Dr.-Ing. Marco Greve

Dr.-Ing. Ulf Häger

Christian Wagner

Maik Tretschock

Inhaltsverzeichnis

1	Studienaufbau und Methodik	1
2	Zentrale Annahmen	3
3	Wesentliche Modellergebnisse.....	7
4	Schlussfolgerungen	8
5	Szenarienvergleich	16
5.1	Treibhausgasemissionen.....	16
5.2	Gebäudesektor	17
5.3	Verkehrssektor	19
5.4	Industriesektor	20
5.5	Energiesektor	21
5.5.1	Stromerzeugung und -außenhandel	21
5.5.2	Synthetische Brennstoffe	24
5.6	Kostenvergleich	25
5.7	Übertragungsnetz (ef.Ruhr).....	27
5.8	Verteilnetz (ef.Ruhr)	28
	Literaturverzeichnis	30

1 STUDIENAUFBAU UND METHODIK

Die Bundesregierung hat sich mit der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens erneut zu dem gemeinschaftlichen Ziel bekannt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu beschränken. Aktuell deutet sich jedoch an, dass die national gesetzten Klimaziele für 2020 aufgrund geringer Fortschritte insbesondere in den Bereichen Wärme und Mobilität verfehlt werden: Sowohl im Gebäudesektor, als auch im Verkehr und der Industrie stagnierte die Reduktion der Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren nahezu.

Vor diesem Hintergrund ist die verstärkte Sektorenkopplung ein vielversprechender Ansatz zur effektiven und kostengünstigen Erreichung der Klimaziele. Aktuell werden dabei hauptsächlich zwei Arten der Sektorenkopplung diskutiert: Zum einen kann der Endenergieverbrauch elektrifiziert werden. Zum anderen können konventionelle Energieträger mit Hilfe von Power-to-X-Technologien durch synthetische Energieträger ersetzt werden.

Die vorliegende Studie „*Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung*“ nimmt diese Diskussion auf. Mit Hilfe des Energiesystemmodells DIMENSION+ werden die techno-ökonomischen Entwicklungspfade der Sektoren Energie, Gebäude, Verkehr und Industrie simultan optimiert. Im Vordergrund steht dabei die Identifikation eines kostenoptimalen Pfades unter der Berücksichtigung technischer und ökonomischer Interdependenzen im Energiesystem. Hierfür werden drei Szenarien und zusätzlich vier Sensitivitätsanalysen betrachtet:

- *Referenz (RF)*: Dieses Szenario repräsentiert eine Fortschreibung der Entwicklungen in den untersuchten Sektoren gemäß der aktuellen Rahmenbedingungen. Es stellt den Referenzpunkt aller zusätzlich nötigen Anstrengungen zur Erreichung der Klimaziele dar.
- *Elektrifizierung Endenergieverbrauch (EEV)*: Ausgangspunkt ist die Annahme einer weitreichenden Elektrifizierung der Endenergiesektoren. Es wird exogen von einer starken Marktdurchdringung von Wärmepumpen für Gebäude und Elektromobilität im Verkehr ausgegangen. Auch die Industrie stellt vielfach auf strombetriebene Prozessrouten um. Die nationalen Klimaziele sind für alle dargestellten Stützjahre verpflichtend: Im Jahr 2050 wird eine Reduktion der Treibhausgase von 80 % gegenüber 1990 erreicht.
- *Technologieoffen (TO)*: In diesem Szenario erfolgt keine Festlegung auf bestimmte Technologien. Basierend auf aktuellen Annahmen für die Kostenentwicklung der Technologien in den einzelnen Sektoren werden volkswirtschaftlich optimierte Pfade für die Erreichung der nationalen Klimaziele berechnet. Die nationalen Klimaziele sind für alle dargestellten Stützjahre verpflichtend: Im Jahr 2050 wird eine Reduktion der Treibhausgase von 80 % gegenüber 1990 erreicht. Das Szenario TO bildet die Ausgangsbasis für vier Sensitivitäten: *Sektorale Klimaziele in 2030, 95 % Treibhausgasminderung in 2050, EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen sowie erhöhte Gaspreise.*

Die Szenarien dienen nicht der Prognose der zukünftigen Entwicklung, sondern vielmehr der Identifikation von Systemzusammenhängen und dem Vergleich möglicher Kosten. Darauf aufbauend werden die Entwicklung von Steuern und Umlagen als zentrale Treiber für das Investitions- und Nutzerverhalten von Akteuren analysiert und Vorschläge zur Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen gemacht.

Den Szenarien liegen die in Kapitel 2 dargestellten zentralen Abnahmen zugrunde, die maßgeblich für die Einordnung der in Kapitel 3 tabellarisch dargestellten Modellergebnisse sind. Kapitel 4 fasst die relevanten Ergebnisse der Studie zusammen und arbeitet 15 Schlussfolgerungen heraus. Kapitel 5 schließt mit einem Vergleich der Szenarien.

Die Studie wurde federführend von ewi ER&S erstellt. Die Beiträge der ef.Ruhr, maßgeblich in der Analyse der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, sind entsprechend gekennzeichnet.

2 ZENTRALE ANNAHMEN

Zur Einordnung der Ergebnisse einer Studie ist es essentiell, ihre zugrundeliegenden zentralen Annahmen zu kennen. Diese werden im Folgenden dargestellt.

Eine detaillierte Darstellung der Annahmen findet sich in Kapitel 2 der Langfassung der Studie.

Treibhausgasvermeidungsoptionen in EU ETS- und Nicht-EU ETS-Sektoren

Das Ziel der Studie ist die Ermittlung kostenoptimaler Entwicklungspfade zur Erreichung der nationalen Klimaziele bzw. zur Einhaltung nationaler Emissionsobergrenzen. Minimale Gesamtsystemkosten ergeben sich in dieser Studie, wenn sektorübergreifend (EU ETS- und Nicht-EU ETS-Sektoren) die günstigsten Treibhausgasvermeidungsoptionen gewählt werden.

Mit dem EU ETS existiert bereits ein Mechanismus, der die THG-Emissionen der unter das EU ETS fallenden Sektoren europaweit begrenzt. Dennoch kann es vor dem Hintergrund der Definition nationaler Klimaziele für eine kosteneffiziente Zielerreichung sinnvoll sein, über das EU ETS hinausgehende nationale Zusatzmaßnahmen umzusetzen. Das Vorgehen setzt voraus, dass entsprechende Anreizmechanismen für die Wahl der kosteneffizienten Vermeidungsoptionen auf Konsumentenseite vorhanden sind. Mit anderen Worten, es existiert ein Level Playing Field der Energieträger und Emissionskosten über alle Sektoren. Dies ist aufgrund der aktuellen Subventions-, Steuer- und Umlagesystematik in Deutschland nicht der Fall (siehe Kapitel 7 im Hauptteil).

Sektorale Klimaziele, wie im Klimaschutzplan 2050 des Bundes für das Jahr 2030 angegeben, werden aufgrund höherer Gesamtkosten in den Hauptszenarien nicht berücksichtigt (die Auswirkungen sektoraler Zielvorgaben werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 3 untersucht).

Es erfolgt keine Berücksichtigung zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzens durch Produktion, Einsatz und Export von Klimaschutztechnologien. Weiterhin können nicht-monetäre Präferenzen wie ökologisches Bewusstsein oder gesellschaftliche Trends nicht berücksichtigt werden.

Bilanzierung von Treibhausgasemissionen nach Quellprinzip

Die Bilanzierung europäischer und nationaler Treibhausgasemissionen erfolgt auf Basis des Quellprinzips. Emissionen werden der nationalen Treibhausgas-Bilanz zugerechnet, sofern diese innerhalb der (territorialen) Grenzen auftreten. Während also zum Beispiel die frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die nationalen Klimaziele angerechnet wird, werden (emissionsintensive) Stromimporte aus dem Ausland nicht in der nationalen Treibhausgas-Bilanz berücksichtigt.

Dies birgt - ohne zusätzliche Instrumente zur Vermeidung von Ineffizienzen, wie z.B. die Stilllegung von CO₂-Zertifikaten im EU ETS - die Gefahr von europaweit ineffizienten Maßnahmen sowie der Verlagerung von Emissionen und der Abwanderung von Industrie (Carbon Leakage) ins Ausland (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

Versorgungssicherheit

Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass ausreichende Investitionsanreize für nationale Backup-Kapazitäten zur Verfügung stehen. Auch in Zeiträumen, in denen durch mangelnde Sonneneinstrahlung und Schwachwind geringe Strommengen aus Windkraft- und PV-Anlagen erzeugt werden, kann die nationale Spitzenlast der Stromnachfrage nahezu vollständig ohne Importe gedeckt werden.

Backup-Kapazitäten sind dadurch gekennzeichnet, dass sie nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen. Typische Technologien für diese Verwendung stellen Gaskraftwerke, Gasturbinen, Dieselgeneratoren oder - für kurzfristige Spitzen - Stromspeicher dar. Mittelfristig können auch kohlebasierte Erzeugungskapazitäten als Backup zum Einsatz kommen.

Voraussetzung ist, dass entsprechende Anreizmechanismen für Errichtung und Betrieb der Backup-Kapazitäten vorhanden sind. Die notwendigen Anreize (z.B. Höhe und Dauer der Preisspitzen im Energy-only-Markt oder die Einführung eines Kapazitätsmechanismus) werden nicht spezifiziert.

Ein weiterer Aspekt von Versorgungssicherheit ist die gesicherte Verfügbarkeit synthetischer Brennstoffe. Diese spielen unter den Annahmen der Studie eine wichtige Rolle für die Erreichung der nationalen Klimaziele. Voraussetzung ist, dass Importe von Power-to-X Brennstoffen aus dem außereuropäischen Ausland gesichert zur Verfügung stehen.

Verfahren zur Herstellung synthetischer Brennstoffe werden unter dem Oberbegriff Power-to-X (PtX) zusammengefasst. Im Modell können sowohl innerhalb von Europa als auch im außereuropäischen Ausland (z.B. an Standorten mit günstigen EE-Potentialen in Nordafrika) PtX-Anlagen errichtet werden. Synthetische Brennstoffe können uneingeschränkt gehandelt werden. Aufgrund gleichzeitig sinkender Importe konventioneller Energieträger nehmen Energieimporte in Summe trotz steigender Importe synthetischer Brennstoffe deutlich ab.

Netzausbau

In der Studie wird davon ausgegangen, dass der Ausbau der Stromnetze planmäßig erfolgt. Die Berechnung des Investitionsbedarfs im Stromnetz - Übertragungs- und Verteilnetz - erfolgt im Anschluss an die Szenarioberechnungen. Der Ausbau der Stromnetze ergibt sich direkt aus den Szenarioergebnissen und dem sich ergebenden Kraftwerkseinsatz.

Nicht berücksichtigt werden Akzeptanzprobleme. Es wird daher davon ausgegangen, dass sich der aus den Szenarioergebnissen ergebende notwendige Netzausbau realisiert werden kann. Jedoch stößt insbesondere der Ausbau von Freileitungssystemen in der Übertragungsnetzebene auf Widerstand in der Bevölkerung. Eine Erdverkabelung der neu zu errichtenden Trassen würde eine deutliche Erhöhung der erforderlichen Investitionen zur Folge haben. Weitere Verzögerungen beim Netzausbau könnten auch zukünftig Einschränkungen für die Realisierung der Szenarioergebnisse (Ausbau erneuerbarer Energien sowie Elektrifizierung der Endenergiesektoren) bedeuten.

Ausbau erneuerbarer Energien - insbesondere Wind Onshore

Die im Modell zugrunde gelegten Stromgestehungskosten von Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse führen zu einem starken Ausbau von Wind Onshore. Die Höhe des Gesamtpotenzials für Wind Onshore orientiert sich an in der aktuellen Literatur verfügbaren Abschätzungen und wurde mit 179 GW angenommen.¹

Eine vollständige Realisierung des Potenzials von Wind Onshore entspricht mehr als einer Verdreifachung der in 2017 installierten Leistung von 51 GW bis 2050. Ausgehend von einer Leistung von etwa 3 MW je Windanlage (heute etwa 1,7 MW) würde daraus eine Verdopplung von heute (2017) rund 30.000 auf etwa 60.000 Anlagen resultieren. Die jährliche Zubaurate ist im Modell auf 4 GW (dies entspricht der mittleren Zubaurate von 2012 bis 2017) begrenzt. Hinsichtlich der durchschnittlichen Volllaststunden aller zum jeweiligen Zeitpunkt installierten Anlagen geht die Studie von einer vergleichsweise moderaten Erhöhung auf etwa 2.100 Volllaststunden (heute etwa 1.700) für Wind Onshore in 2050 aus. Eine weitere Erhöhung der Volllaststunden würde - ceteris paribus - die für die gleiche Stromerzeugungsmenge benötigte installierte Leistung senken.

Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse werden per Annahme mittelfristig bis zum Deckel der Mindestausbaupfade gemäß EEG 2017 ausgebaut. Langfristig wird in den Modellergebnissen Photovoltaik - im Gegensatz zu Wind Offshore und Biomasse - über den Mindestausbaupfad hinaus zugebaut, allerdings in geringerem Maße als Wind Onshore.

Nicht berücksichtigt werden Akzeptanzprobleme. Insbesondere der starke Zubau von Onshore-Windenergieanlagen kann auf Widerstand in der Bevölkerung stoßen. Onshore-Windparks weisen laut aktuellen Umfragen unter allen EE-Erzeugungsanlagen das niedrigste Akzeptanzniveau auf, insbesondere bei geringer Distanz zu Wohngebieten.² Offshore-Windparks sind dagegen weitgehend akzeptiert. Die aktuelle politische und gesellschaftliche Entwicklung zeigt, dass die zur Verfügung stehenden Flächenpotenziale durch Erhöhung der Mindestabstände zu Wohngebieten oder die Begrenzung von Waldflächen unsicher sind (bspw. 10-H-Regel in Bayern oder geplante Abstandsregelungen in NRW und Schleswig-Holstein).

Aufgrund von Akzeptanzproblemen und eingeschränkten Flächenpotenzialen für Wind Onshore könnte daher auch ein stärkerer Zubau von Wind Offshore und Photovoltaik sinnvoll sein.

Industrielle Wertschöpfung

In der Studie wird von einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 1,2 % pro Jahr ausgegangen und nicht zwischen den Szenarien variiert. Die Entwicklung der industriellen Wertschöpfung basiert auf der Annahme, dass keine Verlagerung von Produktionsstätten ins Ausland - aufgrund eventueller Mehrkosten durch Klimaschutzmaßnahmen - erfolgt.

¹ Fraunhofer ISE (2015) schätzt das Potenzial für Deutschland auf insgesamt 189 GW. Die Einschätzung von BWE (2012) liegt mit 198 GW (2 % Flächenszenario) in einer ähnlichen Größenordnung. FfE (2016) hingegen schätzt das maximale Potenzial mit 322 GW deutlich höher ein.

² Vgl. Sonnberger & Ruddat (2016)

Viele Industriezweige stehen jedoch im internationalen Wettbewerb. Zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit wird davon ausgegangen, dass energie- und emissionsintensive Industrien von etwaigen Mehrkosten - welche aus einem im europäischen und internationalen Vergleich höherem Ambitionsniveau resultieren könnten - entlastet werden. Die Auswahl der Ausgleichsinstrumente bzw. -mechanismen wird nicht im Detail spezifiziert. Eine mögliche Weiterentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen wird überblicksartig diskutiert (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

Energieeffiziente Technologien und Gebäudesanierung

Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass der Endenergiebedarf im Gebäude- und Verkehrssektor durch den Einsatz effizienter Technologien und die Erhöhung der Gebäudesanierungsrate deutlich gesenkt werden kann.

Im Verkehrssektor setzt diese Entwicklung eine Verbesserung des Wirkungsgrads konventioneller Antriebe (beispielsweise durch Hybridisierung) sowie den Einsatz neuer effizienterer Technologien (Elektro-, Gas- oder Brennstoffzellenautos) voraus. Im Gebäudesektor bedarf es einerseits zur Senkung des Wärmebedarfs einer fortschreitenden energetischen Sanierung der Wohngebäude. Es wird angenommen, dass die Sanierungsrate mit bis zu 2,5 % deutlich über dem aktuellen Stand von 1 % steigt. Andererseits kommen zunehmend Technologien mit höherer energetischer Effizienz zum Einsatz. Speziell moderne elektrische Wärmepumpen sind deutlich effizienter als z. B. veraltete Ölheizungen.

Voraussetzung ist, dass entsprechende Anreizmechanismen für den Einsatz kosteneffizienter Technologien sowie die Erhöhung der Sanierungsrate auf Verbraucherseite vorhanden sind. In der Praxis ist jedoch eine Vielzahl von Hemmnissen im Markt vorhanden. Eine mögliche Weiterentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen zum Abbau der Hemmnisse wird überblicksartig diskutiert (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

Mögliche Reboundeffekte werden nicht betrachtet. Der Reboundeffekt beschreibt, dass eine Erhöhung der Energieeffizienz den Energieverbrauch oft nicht proportional senkt. Beispiele sind eine Steigerung der Raumtemperatur nach dem Ersetzen ineffizienter Heizsysteme sowie die Erhöhung der Kilometerleistung als Reaktion auf eine größere Kraftstoffeffizienz des Fahrzeugs.

3 WESENTLICHE MODELLERGEBNISSE

Tabelle 1 gibt einen Überblick über zentrale Modellergebnisse.

		Referenz	Elektrifizierung Endenergieverbrauch	Technologieoffen
Reduktion THG-Emissionen (ggü. 1990)	2015		-36 %	
	2030	-41 %	-55 %	-55 %
	2040	-52 %	-70 %	-70 %
	2050	-64 %	-80 %	-80 %
Nettostromerzeugung [davon EE]	2015		605 TWh [179 TWh]	
	2030	628 TWh [344 TWh]	550 TWh [400 TWh]	481 TWh [355 TWh]
	2040	589 TWh [410 TWh]	624 TWh [539 TWh]	541 TWh [483 TWh]
	2050	652 TWh [547 TWh]	741 TWh [683 TWh]	683 TWh [623 TWh]
Stromexport-saldo	2015		52 TWh	
	2030	34 TWh	- 156 TWh	-110 TWh
	2040	-11 TWh	-215 TWh	-128 TWh
	2050	12 TWh	-170 TWh	-35 TWh
Stromnachfrage*	2015		572 TWh	
	2030	597 TWh	697 TWh	595 TWh
	2040	601 TWh	833 TWh	661 TWh
	2050	640 TWh	943 TWh	710 TWh
Einsatz PtX-Brennstoffe	2015		-	
	2030		-	
	2040	-	-	47 TWh
	2050	13 TWh	129 TWh	355 TWh
Installierte Leistung [davon EE]	2015		205 GW [96 GW]	
	2030	274 GW [164 GW]	323 GW [193 GW]	277 GW [169 GW]
	2040	297 GW [190 GW]	434 GW [283 GW]	350 GW [243 GW]
	2050	389 GW [279 GW]	544 GW [375 GW]	449 GW [333 GW]
Kumulierte Spitzenlast Strom	2015		83 GW	
	2030	85 GW	106 GW	84 GW
	2040	85 GW	126 GW	87 GW
	2050	89 GW	143 GW	96 GW
Strompreis Haushalte / Industrie**	2015		27,3 / 7,2 ct/kWh	
	2030	27,7 / 8,0 ct/kWh	28,2 / 8,4 ct/kWh	28,8 / 8,3 ct/kWh
	2040	23,9 / 8,5 ct/kWh	24,7 / 9,4 ct/kWh	24,6 / 8,7 ct/kWh
	2050	25,4 / 10,6 ct/kWh	29,7 / 13,2 ct/kWh	26,3 / 10,9 ct/kWh
Mehrkosten ggü. RF***		-	380 Mrd. €	230 Mrd. €
Kosten Ausbaubedarf Übertragungsnetz		47 Mrd. €	53 Mrd. €	49 Mrd. €
Kosten Ausbaubedarf Verteilnetz		76 Mrd. €	277 Mrd. €	125 Mrd. €

* Inkl. Leitungsverluste (aufgrund der Leitungsverluste bei internationalem Handel entspricht die Stromnachfrage nicht der Differenz zwischen ausgewiesener Nettostromerzeugung und Stromexportsaldo).

** Endverbraucherstrompreise, Industriestrompreis für ein maximal privilegiertes Unternehmen: Reduzierte EEG- sowie KWK-Umlage und Befreiung von Stromsteuer.

*** Diskontiert mit einem Zinssatz in Höhe von 2,75 %.

TABELLE 1: VERGLEICH WESENTLICHER KENNZAHLEN

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Folgenden werden die 15 zentralen Ergebnisse der Studie aufgeführt. Diese sind vor dem Hintergrund der zuvor diskutierten zentralen Annahmen einzuordnen.

1. Eine kosteneffiziente Sektorenkopplung erfordert einen technologieoffenen Ansatz. Eine frühzeitige Forcierung der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren führt zu erheblichen Mehrkosten.

Sowohl mit einer weitreichenden Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs (Szenario *EEV*) als auch mit einer technologieoffenen Herangehensweise (Szenario *TO*) können die deutschen Klimaziele erreicht werden. Durch eine frühzeitige Forcierung einer mittel- und langfristig flächendeckenden Elektrifizierung des Gebäude-, Verkehrs- und Industriesektors entstehen jedoch gegenüber einem technologieoffenen Vorgehen diskontierte Mehrkosten in Höhe von mindestens 153 Mrd. €. ³ Insbesondere Kapitalkosten im Gebäudesektor sowie Kosten für den Ausbau von Kraftwerks- und Netzinfrastruktur fallen gegenüber einem offenen Ansatz höher aus.

Eine Fortschreibung aktueller Klimaschutzmaßnahmen hingegen ist nicht ausreichend. Die Treibhausgasemissionen reduzieren sich im Referenzszenario bis 2030 um 40 % gegenüber 1990, statt wie angestrebt um 55 %. Bis 2050 sinkt der Ausstoß von Treibhausgasemissionen um 64 %. Das Ziel der Bundesregierung von mindestens 80 % gegenüber 1990 wird damit deutlich verfehlt.

2. Die Nutzung bestehender Gas- und Wärmeinfrastruktur ist ein zentraler Bestandteil für die kosteneffiziente Erreichung der nationalen Klimaziele.

Bei kosteneffizienter Umsetzung der Sektorenkopplung ist bezogen auf den Ausgangswert von 780 TWh in 2015 (Szenario *TO*) ein Anstieg der Wasserstoff-, Gas- und Fernwärmenutzung zu beobachten. ⁴ Gasbetriebene Technologien spielen in allen Sektoren eine zentrale Rolle. Der Bedarf an Gas und Wasserstoff für die energetische Nutzung steigt bis 2025 auf 967 TWh an. Im Gebäudereich ersetzen Gasheizungen mittelfristig CO₂-intensivere öl- und kohlebefeuerte Heizungen. Im Verkehrssektor werden im Rahmen der Systemmodellierung bis 2030 konventionelle Antriebe anteilig durch weniger emissionsintensive gasbetriebene Fahrzeuge substituiert. Bis 2050 ist aufgrund der steigenden Effizienz ein Rückgang des Gasbedarfs auf 827 TWh zu beobachten. Die Nachfrage nach Fernwärme steigt hingegen im Zeitverlauf von 114 TWh in 2015 auf 130 TWh in 2050 an. Die steigende Anzahl von Verbrauchern, die an die Gas- und Wärmeinfrastrukturen angeschlossen sind, überkompensiert dabei Effizienzsteigerungen.

Bis 2030 sind synthetisch hergestellte Gase nicht in nennenswertem Umfang wettbewerbsfähig. Ab 2040 sind steigende Anteile synthetischer und auch biogener Energieträger zu beobachten. Da

³ Innerhalb der Studie werden keine Kapitalkosten für Produktionsanlagen oder die Sanierung von Nichtwohngebäuden betrachtet. Eine Berücksichtigung würde die Mehrkosten im Szenario *EEV* gegenüber dem Szenario *TO* noch vergrößern.

⁴ Beinhaltet konventionell, synthetisch oder biogen hergestelltes Gas und Wasserstoff.

diese die bereits heute vorhandene Gas- und Wärmeinfrastruktur nutzen können, werden Kostenvorteile erzielt. Zusätzlich hat die Nutzung der Gas- und Wärmenetze den Vorteil, mit Hilfe paralleler Energieinfrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) flexibel auf langfristige Entwicklungen bei strom- und gasbasierten Technologien reagieren zu können.

3. Strom aus Onshore-Windenergieanlagen deckt bei kosteneffizientem Ausbau erneuerbarer Energien in 2050 etwa die Hälfte des deutschen Strombedarfs.

Aufgrund europäischer und nationaler Klimaziele steigt die regenerative Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 stark an. Unter den getroffenen Kostenannahmen stellt sich Onshore-Windenergie als wirtschaftlich effiziente erneuerbare Technologie dar. Folglich findet ein starker Zubau von Onshore-Windenergieanlagen statt. Der Anteil von Onshore-Wind-Stromerzeugung an der Nachfrage steigt in allen Szenarien von heute etwa 12 % je nach Szenario auf 48 bis 52 % der deutschlandweiten Stromerzeugung an (*Referenzszenario* 653 TWh, *Szenario EEV* 772 TWh, *Szenario TO* 676 TWh). Entsprechend vervierfacht sich die installierte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen. Mögliche Akzeptanzprobleme infolge des massiven Ausbaus von Onshore-Windenergieanlagen können beispielsweise durch stärkeren Zubau von Offshore-Windparks und Photovoltaik vermieden werden. Dies ist allerdings mit höheren Investitionskosten verbunden.

Neben Onshore-Windenergieanlagen werden im Bereich erneuerbarer Energien insbesondere PV-Anlagen stark ausgebaut. Von heute etwa 7 % decken diese in den Zielszenarien *EEV* und *TO* in 2050 knapp 20 % der Stromnachfrage. Entsprechend steigt deren Kapazität von knapp 40 GW in 2015 auf etwa 135 GW (*Szenario TO*) beziehungsweise 165 GW (*Szenario EEV*) bis 2050 an.

Der starke Ausbau erneuerbarer Energien sollte mit dem Netzausbau koordiniert werden, um hohe Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch-Maßnahmen zu vermeiden. Für erneuerbare Energien ist insbesondere die Standortwahl entscheidend. Hierfür sollten aktuelle Regelungen zur Koordination von Netzauslastung und Stromerzeugung zu marktbasierenden Instrumenten weiterentwickelt werden.

4. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und damit abnehmende konventionelle Stromerzeugung sowie den Anstieg der Spitzenlast infolge zunehmender Elektrifizierung erhöht sich die benötigte Backup-Kapazität.

Auch in Zukunft wird gesicherte Leistung zur Überbrückung von Dunkelflauten benötigt. Die dafür vorzuhaltenden Backup-Kapazitäten steigen bis 2050 infolge der zunehmenden Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs an (*Szenario EEV* 150 GW, *Szenario TO* 100 GW). Durch den starken Anstieg dargebotsabhängiger Stromerzeugung weisen Backup-Kapazitäten eine geringe Anzahl an Volllaststunden auf. Eine Weiternutzung moderner Bestandskraftwerke, insbesondere von Steinkohlekraftwerken als Backup, erweist sich als kosteneffizient. Zusätzlich werden flexible Backup-Kapazitäten (beispielsweise offene Gasturbinen) in Höhe von 61 GW (*Szenario TO*), durch die hohe Stromnachfrage in *EEV* sogar in Höhe von 97 GW benötigt. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage bzw. eine stärkere Integration Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt können die

benötigten Backup-Kapazitäten senken.⁵ Der Beitrag flexibler Verbraucher, von Speichern sowie des Auslands zur gesicherten Leistung bedarf allerdings weiterer Untersuchungen.

5. Synthetische Brennstoffe haben großes Potential, um einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende zu leisten. Besondere Relevanz kann langfristig dem europäischen und außereuropäischen Handel zukommen.

Synthetische Brennstoffe werden nach 2040 in beiden Zielszenarien zur kosteneffizienten Erreichung der nationalen Klimaziele benötigt. In Szenario *EEV* werden in 2050 insgesamt 130 TWh, in Szenario *TO* 355 TWh an synthetischen Brennstoffen eingesetzt. Insbesondere die Treibhausgasemissionen von Anwendungen in der Industrie und dem Verkehr, bei denen eine Elektrifizierung mit hohem Aufwand oder hohen Kosten verbunden ist, werden unter technologieoffenen Rahmenbedingungen mit Hilfe von synthetischen Brennstoffen reduziert. Zur Deckung der Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen werden größtenteils Importe aus sonnen- und windreichen europäischen sowie insbesondere außereuropäischen Regionen genutzt.

Da die Pariser Klimaschutzziele zeitlich über den Zeithorizont nationaler Klimaschutzziele hinausgehen, müssen die Treibhausgasemissionen auch nach 2050 weiter gesenkt werden. Deshalb werden synthetische Brennstoffe langfristig benötigt. Bis 2040 ist ein großflächiger Einsatz zwar kaum wirtschaftlich, dennoch sind auch kurzfristig Forschung und Investitionen in Pilotanlagen zur Weiterentwicklung der Technologie notwendig.

6. Die aktuelle Ausgestaltung der nationalen Klimaziele als territoriale Ziele führt mittelfristig zu einem vorzeitigen Rückgang der Stromproduktion aus Kohle und signifikanten Stromimporten.

Die nationalen Klimaziele sind ambitionierter als die Zielvorgaben auf Basis europäischer Emissionsbudgets. Daher sind zur Zielerfüllung nationale Zusatzmaßnahmen im EU ETS Sektor notwendig. Die kohlebasierte Stromerzeugung läuft in Folge bis 2040 sukzessive aus. Dabei geht die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken aufgrund höherer Grenzkosten im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken schneller zurück. Gleichzeitig erfolgen signifikante Stromimporte zur Deckung des nationalen Strombedarfs. Aufgrund der Messung der Zielerreichung auf Basis des Quellprinzips⁶ wird die Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die nationalen Klimaziele angerechnet. Emissionen für die Erzeugung importierten Stroms hingegen werden nicht in der nationalen Bilanz berücksichtigt. In der Sensitivitätsanalyse *EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen* verbleiben bei ausschließlicher Betrachtung des EU ETS Emissionsbudgets ca. 110 TWh kohlebasierte Stromerzeugung in 2040 in Deutschland.

Bei der Betrachtung nationaler Klimaziele in Kombination mit europäischen Emissionsbudgets sollten mögliche Ineffizienzen beachtet werden. Es gilt sicherzustellen, dass Emissionen die durch

⁵ Im Rahmen dieser Studie wurden vergleichsweise konservative Lastmanagement-Potentiale in der Industrie (etwa 4 GW) sowie Beiträge des Auslands zur gesicherten Leistung (10 % der Interkonnektoren-Kapazität) angenommen. Jedoch werden auch bei Realisierung höherer Potentiale signifikante Backup-Kapazitäten benötigt.

⁶ Emissionen werden der nationalen Treibhausgas-Bilanz zugerechnet, sofern diese innerhalb der nationalen (territorialen) Grenzen auftreten. Der Verursacher der Emissionen bleibt unbeachtet.

die vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken freigesetzt werden nicht ins Ausland verlagert und durch emissionsintensive Stromimporte ausgeglichen werden. Ein Instrument zur Vermeidung dieses Effekts ist die gleichzeitige Stilllegung europäischer Emissionsrechte. Diese Option wurde im Rahmen der Reform des EU ETS für die 4. Handelsperiode (2021 bis 2030) eingeführt.

7. Die Abhängigkeit von Energieimporten aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland kann durch die Energiewende gesenkt werden.

Aufgrund des begrenzten EE-Potentials sowie der territorialen Klimaziele verändert sich im Rahmen der Energiewende die deutsche Energiehandelsbilanz stark. Innerhalb des integrierten europäischen Strommarkts entwickelt sich Deutschland aufgrund der Definition nationaler Klimaziele als territoriale Ziele mittelfristig von einem Nettostromexporteur zu einem Nettostromimporteur. Ab 2040 werden zudem signifikante Mengen synthetischer Brennstoffe aus wind- oder sonnenstarken Ländern innerhalb und außerhalb Europas importiert.

Bei gesamtheitlicher Betrachtung der deutschen Energieimporte zeigt sich jedoch, dass die Importmenge durch die Energiewende deutlich reduziert wird. Die Importe von konventionellen Energieträgern, hauptsächlich Erdgas, Ölderivaten und Steinkohle werden zukünftig stark sinken. Dies ist insbesondere auf drei Gründe zurückzuführen: steigende Endenergieeffizienz, Substitution konventioneller Energieträger im Endenergieverbrauch durch Elektrifizierung oder synthetische Brennstoffe und Rückgang konventioneller Stromerzeugung durch die starke Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor. Voraussetzung ist, dass sich effiziente Technologien durchsetzen und mögliche Reboundeffekte begrenzt sind.

Insgesamt sinken die Energieimporte⁷ zwischen 2015 und 2050 auf knapp 33 % (Szenario *EEV*) bis 37 % (Szenario *TO*) des Ausgangswertes. Aufgrund der beschränkten Flächenpotentiale für erneuerbare Energien bleiben Energieimporte für Deutschland zur kosteneffizienten Erreichung der Klimaziele langfristig unabdingbar. Für eine abschließende Beurteilung der Importabhängigkeit spielt neben der absoluten Höhe der Importe auch deren Herkunft eine wichtige Rolle.

8. Langfristig spielen elektrische Wärmepumpen und Elektroautos eine zentrale Rolle im Gebäude- und Verkehrssektor.

Die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs spielt auch im technologieoffenen Szenario eine zentrale Rolle. Kurz- bis mittelfristig wird der Verbrauch von Kohle und Öl in den Endverbrauchssektoren durch Gas substituiert, um kostengünstig Treibhausgasemissionen zu senken. Langfristig werden unter den getroffenen Annahmen jedoch auch strombetriebene Technologien konkurrenzfähig und nach 2030 stark ausgebaut. Im Gebäudesektor steigt die Anzahl an Wärmepumpen von 0,7 Mio. in 2015 auf knapp 7 Mio. in 2050. Diese werden insbesondere in Gebäuden mit hohem Energiestandard (Neubauten oder sanierte Gebäude) zugebaut. Damit werden in 2050 knapp 35 %

⁷ Betrachtet werden lediglich Importe zur energetischen Verwendung.

der Gebäude mit Wärmepumpen beheizt. Im Verkehrsbereich steigt die Anzahl der an Ladesäulen anschließbaren PKW⁸ bis 2050 auf knapp 11 Mio. Dies entspricht einem Marktanteil von etwa 26 %.

Wichtig ist dabei ein marktgetriebener Entwicklungspfad für die Elektrifizierung, ohne die frühzeitige Festlegung hoher Mindestanteile. Vor allem im Verkehrsbereich sind die zukünftigen Kosten für elektrische Fahrzeuge schwer absehbar, da diese insbesondere von der Kostenentwicklung für Batterien abhängen. Deshalb sollten weiterhin Forschung von Elektrifizierungstechnologien gefördert und ein technologieoffenes Marktumfeld geschaffen werden. Dies sichert langfristig eine kosteneffiziente Entwicklung.

9. Im Gebäudesektor ist eine Steigerung der Energieeffizienz ein wichtiger Bestandteil zur Erreichung nationaler Klimaziele. Dies gilt sowohl für die Modernisierung der Gebäudedämmung als auch von Heizungsanlagen.

Der Gebäudesektor spielt aufgrund seines hohen Anteils am Endenergiebedarf eine bedeutende Rolle für die Energiewende. Die starke Heterogenität der Gebäudestruktur, unterschiedliche Eigentumsverhältnisse sowie lange Amortisationszeiten für Investitionen stellen dabei besondere Hemmnisse dar. Die fortschreitende Sanierung und Energieeffizienz von Heizungsanlagen ist zentral für die Erfüllung der deutschen Klimaziele im Gebäudesektor. Besonders die bisherigen Bemühungen im Bereich der Gebäudesanierung reichen im Sinne einer kosteneffizienten Sektorenkoppelung nicht aus. Bestehende Hemmnisse können durch finanzielle Instrumente abgebaut werden. Beispielhaft sei hier die steuerliche Förderung von Sanierungsmaßnahmen genannt. Bestandsgebäude sollten dabei im Fokus stehen, wobei auch energieeffiziente Neubauten eine wichtige Rolle für die Erreichung der Klimaziele spielen.

Aus Perspektive der Heizungsanlagen muss das gesamte gebäudeseitige Wärmeversorgungssystem Beachtung finden. Dies beinhaltet sowohl die Wärmeerzeugung als auch -verteilung und -nutzung. Effizienzpotentiale werden hier beispielsweise in der verstärkten Nutzung intelligenter Systemlösungen gesehen.

10. Die Erhaltung industrieller Wertschöpfung ist mit der Umsetzung ambitionierter Klimaziele vereinbar. Bestehende Technologien und Prozesse stoßen bei sehr hohen Ambitionsniveaus jedoch an die Grenzen aktueller Technologieoptionen.

Die Industrie leistet mit einer Minderung von 57 % gegenüber 1990 im Jahre 2050 einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Gesamtminderung der Treibhausgasemissionen von 80 % (Szenario TO). Während im Verkehrs- und Gebäudesektor ein starker Rückgang des Endenergieverbrauchs zu beobachten ist, ist dieser im Industriesektor langfristig konstant. Ein Unterschied ist, dass in der Industrie bei der Umstellung von Gas auf Strom geringere Wirkungsgradgewinne zu erwarten sind. Weiterhin wird von einem Produktionswachstum von 1,2 % pro Jahr bei moderatem Anstieg der Energieeffizienz ausgegangen.⁹

⁸ Battery Electric Vehicles (BEV) und Plug-In-Hybride.

⁹ Speziell energieintensive Industriezweige haben bereits heute in großem Umfang Effizienzpotentiale realisiert und zukünftige Einsparungen sind schwieriger zu erreichen.

Eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 95 % gegenüber 1990 ist bei den zugrundeliegenden Annahmen über bestehende Prozessrouten und Technologien nicht erreichbar. Insgesamt verbleiben 131 Mio. t CO₂-Äq. in 2050. Dies entspricht einer Gesamtminderung von 90 %. Das angenommene Minimum der Emissionen im Industriesektor liegt bei 81 Mio. t CO₂-Äq. in 2050. Das entspricht einem Rückgang von 71 % gegenüber 1990. Ein wesentlicher Grund für das begrenzte Minderungspotential ist, dass bei vielen industriellen Prozessen schwer vermeidbare Prozessemissionen durch chemische Reaktionen entstehen. Weitreichende CO₂-Minderungen in der Industrie erfordern Technologiesprünge (emissionsärmere Prozessrouten) oder den Einsatz der umstrittenen Speicherung von CO₂ mittels Carbon Capture and Storage (CCS) beziehungsweise das Einfangen und die anschließende Weiterverwendung von CO₂ mittels Carbon Capture and Usage (CCU).

11. Eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele wird durch eine Vielzahl unkoordinierter Einzelmaßnahmen und Teilziele erschwert.

Die gegenwärtige energiepolitische Umsetzung der Energiewende unterliegt einer Vielzahl kleinteiliger und unkoordinierter Einzelmaßnahmen. Diese beinhalten Anreizinstrumente zur Treibhausgasminderung auf der einen sowie Ausnahmeregelungen zur Kostenentlastung einzelner Akteure auf der anderen Seite. Durch die zunehmende Komplexität des Energiesystems kann jedoch nicht gewährleistet werden, dass die gewünschte Wirkung der Maßnahmen tatsächlich eintritt. Zusätzlich kann in einem dynamischen Markt nicht sichergestellt werden, dass mehrheitlich nicht marktwirtschaftliche Einzelinstrumente langfristig effizient sind. Es bedarf daher einer Harmonisierung klimapolitischer Instrumente zur Sicherstellung effizienter Anreizwirkungen und langfristig planbarer Rahmenbedingungen für alle Akteure. Ein marktwirtschaftliches Leitinstrument zur CO₂-Bepreisung ist hierfür wünschenswert.

Zudem existiert zusätzlich zu dem übergeordneten Ziel der Treibhausgasminderung eine große Anzahl an Teilzielen. Als Beispiele können Ziele der Energieeffizienz, Ausbauziele erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und im Wärmesektor, Zielvorgaben für Elektromobilität sowie sektorale Klimaziele genannt werden. Teilziele sind wichtig für die Definition, den Anreiz und die Überprüfung gewünschter Entwicklungen in einzelnen Segmenten. Sie sind jedoch hinderlich, wenn sie gemeinsam nicht im Einklang mit dem übergeordneten Ziel einer kosteneffizienten Treibhausgasminderung stehen. Teilziele, wie etwa die sektoralen Klimaschutzziele, müssen deshalb kontinuierlich hinsichtlich ihrer Wirkungsweise überprüft und bei neuem Erkenntnisstand entsprechend angepasst werden.

12. Die aktuelle Abgaben- und Umlagensystematik verzerrt die Preissignale der Energieträger und erschwert eine kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung.

Gegenwärtig ist der Strompreis gegenüber fossilen Energieträgern mit einem besonders hohen Anteil staatlich induzierter Preisbestandteile behaftet. Um Strom aus erneuerbaren Energien in den Bereichen Wärme, Kälte und Mobilität effizient einsetzen zu können, gilt es jedoch ein Level Playing Field zwischen allen Energieträgern zu schaffen.

Die gegenwärtige Systematik von EEG-Umlage und Netzentgelten, welche zu großen Teilen stromverbrauchsbedingt erhoben werden, muss in diesem Rahmen überdacht werden. Es gilt generell

Flexibilitätshemmnisse abzubauen. Diese bestehen zum einen durch die allgemeine Mehrbelastung von Strom: Eine generelle Umlegung der EEG-Umlage auf alle Energieträger oder eine nicht energiebezogene Finanzierung durch den Bundeshaushalt kann zu Effizienzgewinnen und damit volkswirtschaftlichen Entlastungen führen. Zum anderen besitzen sowohl EEG-Umlage als auch Netzentgelte einen hohen Anteil an Fixkosten, werden jedoch auf den Arbeitspreis des Stroms erhoben: Dies führt zu erheblichen Preisverzerrungen beispielsweise für die Nutzung flexibler Power-to-Heat-Systeme und erschwert die Integration erneuerbaren Stroms in die Verbrauchssektoren.

13. Im Übertragungsnetz sind zur Erreichung der nationalen Klimaziele bis 2050 Investitionen im mittleren zweistelligen Milliardenbereich erforderlich. Hochspannungs-Gleichstrom-Trassen in Kabeltechnik können Akzeptanzprobleme lösen, sind jedoch mit erheblich höheren Investitionen verbunden.

Zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in 2050 ist im Übertragungsnetz ein Netzausbaubedarf im Bereich von 47 Mrd. € (Szenario *RF*) bis 53,2 Mrd. € (Szenario *EEV*) erforderlich. Die notwendigen Maßnahmen beinhalten hierbei bereits die im Netzentwicklungsplan 2030 von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Netzausbaumaßnahmen für das Szenario B 2030 und die zusätzlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Trassen des Szenarios B 2035, deren Aufnahme in den Bundesbedarfsplan durch den Gesetzgeber noch aussteht. Um die benötigte Übertragungskapazität für das Zieljahr 2050 bereitzustellen, wäre ein weiterer erheblicher Zubau von neuen Leitungstrassen notwendig. Der Zubau einer größeren Anzahl von Trassen in Freileitungstechnik könnte jedoch zu Akzeptanzproblemen führen. Der Einsatz von weiteren Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen in Kabeltechnik kann eine Lösung zur Beherrschung der zukünftigen Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung der Akzeptanzproblematik im Übertragungsnetz sein, ist jedoch mit deutlich höheren Investitionen verbunden.

14. In den Verteilnetzen ist die Integration erneuerbarer Energien und neuer Stromanwendungen bis 2050 mit einem Investitionsbedarf im unteren dreistelligen Milliardenbereich verbunden. Intelligente Mechanismen für das Lade- bzw. Betriebsverhalten können den Leistungsbezug durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mindern und dadurch die Investitionen senken.

Durch die Integration erneuerbarer Energien und neuer elektrischer Lasten wird in den deutschen Verteilnetzen ein Investitionsbedarf von 75,8 Mrd. € (Szenario *RF*) bis 276,5 Mrd. € (Szenario *EEV*) erforderlich. Insbesondere in Szenario *EEV* übersteigt die prognostizierte Versorgungsaufgabe in der Niederspannung die Aufnahmefähigkeit der Netze deutlich.

Erforderliche Investitionen für neue Stromanwendungen können durch intelligente Mechanismen zur Reduktion des Leistungsbezuges erheblich gesenkt werden. Dazu können in Zeiten einer hohen lokalen Last zusätzliche Lastspitzen gezielt vermieden und damit Netzausbaumaßnahmen reduziert werden. Ein derartiger Mechanismus, welcher bereits in der Netzplanung Berücksichtigung findet, kann in Anlehnung an die einspeiseseitige Spitzenkappung erfolgen. Hierbei gilt es sowohl beim Laden von Elektrofahrzeugen als auch beim Betrieb von Wärmepumpen das Zusammenspiel zwischen den Komfortgrenzen der Netznutzer, dem Einsatz innovativer Betriebsmittel und dem

resultierenden Netzausbaubedarf zu beachten. Der Einsatz von Mechanismen zur gezielten Reduktion des Leistungsbezuges erfordert jedoch für den Betrieb einen hohen Grad an messtechnischer Erfassung, welcher mit zunehmender Digitalisierung des Energieversorgungssystems einhergeht.

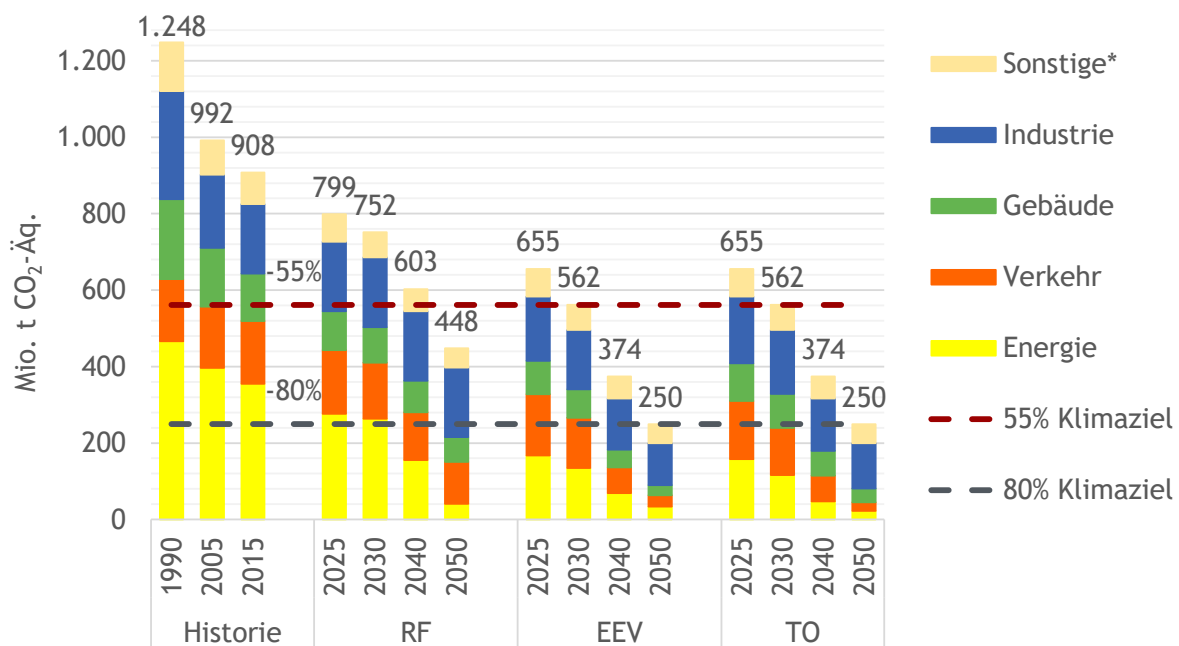
15. In den Verteilnetzen sind insbesondere halbstädtische und städtische Netzgebiete von der zunehmenden Sektorenkopplung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen betroffen.

Die zunehmende Kopplung der Sektoren betrifft insbesondere die unteren Ebenen der Verteilnetze in halbstädtischen und städtischen Regionen. Städtische Regionen sind hier sowohl bei der Betrachtung Deutschlands als auch von NRW gemessen am Flächenanteil überproportional betroffen. Folglich müssen Netzbetreiber die Integration neuer elektrischer Lasten leisten, die bisher vom Zubau erneuerbarer Energien weniger betroffen waren.

5 SZENARIENVERGLEICH

5.1 Treibhausgasemissionen

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Abbildung 1 zeigt, dass in den Szenarien *Elektrifizierung Endenergieverbrauch* und *Technologieoffen* die Klimaziele Deutschlands für 2030 (minus 55 % Treibhausgasemissionen gegenüber 1990) und 2050 (minus 80 %) erreicht werden. Im *Referenzszenario* hingegen werden die Vorgaben verfehlt, die Minderung gegenüber 1990 beträgt lediglich 40 % in 2030 und 64 % in 2050.



* Land- und Abfallwirtschaft exogen. Annahmen gemäß Klimaschutzplan 2050 und Fortschreibung ab 2030

ABBILDUNG 1: ÜBERBLICK TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DEN BASISSENARIEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMUB (2016)

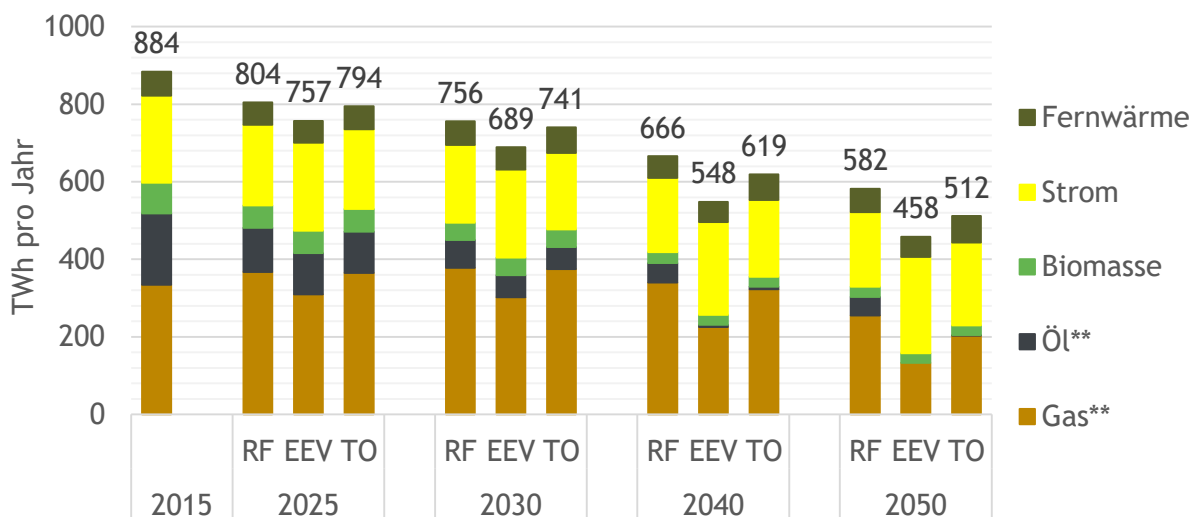
Im *Referenzszenario* erfolgen in allen Sektoren signifikant geringere Emissionsminderungen im Vergleich zu den Zielszenarien. Dies gilt insbesondere für den Verkehrs- und Industriesektor.

In den Szenarien *EEV* und *TO* ergibt sich ein vergleichbares Bild: In den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr kommt es zu einer Reduktion von jeweils mindestens 82 % gegenüber 1990. Mit 109 Mio. t CO₂-Äq. im *EEV* Szenario und 119 Mio. t CO₂-Äq. im *TO* Szenario verbleibt ein großer Emissionsanteil im Industriesektor. Diese Restmengen resultieren speziell aus schwer vermeidbaren Prozessemissionen sowie der Verbrennung von Kohle und Kokskohle in Produktionsprozessen.

Die Entwicklungen in der Land- und Abfallwirtschaft werden als exogen gegeben angenommen. Die Emissionen liegen bei 66 Mio. t CO₂-Äq. in 2030 und sinken auf 50 Mio. t in 2050. Diese Werte werden für alle Szenarien und Sensitivitäten als konstant angenommen.

5.2 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor wird der Endenergiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für den Betrieb von Haushaltsgeräten und IKT in Wohn- und Nichtwohngebäuden betrachtet. Etwa 80 % dieses Bedarfes entfallen auf Nutzwärme, welche von der Heizungsanlage und Sanierung abhängig ist. Deren Entwicklung wird in dieser Studie optimiert.¹⁰ Abbildung 2 stellt die Entwicklung des Endenergiebedarfs für den gesamten Gebäudesektor vergleichend dar.



* Historische Werte ** Konventionell, synthetisch und biogen

ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM GEBÄUDESEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

In Szenario RF findet eine Fortschreibung der aktuellen klimapolitischen Rahmenbedingungen und Entwicklungen statt. Im Gebäudesektor wird davon ausgegangen, dass die Sanierungsrate für Bestandsgebäude entsprechend ihrer historischen Entwicklung über den betrachteten Zeitraum konstant bei 1,1 % bleibt. Zusätzlich wird angenommen, dass es einen moderaten Zubau an elektrischen Wärmepumpen geben wird: In 2050 sind 2,8 Mio. elektrische Wärmepumpen in Wohngebäuden installiert. Ölbetriebene Heizungsanlagen werden bei der angenommenen Brennstoffpreisent-

¹⁰ Für Wohngebäude werden sowohl Heizungsanlage als auch Sanierung optimiert. Für Nichtwohngebäude werden aufgrund der schlechteren Datenlage dagegen Annahmen für die Sanierung exogen getroffen.

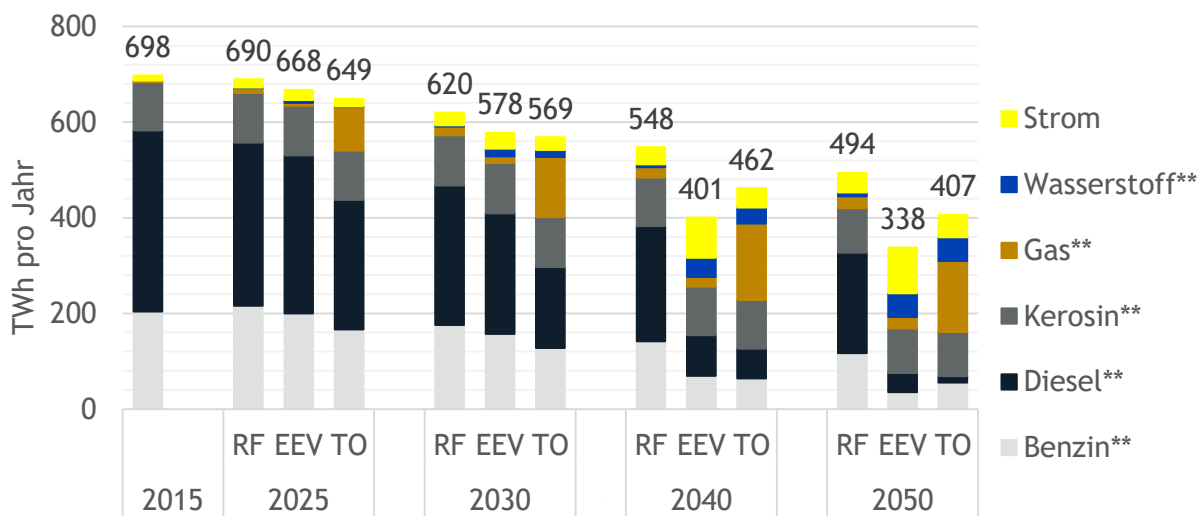
wicklung zu großen Teilen durch gasbetriebene Technologien ersetzt. Fernwärme spielt eine zunehmende Rolle im Gebäudesektor: In 2050 werden 3,4 Mio. Wohngebäude mittels Fernwärmeanschluss versorgt. Der Endenergiebedarf nach einzelnen Brennstoffen entwickelt sich entsprechend. Durch zunehmende Energieeffizienz seitens Heizungsanlage und Sanierung verringert sich der Endenergiebedarf um 34 % von 2015 bis 2050.

In Szenario *EEV* sinkt der Endenergiebedarf des Gebäudesektors zwischen 2015 und 2050 um etwa 50 %. In diesem durch Elektrifizierung geprägten Zielszenario wird anlagenseitig eine starke Durchdringung elektrischer Wärmepumpen angenommen: In 2050 sind 12,9 Mio. elektrische Wärmepumpen in Wohngebäuden installiert. Aufgrund der generell höheren Anlageneffizienz von Wärmepumpen gegenüber konventionellen Heizungsanlagen sinkt der Endenergieverbrauch in diesem Szenario stärker als in den Szenarien *RF* und *TO*. Zusätzlich erfolgen gegenüber *RF* verstärkte Sanierungsmaßnahmen. Bis 2030 werden zunächst ölbetriebene Heizungsanlagen aus dem Markt verdrängt, nach 2030 gehen auch gasbetriebene Anlagen aus dem Markt. Der Zubau an Fernwärmeanschlüssen findet in geringerem Maße als in Szenario *RF* statt. In 2050 sind etwa 3 Mio. Wohngebäude an (Fern-) Wärmenetze angeschlossen.

Das Szenario *TO* setzt keine technologischen Vorgaben im Gebäudesektor voraus. Stattdessen findet eine Optimierung der Investitionen in Heizungsanlage und Sanierung unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen im integrierten Energiesystem statt. Elektrische Wärmepumpen sind in diesem Szenario erst nach 2030 in signifikanten Stückzahlen kosteneffizient und werden entsprechend ausgebaut: In 2050 befinden sich 6,9 Mio. Wärmepumpen in Wohngebäuden. Bis dahin sind gasbetriebene Heizungssysteme die Technik. Ölheizungen werden wie in den anderen Szenarien bereits bis 2030 zu großen Teilen aus dem Markt gedrängt. Fernwärme spielt dagegen eine bedeutende Rolle in der Wärmebereitstellung für Wohngebäude: In 2050 werden 4,3 Mio. Wohngebäude durch Fernwärme versorgt. Auch in Szenario *TO* erfolgen Sanierungsmaßnahmen im Vergleich zu *RF*. Der Endenergiebedarf des Gebäudesektors sinkt entsprechend bei einer mittleren Verbreitung von (effizienten) elektrischen Wärmepumpen um etwa 42 % in 2050 gegenüber 2015.

5.3 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird die Entwicklung der Antriebstechnologien im Straßenverkehr innerhalb des Modells optimiert. Der Straßenverkehr unterteilt sich dabei in Personenkraftwagen (PKW), leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und Lastkraftwagen (LKW). Für den Binnenschiff-, Flug- und Schienenverkehr werden exogene Pfade angenommen. Die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor werden in Abbildung 3 dargestellt.



* Historische Werte ** Konventionell, synthetisch und biogen

ABBILDUNG 3: ÜBERSICHT ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM VERKEHRSSSEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

Im Ausgangsjahr 2015 dominieren konventionelle Energieträger: Im Straßenverkehr werden beinahe ausschließlich Benzin und Diesel eingesetzt. Der Luftverkehr setzt vollständig auf Kerosin. Bis 2050 werden kerosinbetriebene Flugzeuge in geringem Umfang durch Wasserstoffflugzeuge substituiert. Insgesamt bleibt der Kerosinverbrauch durch eine leicht steigende Nachfrage konstant. Der Stromverbrauch in 2015 ist hauptsächlich auf den Schienenverkehr zurückzuführen. Der Elektrifizierungsanteil steigt dabei zwischen 2015 und 2050 kontinuierlich von 92 % auf 95 % an. Die Binnenschifffahrt hat lediglich einen sehr geringen Einfluss auf den Endenergieverbrauch im Verkehr. Die Unterschiede in der Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis 2050 zwischen den Szenarien sind somit zu großen Teilen auf die Entwicklungen im Straßenverkehr zurückzuführen.

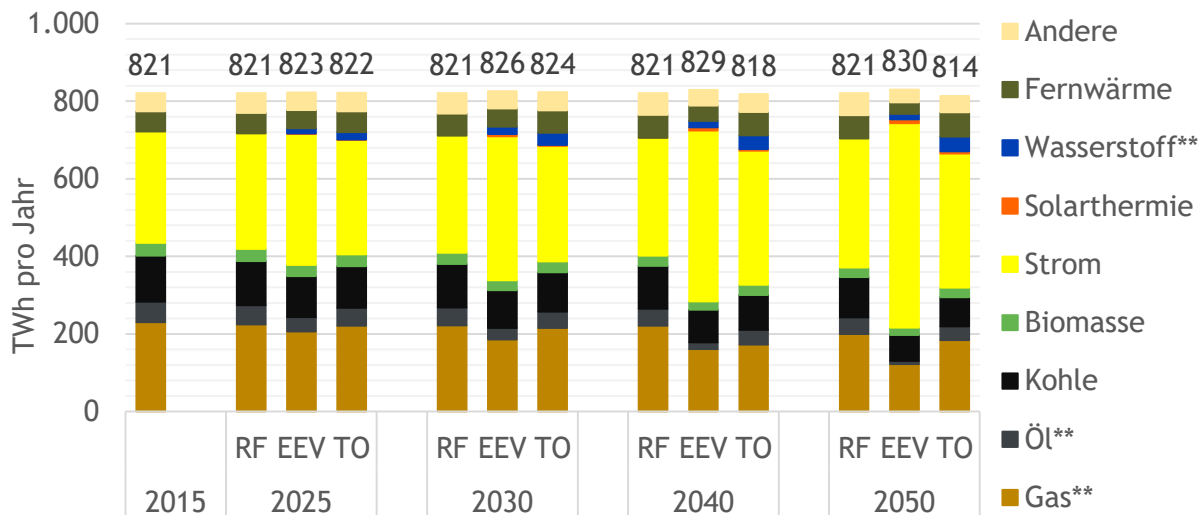
In Szenario *RF* werden aktuelle Entwicklungen im Verkehrssektor fortgeschrieben. Konventionelle Antriebe bleiben langfristig im Verkehrssektor dominant, es erfolgt lediglich ein moderater Einsatz von Gas, Wasserstoff und Strom. Durch eine effizientere Nutzung der Brennstoffe sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs zwischen 2015 und 2050 um knapp 30 %.

In den Zielszenarien *EEV* und *TO* sinkt der Endenergieverbrauch deutlich stärker als im *Referenzszenario*. In *EEV* wird mittels Quotenvorgaben eine direkte (E-Mobilität) und indirekte Elektrifizierung (Wasserstofffahrzeuge) des Verkehrssektors forciert. Durch die höhere Effizienz dieser Antriebe sinkt der Endenergieverbrauch um 52 % bis 2050 gegenüber 2015. Konventionelle Brennstoffe spielen im Straßenverkehr in 2050 lediglich eine untergeordnete Rolle.

In Szenario *TO* wird im Verkehr auf einen breiten Technologiemix gesetzt. Mittel- und langfristig werden Diesel- und Benzin- durch vergleichsweise saubere Gasfahrzeuge ersetzt. Nach 2030 werden Wasserstoff- und Stromantriebe zunehmend wettbewerbsfähig und bauen ihre Marktanteile bis 2050 signifikant aus. Der Rückgang des Endverbrauchs fällt - insbesondere durch die geringere Elektrifizierung - mit etwa 42 % bis 2050 gegenüber *EEV* deutlich geringer aus.

5.4 Industriesektor

Im Industriesektor werden die Entwicklungen des aggregierten Endenergiebedarfs betrachtet. Dieser beinhaltet den Verbrauch für die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme, Warmwasser, mechanischer Energie, Informations- und Kommunikationstechnik sowie Beleuchtung. Abbildung 4 stellt die Entwicklungen nach Szenario für den Industriesektor vergleichend dar.



* Historische Werte ** Konventionell, synthetisch und biogen

ABBILDUNG 4: ÜBERSICHT ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM INDUSTRIESEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGE B e.V. (2017)

Eine Besonderheit im Industriesektor ist, dass der Endenergiebedarf im Zeitablauf konstant bleibt, während im Verkehrs- und Gebäudesektor ein starker Rückgang zu beobachten ist. Zwei konträre Entwicklungen sind die wesentlichen Treiber. Einerseits sinkt durch technischen Fortschritt im

Bereich der Produktionstechnologien der spezifische Energieverbrauch. Es wird von einer moderaten Steigerung der Effizienz ausgegangen, da speziell energieintensive Industriezweige bereits in großem Umfang Effizienzpotentiale realisiert haben. Zudem sind im Gegensatz zum Verkehrs- und Gebäudesektor bei der Umstellung von Gas auf Strom nur geringe Wirkungsgradgewinne zu erwarten. Gas hat in diesem Bereich einen hohen Wirkungsgrad und die entstehende Abwärme wird in der Regel effizient genutzt. Andererseits wird von einem Produktionswachstum von 1,2 % pro Jahr ausgegangen, welches ceteris paribus zu einer steigenden Endenergienachfrage führt. Die beiden Effekte - steigende Energieeffizienz und Wirtschaftswachstum - kompensieren sich gegenseitig und sorgen für einen langfristig konstanten Endenergieverbrauch.

Im *Referenzszenario* bleibt die Verteilung der Energieträger im Zeitablauf relativ konstant. Im Ausgangsjahr 2015 dominieren Strom, Gas, Fernwärme und Kohle mit einem Gesamtanteil von 84 % den Energiemix. Im Zeitablauf bis 2050 ist eine geringfügige Substitution von Gas (minus 31 TWh) und Kohle (minus 14 TWh) durch Strom (plus 46 TWh) zu beobachten. Die Nutzung von Fernwärme ist im gesamten Zeitraum ein zentraler Faktor zur Deckung des Endenergiebedarfs.

Im Szenario *EEV* erfolgt eine weitreichende Elektrifizierung (plus 242 TWh zwischen 2015 und 2050) der Bereitstellung von Prozesswärme durch Power-to-Heat Anlagen. Gas (minus 110 TWh), Öl (minus 45 TWh) und Kohle (minus 52 TWh) verzeichnen im *EEV* Szenario bis 2050 signifikante Rückgänge gegenüber dem Ausgangswert in 2015. Wasserstoff und Solarthermie kommen bei der Bereitstellung von Prozesswärme in geringem Umfang zum Einsatz.

Im Szenario *TO* wird wie im *Referenzszenario* auf einen breiten Technologiemix gesetzt. Bis 2050 ist eine geringfügige Substitution von Gas (minus 50 TWh), Öl (minus 18 TWh) und Kohle (minus 43 TWh) durch Strom (plus 62 TWh) zu beobachten. Neben der Zunahme von Power-to-Heat Anlagen spielen Wasserstoff und Fernwärme für die industrielle Prozesswärme eine wichtige Rolle.

5.5 Energiesektor

5.5.1 Stromerzeugung und -außenhandel

Konventionelle Stromerzeugung

Die deutsche Stromerzeugung wird hauptsächlich durch zwei Entwicklungen beeinflusst. Einerseits steigt die Stromnachfrage infolge einer zunehmenden Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs in allen Szenarien an (insbesondere in Szenario *EEV*). Andererseits unterliegt der deutsche Stromsektor Maßnahmen zur Erreichung nationaler und europäischer Klimaziele. In *RF* wird davon ausgegangen, dass Emissionen im Stromsektor, Teilen des Luftverkehrs sowie der Industrie lediglich durch den europäischen Emissionshandel (EU ETS) gemindert werden. Zur effizienten Erreichung nationaler Klimaziele wird in den Zielszenarien von nationalen Zusatzmaßnahmen im Stromsektor ausgegangen. Die resultierende Nettostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken wird in Abbildung 5 visualisiert.

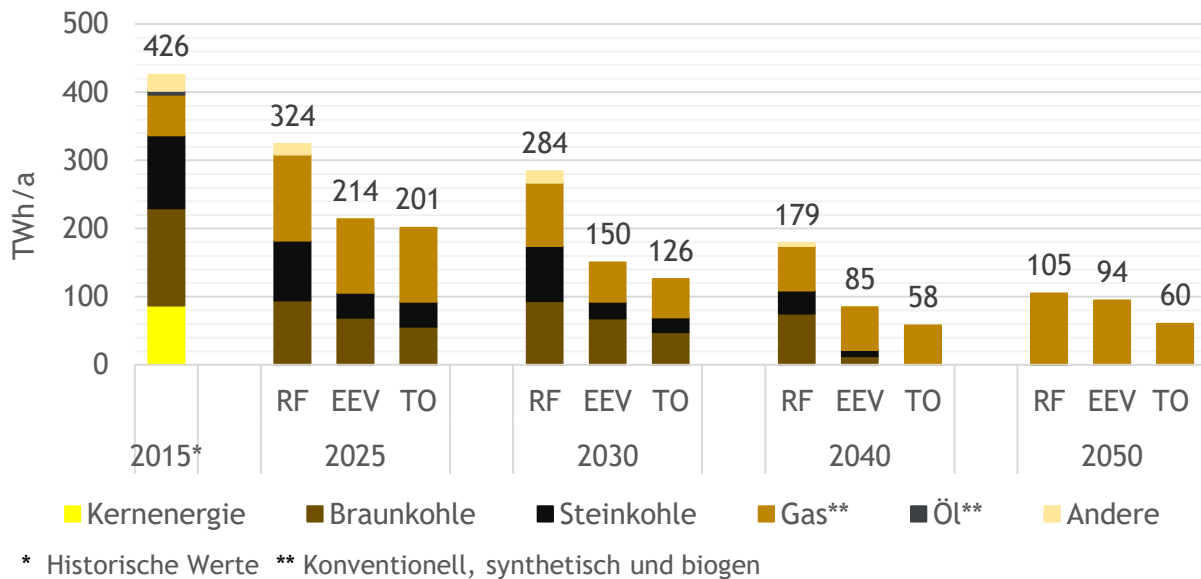


ABBILDUNG 5: ÜBERBLICK KONVENTIONELLE NETTOSTROMERZEUGUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

Mittelfristig geht die Kohleverstromung in allen Szenarien stark zurück. Im *RF* nimmt sie bis 2030 gegenüber 2015 aufgrund altersbedingter Stilllegungen um 30 % ab. In den Zielszenarien erfolgt zur Erreichung nationaler Klimaziele eine noch stärkere Reduktion (in *EEV* um 63 %, in *TO* um 72 %): Es verbleiben lediglich effiziente KWK-Anlagen im Markt. Während in *RF* bis 2040 signifikante Strommengen in Kohlekraftwerken erzeugt werden, geht Kohle als Brennstoff zur Stromerzeugung in den Zielszenarien bis 2040 weitestgehend aus dem Markt. Durch steigende CO₂-Preise im EU ETS werden auch im *Referenzszenario* Kohlekraftwerke bis 2050 vollständig aus dem Markt gedrängt. In *RF* verbleibt eine vergleichsweise hohe Stromerzeugung in Gaskraftwerken. Im Szenario *EEV* fällt diese aufgrund der starken Elektrifizierung leicht geringer aus. Im Szenario *TO* werden in 2050 nur noch etwa 60 TWh durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, dies entspricht einem Rückgang um etwa 86 % gegenüber 2015. Zur effizienten Erreichung nationaler Klimaziele werden somit über das EU ETS hinausgehende nationale Zusatzmaßnahmen im Stromsektor umgesetzt. Die in allen Szenarien sinkende Stromerzeugung durch konventionelle Energieträger bei gleichzeitig steigender Stromnachfrage wird durch eine deutliche Steigerung der EE-Stromerzeugung sowie in den Zielszenarien durch Nettostromimporte kompensiert.

Erneuerbare Energien

Im Bereich erneuerbarer Energien wird ein Mindestausbau entsprechend des EEGs angenommen. Danach erfolgt ein kosteneffizienter Ausbau ohne Berücksichtigung möglicher gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme. Die resultierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Abbildung 6 dargestellt.

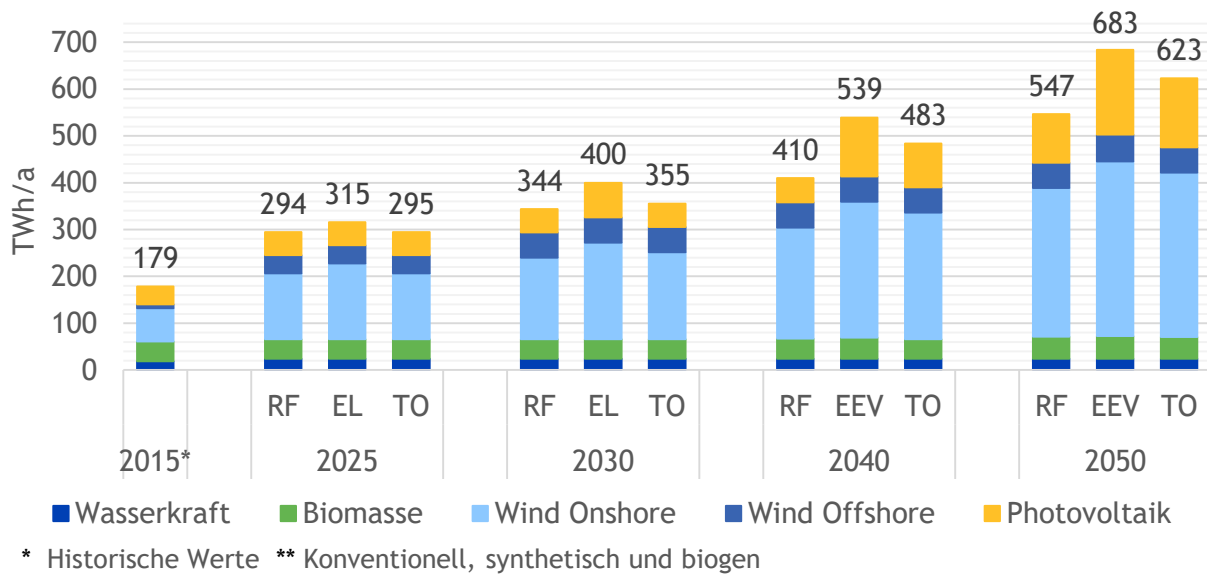


ABBILDUNG 6: ÜBERBLICK EE-NETTOSTROMERZEUGUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGE B e.V. (2017)

In allen Szenarien steigt die EE-Stromerzeugung deutlich an. Stromerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft bleiben langfristig konstant. Während die Potentiale für Wasserkraft weitgehend ausgeschöpft sind, steht der Einsatz begrenzt verfügbarer Biomasse in Konkurrenz zu Verwendungsmöglichkeiten in anderen Sektoren. Das angenommene Potential von 250 TWh pro Jahr wird dabei vorwiegend für biogene Brennstoffe zur Emissionsreduktion in den Endverbrauchssektoren Verkehr, Gebäude und Industrie eingesetzt.

Die Szenarien zeigen, dass ein starker Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen wirtschaftlich effizient ist. In allen Szenarien werden in 2050 etwa 50 % der Nettostromnachfrage durch Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen gedeckt. Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen steigt ebenfalls stark an. Gegenüber knapp 40 TWh in 2015 wird die PV-Erzeugung bis 2050 auf 104 TWh in RF, 138 TWh in TO und 169 TWh in EEV ausgebaut. Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen stagniert dagegen in allen Szenarien nach Erreichen des vorgeschriebenen Mindestausbaus in 2030.

Aufgrund möglicher Akzeptanzprobleme kann der starke Zubau von Onshore-Windenergieanlagen teilweise durch den Bau neuer Offshore-Windparks substituiert werden. Dies führt jedoch voraussichtlich durch vergleichsweise hohe Investitionsaufwände zu Mehrkosten.

Stromaußenhandel

Die steigende Stromnachfrage wird neben einem Ausbau erneuerbarer Energien durch Nettostromimporte kompensiert (siehe Abbildung 7). Die konventionelle Stromerzeugung ist aufgrund nationaler Klimaziele rückläufig.

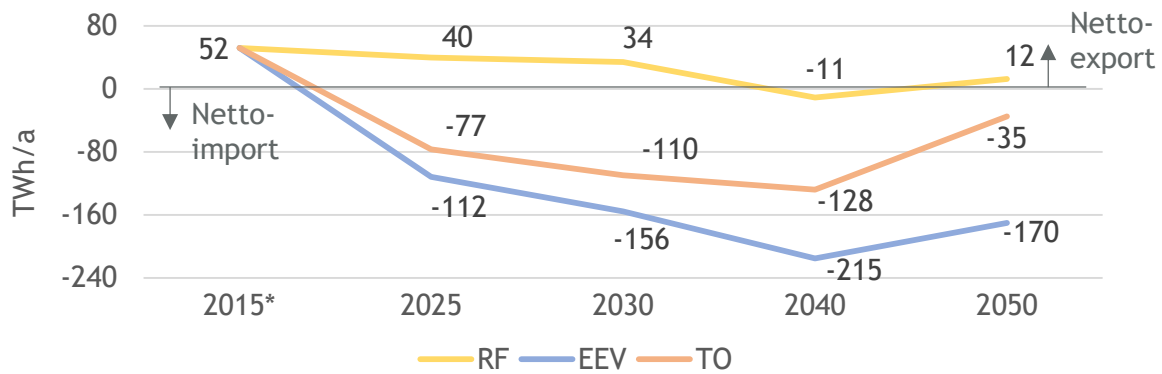


ABBILDUNG 7: DEUTSCHER STROMAUSSENHANDELSALDO

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

Ohne zusätzliche nationale Klimaziele bleibt Deutschland langfristig Nettostromexporteur. Durch Zusatzmaßnahmen im Energiesektor zur Erreichung nationaler Klimaziele greift Deutschland mittel- und langfristig auf Nettostromimporte zurück. Dies ist in den beiden Zielszenarien EEV und TO ab 2025 zu beobachten. Durch die sehr hohe Stromnachfrage importiert Deutschland im Szenario *EEV* bis 2050 signifikante Strommengen (etwa 170 TWh). In *TO* ist die Stromaussehandelsbilanz in 2050 aufgrund der geringeren Stromnachfrage annähernd ausgeglichen.

5.5.2 Synthetische Brennstoffe

Mittel- und langfristig können synthetische Brennstoffe in sämtlichen Sektoren zur Reduktion von Treibhausgasemissionen eingesetzt werden. Deren Einsatz ist in Abbildung 8 nach PtX-Brennstoff und Herkunft dargestellt.

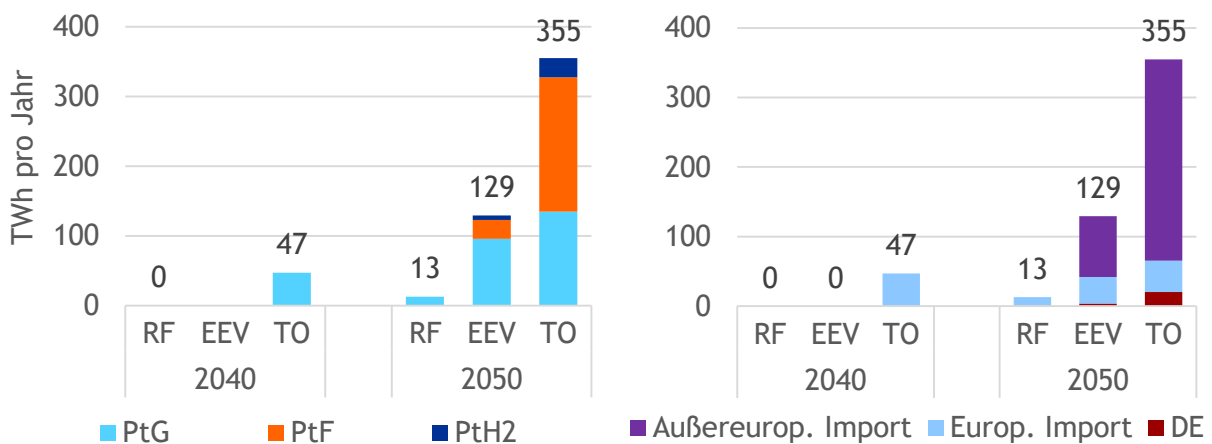


ABBILDUNG 8: EINSATZ SYNTHETISCHER BRENNSTOFFE NACH ART UND HERKUNFT

Quellen: Eigene Berechnungen

Synthetische Brennstoffe stellen ab etwa 2040 eine effiziente CO₂-Vermeidungsoption dar. Früher kommen diese in allen Szenarien nicht zum Einsatz. Insbesondere in den Zielszenarien werden in 2050 signifikante Mengen synthetischer Brennstoffe nachgefragt. Durch die starke Elektrifizierung werden dabei in *EEV* deutlich geringere Mengen als in *TO* verwendet. Den größten Anteil nehmen Power-to-Fuel Brennstoffe im Verkehrssektor ein. Die Herstellung synthetischer Brennstoffe erfolgt überwiegend in außereuropäischen Ländern mit hohen EE-Volllaststunden (wie beispielsweise PV-Anlagen in Nordafrika oder auf der arabischen Halbinsel). Von dort können synthetische Brennstoffe unter Nutzung bestehender Pipelines oder Tanker nach Europa transportiert werden.

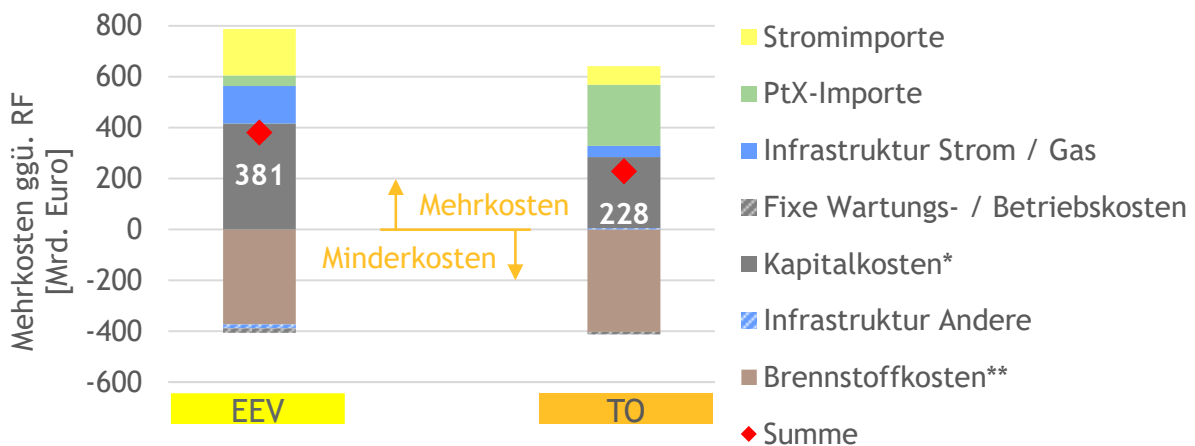
Trotz steigender Importe synthetischer Brennstoffe sowie Nettostromimporten sinken in den Zielszenarien die gesamten Energieimporte zwischen 2015 und 2050 um etwa zwei Drittel. Dies liegt an der stark rückläufigen Verwendung konventioneller Brennstoffe aufgrund steigender Energieeffizienz und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien.

5.6 Kostenvergleich

Zur ökonomischen Bewertung der unterschiedlichen Szenarien findet ein Kostenvergleich der Zielszenarien *EEV* und *TO* mit dem *Referenzszenario* statt. Dazu werden die Mehrkosten dieser Szenarien gegenüber dem *Referenzszenario* betrachtet. Diese stellen somit die zusätzlichen Kosten bei Steigerung des klimapolitischen Ambitionsniveaus von 64 % Treibhausgasminderung in 2050 (*RF*) gegenüber 1990 auf 80 % Minderung (*EEV* und *TO*) dar. Kapitalkosten für Produktionsanlagen und Sanierung von Nichtwohngebäuden werden aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht berücksichtigt. Da auch in diesen Bereichen zur Zielerreichung von erhöhten Ambitionen ausgegangen werden muss, stellen die Mehrkosten lediglich die untere Grenze der zusätzlichen Kosten dar. Es kann außerdem davon ausgegangen werden, dass das Szenario *EEV* aufgrund verstärkter Elektrifizierung zu höheren Kapitalkosten im Industriesektor führt als das Szenario *TO*. Eine vollständige Berücksichtigung der Kapitalkosten in der Industrie würde somit zu höheren Mehrkosten für *EEV* gegenüber *TO* führen. Kapitalkosten des Gebäudesektors beziehen sich für Heizungsanlagen in dieser Studie auf die materiellen Kosten von Heizkessel und Tank sowie der Anschluss an das Versorgungsnetz. Kosten der Gebäudesanierung berücksichtigen ausschließlich Dämmmaßnahmen.¹¹ Abbildung 9 zeigt die volkswirtschaftlichen Mehrkosten kumuliert über den betrachteten Zeitraum (2017-2050) und diskontiert mit einem Zinssatz in Höhe von 2,75 %. Die Mehrkosten sind nach Kostenart aufgliedert.

Insgesamt entstehen in Szenario *EEV* (diskontierte) Mehrkosten von 381 Mrd. € gegenüber *RF*. Demgegenüber stehen diskontierte Mehrkosten in Höhe von 228 Mrd. € in Szenario *TO*. Somit werden dort gut 153 Mrd. € gegenüber *EEV* eingespart.

¹¹ Eine detaillierte Erläuterung des kostenseitigen Bilanzrahmens im Gebäudesektor befindet sich in Kapitel 5.1 der Langfassung dieser Studie.



* Für Kraftwerke (inkl. EE), PtX-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen und Verkehrsmittel

** Konventionelle und biogene Brennstoffe

ABBILDUNG 9: KUMULIERTE UND DISKONTIERTE MEHRKOSTEN NACH KOSTENART

Quellen: Eigene Berechnungen

Die Kapitalkosten sind sowohl in *EEV* als auch in *TO* ein zentraler Treiber der Mehrkosten gegenüber dem *Referenzszenario*. Diese entfallen sowohl auf den Energie- als auch auf den Gebäude- und Verkehrssektor. Die Zielerreichung erfordert im Energiesektor bei steigender Stromnachfrage sowohl erhöhte Kapazitäten an erneuerbaren Energien als auch einen erhöhten Bedarf an Backup-Kapazitäten. Im Gebäudesektor entfallen in beiden Zielszenarien verstärkte Kapitalkosten auf Sanierungsmaßnahmen als auch insbesondere in Szenario *EEV* auf höhere Investitionen in kapitalintensive elektrische Wärmepumpen. Die verstärkte Investition in batteriebetriebene Fahrzeuge im Verkehrssektor erzeugt ebenso erhöhte Kapitalkosten im Verkehrssektor. Aufgrund der verstärkten Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren verursacht das Szenario *EEV* höhere Kapitalmehrkosten als das Szenario *TO*. Darüber hinaus fallen in *EEV* deutlich höhere Kosten für die Bereitstellung von Infrastruktur an. Diese werden insbesondere durch den hohen Investitionsbedarf in Stromnetze getrieben (147 Mrd. € in *EEV* gegenüber 41 Mrd. € in *TO*). Die Kosten für die Gasinfrastruktur unterscheiden sich nicht wesentlich, da Gas als Brennstoff in beiden Zielszenarien in 2050 weiterhin benötigt wird. Zum einen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und zum anderen zur Bereitstellung von CO₂-neutralem synthetischem Gas.

Beide Zielszenarien zeichnen sich durch verringerte Kosten für den Bezug konventioneller Brennstoffe aus. In Szenario *EEV* werden konventionelle Brennstoffe zu großen Teilen mittels direkter Elektrifizierung durch Strom ersetzt. Dies spiegelt sich sowohl in den Kapitalkosten als auch den Importkosten für Strom wieder. Aufgrund des Anstiegs der Stromnachfrage entfallen hierauf hohe Mehrkosten in Szenario *EEV*. Dagegen werden in Szenario *TO* konventionelle Brennstoffe zu Teilen durch Strom als auch durch synthetische Brennstoffe ersetzt. Ein Großteil der benötigten synthetischen Brennstoffe wird nicht in Deutschland hergestellt. Daher fallen insbesondere im Szenario *TO* hohe Kosten für PtX-Importe an.

5.7 Übertragungsnetz (ef.Ruhr)

Die in den jeweiligen Szenarien identifizierten Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz sind in Abbildung 10 dargestellt.

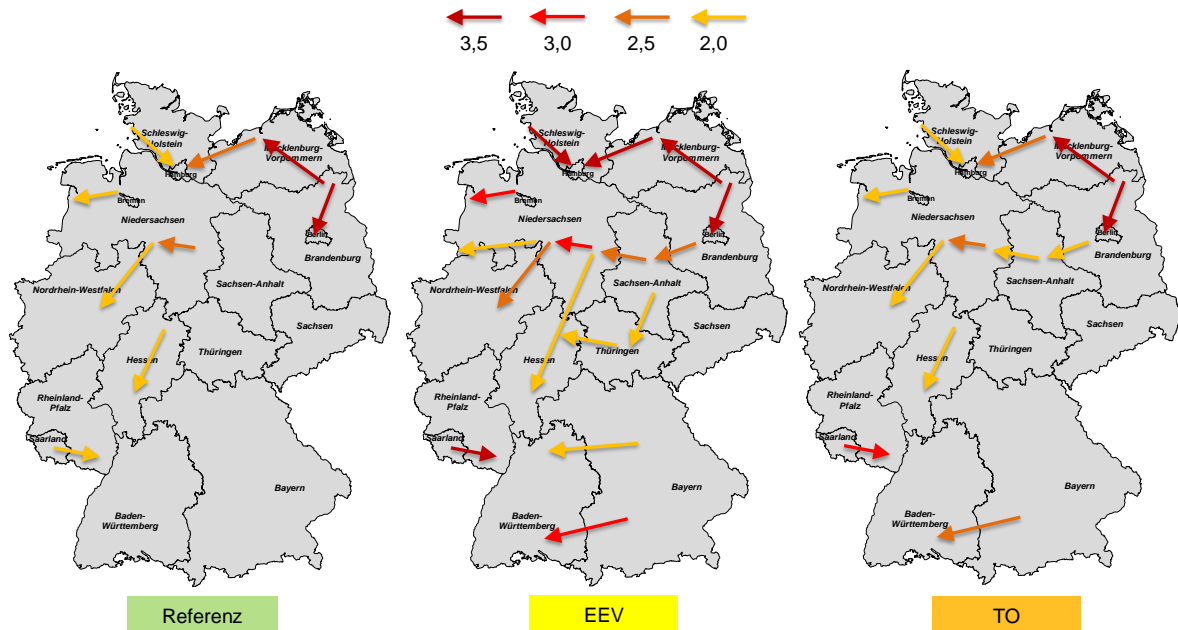


ABBILDUNG 10: ERWARTETER ZUBAU INSTALLIERTER LEISTUNGEN VON DEZENTRALEN ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN BZW. ZUSÄTZLICHEN LASTEN FÜR NRW

Quellen: Eigene Darstellung

Die Berechnungen basieren hierbei auf einem Netzmodell mit einer reduzierten Knotenanzahl. Aufgrund des allgemein sehr hohen Ausbaubedarfs sind nur Trassen mit einer Belastung von mindestens dem zweifachen der Maximalbelastung gekennzeichnet. Die Einfärbung der gekennzeichneten Trassen entspricht dem Faktor der Überlastung.

Insgesamt zeigen die deutschlandweiten sowie auf NRW fokussierten Untersuchungen des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz eine zunehmende Belastung der Netze durch die Integration zusätzlicher dezentraler Energieerzeugungsanlagen sowie neuer Lasten auf. In der Bilanzierung der zukünftigen Versorgungsaufgabe zeichnet sich eine Aufteilung Deutschlands ab. Während der Norden und Osten Deutschlands in der Leistungsbilanz ein eher rückspeisendes Verhalten aufweist, ist die Bilanz der südlichen und westlichen Bundesländer eher lastgeprägt. Der Blick auf die vom Netz zu beherrschenden Leistungsflüsse in den betrachteten Szenarien zeigt, dass die vorhandenen Übertragungsnetze, insbesondere in Nord-Süd Richtung nicht ausreichend bemessen sind. Durch den verstärkten Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und neuen Lasten werden auch die Netze in Ost-West Richtung überlastet.

Der Blick auf NRW zeigt auch hier Überlastungen von der 1- bis 2,5-fachen Maximalbelastung auf den Trassen zwischen NRW und den umliegenden Bundesländern. Insbesondere der Korridor aus dem östlichen Teil des Bundeslandes nach Niedersachsen ist hiervon betroffen. Wie auch bei der deutschlandweiten Betrachtung zeigt sich eine Zunahme von Überlastungssituation bei zunehmender Integration neuer Lasten durch die Sektorenkoppelung und dem Zubau weiterer dezentraler Energieerzeugungsanlagen.

Damit die Übertragungsnetze entsprechend den ermittelten Belastungen ausgebaut werden können, wird für das *Referenzszenario* deutschlandweit ein Investitionsbedarf von 47 Mrd. € erwartet. Für die Szenarien *TO* und *EEV* erhöht sich der Bedarf auf 49,3 Mrd. € bzw. 53,2 Mrd. €. Die ermittelten Investitionsbedarfe enthalten sowohl die durch den NEP bis 2030 bzw. 2035 vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen als auch zusätzliche benötigte Maßnahmen bis 2050. Der Zubau wurde in Freileitungstechnik vorgenommen. Hierbei könnte aufgrund von Akzeptanzproblemen der alternative Einsatz von HGÜ-Kabeltrassen sinnvoll sein und zusätzliche Investitionen verursachen.

5.8 Verteilnetz (ef.Ruhr)

Der im Rahmen der Untersuchung ermittelte deutschlandweit zu erwartende Investitionsbedarf in die Verteilnetze wird in Abbildung 11 ausgewiesen. Dargestellt wird der zu erwartende Investitionsbedarf je Szenario und Spannungsebene bis zum Jahr 2050.

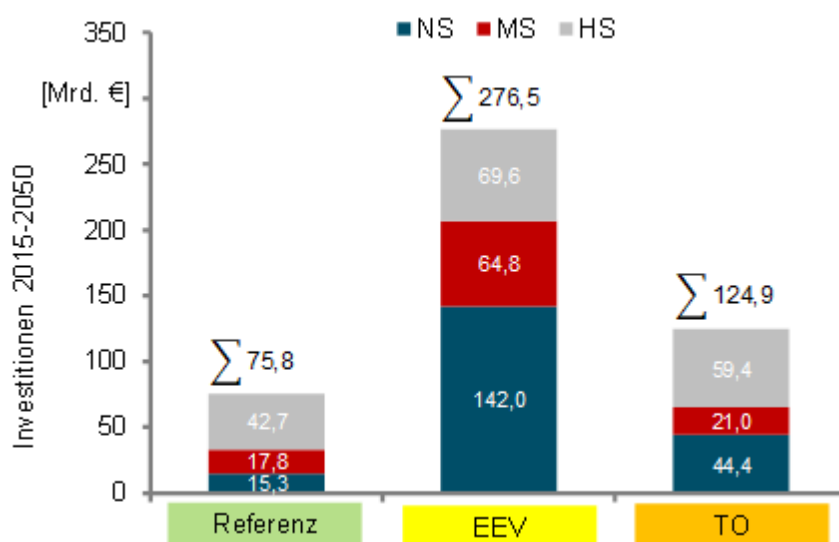


ABBILDUNG 11: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 JE SPANNUNGSEBENE IN DEUTSCHLAND

Quelle: Eigene Darstellung

Die Untersuchungen zeigen bis 2050 einen Investitionsbedarf je nach Szenario zwischen 75,8 Mrd. € und 276,5 Mrd. € für ganz Deutschland. In NRW liegt der Investitionsbedarf zwischen 8,3 Mrd. € und 39,5 Mrd. €.

Während in einer deutschlandweiten Betrachtung die meisten Investitionen in ländlichen Regionen zu erwarten sind, sind im weniger ländlich geprägten NRW besonders halbstädtische und städtische Regionen von Netzaus- und Neubaumaßnahmen betroffen. Städtische Regionen sind sowohl bei der Betrachtung Deutschlands als auch von NRW überproportional betroffen. Hierfür ist insbesondere der starke Zubau neuer Lasten durch die Sektorenkopplung verantwortlich. Durch den Zubau neuer Lasten werden somit Regionen und damit Netzbetreiber von Netzausbaumaßnahmen betroffen sein, die durch den bisherigen Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen weniger von Netzausbau betroffen waren.

LITERATURVERZEICHNIS

- AGEB e.V. (2017). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015.
- BMUB (2016). Klimaschutzplan 2050.
- BWE (2012). Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung.
- Fraunhofer ISE (2015). *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.*
- FfE (2016). Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017.
- Sonnberger, M., & Ruddat, M. (2016). *Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende - Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung.*