

Gefördert und begleitet durch



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Schick, C.; Blesl, M.; Borggreffe, F.; Brand, H.; Buchmann, T.;
Fahl, U.; Fuchs, A.-L.; Gils, H. C.; Hufendiek, K.; Münkel, A.;
Püttner, A.; Rosenberg, M.; Scheben, H.; Scheel, O.; Scheele,
R.; Schmidt, M.; Steuerer, M.; Wetzell, M.; Wiesmeth, M.

Impressum

Gefördert und begleitet durch

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Kernerplatz 9
70182 Stuttgart

Bearbeiter und Herausgeber

Forschungsverbund STRise - Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy mit den folgenden Instituten und Personen:

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Christoph Schick	Markus Blesl
Heike Brand	Ulrich Fahl
Annika Münkel	Manou Rosenberg
Heike Scheben	Martin Steurer
Michael Wiesmeth	Kai Hufendiek

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik

Hans Christian Gils	Frieder Borggrefe
Manuel Wetzel	

Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart

Ricarda Scheele	Oliver Scheel
-----------------	---------------

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Maike Schmidt	Anna-Lena Fuchs
Andreas Püttner	Tobias Buchmann

Veröffentlichung: November 2018

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Management Summary

Hintergrund und Ziele

Das langfristige Ziel einer weitgehenden Klimaneutralität Deutschlands und Baden-Württembergs, orientiert am Ziel des Übereinkommens von Paris, des Klimaschutzplans der Bundesregierung und des integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts des Landes Baden-Württemberg, ist nur durch einen weitgehenden Umbau des Energiesystems in allen Sektoren – Strom, Wärme und Mobilität – zu erreichen. Die Komplexität dieser Transformation erfordert dabei eine umfassende Betrachtung im Gesamtkontext. Entsprechend verfolgt das Projekt „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“ einen ganzheitlichen Analyse- und Bewertungsansatz, der die Bereiche Technologie, Ökonomie und Sozialwissenschaft zusammenführt und mit modellgestützten Gesamtsystemanalysen die Wirkungen verschiedener Ausgestaltungsoptionen der Transformation des Energiesystems bewertet und quantifiziert. Ziel ist die Ableitung entsprechender Handlungsempfehlungen, sowohl als kurzfristig notwendige Weichenstellungen als auch langfristige Weiterentwicklungsoptionen.

Aufbau des Berichts und Kernerkenntnisse

In Kapitel 2 werden zukünftige technisch-ökonomische Entwicklungen relevanter Stromerzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen untersucht und bewertet sowie Schlüsseltechnologien identifiziert, die aus heutiger Sicht eine besonders dynamische Entwicklung oder disruptive Veränderungen für das System erwarten lassen.

- Baden-Württemberg ist in den betrachteten Schlüsseltechnologien und den Rahmenbedingungen für Technologieentwicklung grundsätzlich gut aufgestellt – Transfer und Praxisumsetzung gewinnen jedoch zukünftig an Bedeutung und sollten weiter in den Fokus genommen werden.
- Da sich die Transformation des Energiesystems über große Zeiträume erstreckt, bestehen insbesondere Gefahren möglicher Lock-in-Effekte, Stranded Investments und Ineffizienzen. Handlungsbedarf besteht vor allem auf Bundesebene, etwa hinsichtlich unterschiedlicher Abgaben- und Umlagenbelastung in den Sektoren. Ansatzpunkte auf Landesebene bestehen u.a. in Hinblick auf unzureichende Sanierungstiefe im Gebäudebereich oder nicht ausgeschöpfte Dachflächennutzung bei PV-Anlagen.

In Kapitel 3 richtet sich der Blick auf Finanzierung und Marktdesign durch die Analyse von Effekten im Endkundenmarkt, die sich aus dem regulatorischen Rahmen ergeben. Dabei werden zwei Elemente analysiert: Dezentrale Akteure und die Ausbildung von Strompreiszonen.

- Der derzeitige regulatorische Rahmen ist nur unzureichend auf das Auftreten dezentraler Akteure eingestellt und reizt z.T. nicht-systemdienliches Verhalten an, welches zu Mehrkosten im Gesamtsystem führen kann. Gleichzeitig kann das vermehrte Auftreten von sich

selbstversorgenden Prosumern zu Verteilungsschwierigkeiten durch spürbare Mehrbelastung der übrigen Endkunden bei Abgaben und Umlagen führen. Hier könnten veränderte Anreizstrukturen bei den Netzentgelten Verbesserungen erreichen.

- Die kommende Auftrennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets wird in Deutschland auch im Fall einer eigenen Preiszone Deutschland-Süd vermutlich nur geringen Einfluss auf (marginal sinkende) Großhandelspreise haben. Die Endverbraucherpreise dürften aufgrund sinkender Redispatchkosten jedoch deutlicher entlastet werden. Der Preisanstieg in der österreichischen Preiszone ist hingegen am Großhandelsmarkt etwas höher, wengleich noch immer im Bereich weniger Euro pro MWh.

In Kapitel 4 folgen empirische, sozialwissenschaftliche Betrachtungen, mit dem Ziel, Perspektiven von Bürgerinnen und Bürgern zu analysieren und mögliche Akzeptanzmuster hinsichtlich unterschiedlicher Energiemixe und Transformationsszenarien zu identifizieren.

- Während eine Autonomie Baden-Württembergs in der Energieproduktion sowie eine verstärkte Elektrifizierung mehrheitlich kritisch betrachtet werden, stellt die Entwicklung und Implementierung neuer Beteiligungs- und Finanzierungsoptionen gerade im Bereich Mobilität und Wärme für Bürgerinnen und Bürgern ein besonders wichtiges Anliegen dar. Die Ergebnisse der Diskussionen verdeutlichen, dass ein gesellschaftlicher Diskurs über mögliche Energiezukünfte und die damit verbundenen Technologien für das Gelingen einer nachhaltigen Energietransformation unerlässlich ist.
- Die Integration dieser Diskussion bereits in die Entwicklung von Lösungsoptionen und Transformationspfaden in Rahmen transdisziplinärer Ansätze lässt hier wesentlich verbesserte Ergebnisse erwarten und sollte verstärkt eingesetzt werden.

In Kapitel 5 schließlich werden verschiedene Dekarbonisierungspfade unter Einsatz zweier Energiesystemmodelle in Langfristszenarien quantifiziert, wobei Erkenntnisse aus den vorangegangenen Kapiteln in den Rahmenannahmen Berücksichtigung finden. Auf diese Weise werden technische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Aspekte miteinander in Beziehung gesetzt und integriert betrachtet.

- Eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesektors in Baden-Württemberg ist ohne steigende Stromimporte nicht kosteneffizient möglich. Da die Importe, wie auch die heimische Erzeugung, überwiegend aus zeitlich variierender Windkraft und Photovoltaik stammen, kommt dem Lastausgleich durch das Stromnetz, Energiespeicher und flexible Lasten auch im Rahmen einer Sektorintegration eine gewichtige Rolle in der Gestaltung des Transformationsprozesses zu. Im Rahmen der Sektorintegration werden zukünftig ca. ein Drittel der Stromnachfrage für die Substitution heute konkurrierender Energieträger und Speicherung angewendet. Hierbei ist die reine Elektrifizierung aller Bereiche des Energiesystems nicht zwangsweise die kosteneffizienteste Lösung; speziell bei Mobilität und Wärme werden zumindest mittelfristig auch andere Lösungen benötigt.
- Für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung erscheinen gleichverteilte Reduktionsziele für die Sektoren kontraproduktiv. Kosteneffiziente Pfade zeigen bei gleichen Gesamtemissionen zunächst eine deutlich tiefere und schnellere Dekarbonisierung des Stromsektors auf.

Inhalt

MANAGEMENT SUMMARY	VI
1 EINFÜHRUNG	1
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	1
1.2 Aufbau des Berichts	1
2 TECHNOLOGIEN UND FLEXIBILITÄTSOPTIONEN	3
2.1 Analyse der Technologiebasis	3
2.2 Entwicklungspfade ausgewählter Schlüsseltechnologien bis 2030	13
2.3 Identifikation mögl. Lock-in-Effekte, Ineffizienten oder Stranded Investments	32
2.4 Schlussfolgerungen	37
3 FINANZIERUNG UND MARKTDESIGN	41
3.1 Auswirkungen von Rahmensetzungen für Erneuerbare Energien und Flexibilitäten auf die Entwicklung des Energiesystems	41
3.2 Analyse der Abgaben- und Umlagensystematik mit Fokus auf die Systemeinbindung von Prosumern	63
3.3 Analyse der Ausbildung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet	73
3.4 Schlussfolgerungen	94
4 SOZIALWISSENSCHAFTLICHE ANALYSEN	98
4.1 Energiemixe und Annahmen der Szenarioanalyse	100
4.2 Szenariogestützte Analyse der Energiemixe	103
4.3 Sozialwissenschaftliche Bewertung von Energiemixen: Fokusgruppen	112
4.4 Umsetzungspotential von Energiemixen: Experten-Delphi	123
4.5 Schlussfolgerungen	135
5 MODELLGESTÜTZTE SYSTEMTRANSFORMATIONS-ANALYSEN	141
5.1 Szenarioanalysen zur Entwicklung des Stromsystems in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung der nationalen und europäischen Einbindung	141
5.2 Schlussfolgerungen	167
6 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	169
ANHANG.....	172
A.0 Kernergebnisse der Szenarioanalysen in Tabellenform	172
A.2.2 Techno-ökonomische Kenndaten	181
A.3.3 Strompreiszonen	211
A.4.3 Material und Auswertung Fokusgruppen	224
A.4.4 Fragebögen und Auswertungen Expertendelphi	233
LITERATURVERZEICHNIS	269
FORSCHUNGSBERICHTSBLATT	299

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 2-1: Installierte Nettoleistung der am Markt befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten (> 10 MW) in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Inbetriebnahmejahr.....	4
Abbildung 2-2: Installierte Nettoleistung der am Markt befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten (> 10 MW) in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Energieträgern und Inbetriebnahmezeitraum.	5
Abbildung 2-3: Nettozubau (oben) und installierte Leistung (unten) der in Betrieb befindlichen erneuerbaren Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Inbetriebnahmezeitraum....	7
Abbildung 2-4: Entwicklung von durchschnittlicher Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Anlagenleistung von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg (Stand Januar 2018) nach Inbetriebnahmejahr.....	8
Abbildung 2-5: Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahr in Baden-Württemberg im Betriebsjahr 2016.	8
Abbildung 2-6: Vergleich Patententwicklung der Windenergie der Bundesländer seit 1979.....	14
Abbildung 2-7: Annahmen zur Windenergie an Land: Entwicklung der elektrischen Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser von Schwachwindanlagen.	15
Abbildung 2-8: Vergleich Patententwicklung Photovoltaik der Bundesländer seit 1979.	17
Abbildung 2-9: Forschungsfokus im Bereich Photovoltaik allgemein für Deutschland und Baden-Württemberg seit 1979.	17
Abbildung 2-10: Annahmen zur Photovoltaik: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Dachanlagen.	18
Abbildung 2-11: Vergleich Patententwicklung Batterietechnologie Bundesländern seit 1979.	21
Abbildung 2-12: Forschungsfokus im Bereich Batterietechnik für Deutschland und Baden-Württemberg.....	21
Abbildung 2-13: Annahmen zur Entwicklung der Systempreise von PV-Speichern von 2015 bis 2050.	22
Abbildung 2-14: Annahmen zur Entwicklung der Systempreise von Fahrzeugbatterien auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie von 2015 bis 2050.	23
Abbildung 2-15: Marktanteile im deutschen und europäischen Markt für Solarspeichersysteme im Jahr 2016	24
Abbildung 2-16: Einbindung von Elektrolyse in das Energiesystem.	27
Abbildung 2-17: Entwicklung der Vorhersagequalität der operationellen Modelle des DWD für den Zeitraum von 1968 bis 2016, dargestellt anhand der Tendenzkorrelation des 500 hPa Geopotentials.	30
Abbildung 3-1: Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien und jährlich neu installierte Leistung der Windenergieanlagen in Baden-Württemberg bis 2017.....	43
Abbildung 3-2: Übersicht über die bestehenden und neuen Funktionen des Modells EnDAT.....	46
Abbildung 3-3: Ermittelte Flächenpotentiale für Baden-Württemberg mit einem detaillierten Standort-Modell	48
Abbildung 3-4: Windgüte – Jahresvolllaststunden in unterschiedlichen Regionen Deutschlands	49
Abbildung 3-5: Ermittelte Volllaststunden in Baden-Württemberg und in Deutschland im Vergleich.....	50
Abbildung 3-6: Ermittelte Windpotentiale für die vier Regierungsbezirke in Baden-Württemberg	51
Abbildung 3-7: Vergütung und jährlicher Deckungsbeitrag beispielhaft für eine Referenzanlage und typische Anlagen in Süd- und Norddeutschland	52
Abbildung 3-8: Bestehender und vorgeschlagener Korrekturfaktor bei der Auktion von Windanlagen	53

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Abbildung 3-9: Ergebnisse einer Akzeptanzbefragung aus (Sonnberger und Ruddat, 2016 und 2017)	56
Abbildung 3-10 Potentielle Windstandorte (Weiß) in Deutschland in Abhängigkeit von den Mindestabständen zu Siedlungsgebieten	58
Abbildung 3-11: Anteil des verbliebenen Flächenpotentials an der theoretisch nutzbaren Fläche für die Windkraft je nach Abstand zu Siedlungsflächen	59
Abbildung 3-12: Ermittelte Potentiale für installierbare Windenergieanlagen in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Mindestabständen (Quelle: DLR)	60
Abbildung 3-13: Geförderte und insgesamt installierte PV-Speicher-Systeme in Deutschland (seit Beginn der KfW-Förderung 05/2013), Darstellung nach (Kairies, et al., 2016)	63
Abbildung 3-14: Einsatzmöglichkeiten für Batterie-Speicher und PV-Anlage (Energieflüsse)	64
Abbildung 3-15: Abgaben- und Umlagen-Effekte auf nicht-befreite Endverbraucher. Gesamteffekt aus EEG- Umlage und Netzentgelte vs. 2015 in ct/kWh in Abhängigkeit von Prosumer-Durchdringungsrate bei Ein- und Zwei-Familienhäusern (in %) und PV-Festvergütungssätze (in EUR/MWh)	69
Abbildung 3-16: Dispatch für nicht-systemdienlichen Speichereinsatz; bei 30% Prosumer-Durchdringung und für Beispielwoche im Mai	70
Abbildung 3-17: Dispatch für systemdienlichen Speichereinsatz; bei 30% Prosumer-Durchdringung und für Beispielwoche im Mai	70
Abbildung 3-18: Ein- und Ausspeicherkurven der Batterien; systemdienlich versus nicht-systemdienlich bei 90% Prosumer-Durchdringung für eine Beispielwoche im Mai	71
Abbildung 3-19: Barwertsteigerung PV-/Speichersystem in Abhängigkeit des eigengenutzten Erzeugungsanteils: in EUR; ohne initialen Invest	72
Abbildung 3-20: Die Entwicklung der Strompreise an den zentralen Hubs in den USA.	79
Abbildung 3-21: Häufigkeit eines gemeinsamen stündlichen Strompreises am Spotmarkt für alle vier	80
Abbildung 3-22: Durchschnittliche absolute Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten pro Jahr seit	80
Abbildung 3-23: Jährlicher absoluter Zubau an installierter Kraftwerksleistung je Preiszone (Daten:	81
Abbildung 3-24: Netzengpässe 2015 und Einteilung in Strompreiszonen; (Monitoringbericht 2016, 2016)	82
Abbildung 3-25: Jahresdurchschnittspreise DE und AT und nach Preiszonen.....	83
Abbildung 3-26: Sensitivitäten	84
Abbildung 3-27: Produzentenrente und Nachfragekosten	85
Abbildung 3-28: Beispielhafte Darstellung der Kosten für das Engpassmanagement	87
Abbildung 3-29: Verteilung der Stunden mit Einspeisemanagement in den drei untersuchten Regionen.....	89
Abbildung 3-30: Einspeisemanagement und Redispatchbedarf in den drei Zonen	90
Abbildung 3-31: Jahresdauerlinie Einspeisemanagement	90
Abbildung 3-32: Vergleich des Redispatch-Bedarfs bei erhöhter Kuppelkapazität.....	91
Abbildung 3-33: Vergleich des Redispatch-Bedarfs bei einer Aufspaltung in zwei Zonen DE und AT	92
Abbildung 3-34: Ermittelte Redispatch-Kosten für die einzelnen Szenarien	92
Abbildung 4-1 Flussdiagramm des Arbeitsablaufs im Arbeitspaket „Sozialwissenschaftliche Analysen“ als Zusammenspiel der energiewirtschaftlichen Analyse mit TIMES PanEU und der sozialwissenschaftlichen Untersuchung über Fokusgruppen	99
Abbildung 4-2 Installierte Nettokraftwerksleistung in Baden-Württemberg in 2050 nach Energieträgern im Vergleich der drei Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz	105
Abbildung 4-3 Anzahl der Pkw in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Vergleich der Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz von 2010 bis 2050	106
Abbildung 4-4 Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in Baden-Württemberg in 2050 nach Energieträgern	107
Abbildung 4-5 Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Untersuchungszeitraum für die untersuchten Szenarien	109
Abbildung 4-6 Endenergieverbrauch nach Sektoren in Baden-Württemberg von 2010 bis 2050	110
Abbildung 4-7 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Baden-Württemberg für die drei untersuchten Energemixe von 2010 bis 2050	111
Abbildung 4-8 Einbettung des sozialwissenschaftlichen Forschungsdesigns in EnSys-BaWü (eigene Darstellung)	113
Abbildung 4-9 Ablauf und Design der Fokusgruppen (eigene Darstellung)	115

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Abbildung 4-10 Änderungen der Szenario-Bewertungen in Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung (eigene Darstellung)	122
Abbildung 4-11 Visuelle Pre-Post Bewertungen der Szenarien in den vier Fokusgruppen (eigene Darstellung)	123
Abbildung 4-12 Verteilung der Rangpunkte Windkraftfrage, Runde 2	129
Abbildung 4-13 Verteilung Forschungsbudget, Delphi-Runde 1 (eigene Darstellung)	130
Abbildung 4-14 Verteilung Forschungsbudget, Delphirunde 2 (eigene Darstellung)	131
Abbildung 4-15 Vorschläge zu Entwicklung, Kommunikation und Bewertung von Energieszenarien mit Bürgerinnen und Bürgern (eigene Darstellung)	135
Abbildung 5-1: Übersicht der Methodik bei der Szenarienerstellung und Kopplung der Modelle TIMES-Pan EU BW und REMix.	142
Abbildung 5-2: Übersicht REMix-Modell.....	143
Abbildung 5-3: Untersuchungsgebiet und regionale Auflösung der REMix-Analysen.....	146
Abbildung 5-4: Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	150
Abbildung 5-5: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	151
Abbildung 5-6: Nettostrombereitstellung in Baden-Württemberg bis 2050	152
Abbildung 5-7: Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	153
Abbildung 5-8: Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	154
Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	155
Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	156
Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	157
Abbildung 5-12: Grenzübergangspreise Steinkohle, Erdgas und Erdöl	158
Abbildung 5-13: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	159
Abbildung 5-14: Strombilanzen in Baden-Württemberg.....	160
Abbildung 5-15: Beitrag der verschiedenen Technologien zum Lastausgleich in Baden-Württemberg	161
Abbildung 5-16: Jährlicher Stromtransfer in Deutschland über Gleichstromleitungen (orange) und Wechselstromleitungen (blau) für 2020 und 2050.....	162
Abbildung 5-17: Jährlicher Stromtransfer in Baden-Württemberg über Gleichstromleitungen (orange) und Wechselstromleitungen (blau) für 2020 und 2050.....	162
Abbildung 5-18: Vergleich der gesichert verfügbaren Erzeugungs- und Speicherleistung und der maximalen Importleistung mit der Spitzenlast in Baden-Württemberg. Mit SK ausgewiesen ist die zusätzliche Last der Sektorenkopplung.....	163
Abbildung 5-19: Stündliche Stromerzeugung in Baden-Württemberg und Restdeutschland	164
Abbildung 5-20: Stündliche Stromnachfrage der flexiblen Lasten in Baden-Württemberg und Restdeutschland	165
Abbildung 5-21: Vergleich der Szenarienvarianten hinsichtlich des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen in Baden-Württemberg.	166
Abbildung A-3-1: Jährliche Bilanz von Export und Import bezogen auf Gesamtschweden seit dem Jahr	217
Abbildung A-3-2: Jährliche Kosten des schwedischen ÜNB für Countertrade seit 2007 in Mio. €,.....	219
Abbildung A-3-3: Jährlicher Verbrauch (exkl. Verluste) pro Preiszone in TWh (Daten: Svenska	219
Abbildung A-3-4: Produktionswert nach Region und Jahr in Mrd. SEK (Daten: Statistics Sweden unter	220
Abbildung A-3-5: Änderungen im Produktionswert während der Jahre 2007 – 2011 bzw. 2011 – 2015....	221
Abbildung A-3-6: Entwicklung der Gesamtkosten für das Engpassmanagement. (Quelle: BDEW 2017)	222
Abbildung A-3-7: Netzentgelte Deutschland, Quelle (Bundesnetzagentur, Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015)	223

Tabellen

Tabelle 2-1: Power-to-Gas- Projekte in Baden-Württemberg	12
Tabelle 2-2: Technisches Potenzial für PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg (ohne Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten).....	19
Tabelle 2-3: Absatz von PV-Speicherbatteriesystemen sowie Neuzulassungen von Elektro-Pkw (BEV und PHEV) von 2014 bis 2017 in Deutschland.....	23
Tabelle 3-1: Übersicht über Gebote und Zuschläge der ersten Ausschreibungsrunden für Windanlagen	44
Tabelle 3-2: Entwicklung der Zuschlagswerte in den Auktionen für Windanlagen 2017-2018, Eigne Darstellung nach BNetzA (2018).....	45
Tabelle 3-3: Übersicht über Einflussgrößen Überzeichnung, Bürgerenergiegesellschaften und genehmigte Anlagen, Eigne Darstellung nach BNetzA (2018).....	45
Tabelle 3-4: Windgeschwindigkeit und Windpotentiale für Baden-Württemberg und weitere Bundesländer	51
Tabelle 3-5: Prosumer-Daten.....	67
Tabelle 3-6: Delta Effekte Fall A (nicht-systemdienlicher Speichereinsatz) versus Fall B (systemdienlicher Speichereinsatz)	71
Tabelle 3-7: Untersuchte Szenarien	82
Tabelle 3-8: Eigene Darstellung; Quelle (Bundesnetzagentur, Monitoringbericht, 2016).....	85
Tabelle 4-1 Treibhausgasminderungsziele für die Szenarioanalyse in der EU-28, in Deutschland und in Baden-Württemberg von 2030 bis 2050	100
Tabelle 4-2 Qualitative Beschreibung der Szenarioannahmen.....	102
Tabelle 4-3 Verteilung der Transportnachfrage von Personen nach Modi von 2020 bis 2050 für die Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz.....	103
Tabelle 4-4 Flächenbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie den Anbau von Biomasse in den Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz in Baden-Württemberg in 2050	108
Tabelle 4-5 Differenz der kumulierten und diskontierten Systemkosten im Vergleich zum Szenario mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele in der EU28, Deutschland und Baden-Württemberg	111
Tabelle 4-6 Wissensbestandteile zur Bewertung der Szenarien (eigene Darstellung)	116
Tabelle 4-7 Verwendung von Werte-Clustern in der Bewertung von Energieszenarien (eigene Darstellung auf Basis von Demski et al. 2015)	122
Tabelle 4-8 Statistische Auswertung, Delphi-Runde 2 (eigene Darstellung)	128
Tabelle 4-9 Budgetverteilung, Runde 2: von den Diskussionsgruppen entwickelte Maßnahmen	132
Tabelle 5-1: Szenariobedingungen im TIMES PanEU BW Modell	144
Tabelle A-2-1: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergieanlagen an Land (Starkwind).	184
Tabelle A-2-2: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergie an Land (Schwachwind).....	184
Tabelle A-2-3: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergie auf See.....	185
Tabelle A-2-4: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen bis 10 kW.	186
Tabelle A-2-5: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen von 10 bis 100 kW.	187
Tabelle A-2-6: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen von 100 bis 500 kW.	187
Tabelle A-2-7: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Freiflächenanlagen.	188
Tabelle A-2-8: Spezifische Investitionskosten von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	190
Tabelle A-2-9: Betriebskosten von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	191
Tabelle A-2-10: Entwicklung der Nutzungsdauer von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	192
Tabelle A-2-11: Volllaststunden von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.	192
Tabelle A-2-12: Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	193

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle A-2-13: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen der Tiefengeothermie zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.	195
Tabelle A-2-14: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Luft-Wasser-Wärmepumpen.	197
Tabelle A-2-15: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Sole-Wasser-Wärmepumpen.	197
Tabelle A-2-16: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Wasser-Wasser-Wärmepumpen.	198
Tabelle A-2-17: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Warmwasser-Wärmepumpen.	198
Tabelle A-2-18: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Gas-Wärmepumpen.	198
Tabelle A-2-19: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Elektrokessel.	200
Tabelle A-2-20: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Elektrodenkessel.	200
Tabelle A-2-21: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen PV-Speicher. .	202
Tabelle A-2-22: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen Großspeicher.	203
Tabelle A-2-23: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen-Fahrzeugbatterien.	203
Tabelle A-2-24: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Redox-Flow Batterien.	204
Tabelle A-2-25: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Alkalische Elektrolyse (AEL)	206
Tabelle A-2-26: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL).	206
Tabelle A-2-27: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL engl. Solid Oxid Electrolysis).	207
Tabelle A-2-28: Techno-ökonomische Annahmen der biologischen und katalytischen Methanisierung.	208
Tabelle A-2-29: Techno-ökonomische Annahmen des Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM-FC) Heizgeräts.	209
Tabelle A-2-30: Techno-ökonomische Annahmen des Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) Heizgeräts.	209
Tabelle A-2-31: Techno-ökonomische Annahmen des Hochtemperatur PEM (HTPEM) Beistellgeräts.	210
Tabelle A-2-32: Techno-ökonomische Annahmen des Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) Beistellgeräts.	210

Kernergebnisse in Tabellenform

Tabelle Kernergebnis 1, Abbildung 5-4: Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	172
Tabelle Kernergebnis 2, Abbildung 5-5: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	173
Tabelle Kernergebnis 3, Abbildung 5-6: Nettostrombereitstellung in Baden-Württemberg bis 2050.....	174
Tabelle Kernergebnis 4, Abbildung 5-7: Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	175
Tabelle Kernergebnis 5, Abbildung 5-8: Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050.....	176
Tabelle Kernergebnis 6, Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050.....	177
Tabelle Kernergebnis 7, Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	178
Tabelle Kernergebnis 8, Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050	178
Tabelle Kernergebnis 9, Abbildung 5-14: Strombilanzen in Baden-Württemberg; in TWh/a.....	179
Tabelle Kernergebnis 10, Abbildung 5-15: Beitrag der verschiedenen Technologien zum Lastausgleich in Baden-Württemberg	179
Tabelle Kernergebnis 11, Abbildung 5-18: Vergleich der gesichert verfügbaren Erzeugungs- und Speicherleistungen und der maximalen Importleistung mit der Spitzenlast in Baden-Württemberg. Mit SK ausgewiesen ist die zusätzliche Last der Sektorenkopplung; in GW	180

1 Einführung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Das langfristige Ziel einer weitgehenden Klimaneutralität Deutschlands und Baden-Württembergs, orientiert am Ziel des Pariser Übereinkommens bzw. auf nationaler Ebene am Klimaschutzplan der Bundesregierung, ist nur durch einen weitgehenden Umbau des Energiesystems in allen Sektoren – Strom, Wärme und Mobilität – zu erreichen. Die Komplexität dieser Transformation erfordert dabei eine umfassende Betrachtung im Gesamtkontext. Entsprechend verfolgt das Projekt „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“ einen ganzheitlichen Analyse- und Bewertungsansatz, der die Bereiche Technologie, Ökonomie (Finanzierung und Marktdesign) und Sozialwissenschaft zusammenführt. Das Ziel besteht dabei in der Durchführung empirisch fundierter, modellgestützter Analysen zu

- Technologischen Entwicklungen und damit verbundenen Flexibilitäten (Kapitel 2)
- Finanzierung und Marktdesign der Energiewende (Kapitel 3)
- sozialwissenschaftlichen Aspekten möglicher Akzeptanzmuster und der Identifikation von Partizipationsoptionen für Baden-Württemberg (Kapitel 4)
- sowie Systemtransformationsanalysen (Kapitel 5).

Dabei werden sowohl kurzfristig notwendige Weichenstellungen als auch längerfristige Entwicklungen (bis 2050) betrachtet. Der inhaltliche Schwerpunkt liegt auf dem Stromsystem, jedoch werden die Interaktionen mit den Sektoren Wärme und Mobilität explizit berücksichtigt.

1.2 Aufbau des Berichts

In Kapitel 2 werden zunächst zukünftige technisch-ökonomische Entwicklungen relevanter Stromerzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen (Speicher) untersucht und bewertet. Dabei werden auch die Gefahren möglicher Lock-in-Effekte, Stranded Investments und Ineffizienzen betrachtet.

In Kapitel 3 richtet sich der Blick auf Finanzierung und Marktdesign durch Analyse von Effekten im Endkundenmarkt, die sich aus dem regulatorischen Rahmen ergeben. Dabei werden insbesondere dezentrale Akteure und die Ausbildung von Strompreiszonen untersucht.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg - Einführung

In Kapitel 4 folgen sozialwissenschaftliche Betrachtungen, mit dem Ziel, Argumente und Sichtweisen von Bürger/innen zu erheben und mögliche Akzeptanzmuster hinsichtlich unterschiedlicher Szenarien zu identifizieren und analysieren.

In Kapitel 5 schließlich werden verschiedene Dekarbonisierungspfade unter Einsatz zweier Energiesystemmodelle in Langfristszenarien quantifiziert, wobei Erkenntnisse aus den vorangegangenen Kapiteln, insbesondere Kapitel 2 und 4, in den Rahmenannahmen Berücksichtigung finden.

Im abschließenden Kapitel 6 folgen die Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.

2 Technologien und Flexibilitätsoptionen

(Schmidt, M.; Fuchs, A.-L.; Püttner, A.; Buchmann, T.)

Das heutige Energiesystem wird im Zuge der Energiewende einer langfristigen Transformation unterzogen. Vor diesem Hintergrund wird zunächst die Technologiebasis im bestehenden Kraftwerkspark in Baden-Württemberg analysiert und bereits bestehende Flexibilitätsoptionen aufgezeigt. Dies ist in einem ersten Schritt erforderlich, da nur so treffende Aussagen über mögliche Entwicklungen und Transformationspfade abgeleitet werden können. Aufbauend auf dieser Analyse werden Entwicklungspfade aus technisch-ökonomischer Sicht mit Blick auf den Zeitraum bis 2030 aufgezeigt. Fokussiert wird hierbei auf Technologien im Strombereich, die Schlüsseltechnologien für die baden-württembergische Energiewende darstellen. Abschließend werden Entwicklungen, die nicht unbedingt zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis führen, betrachtet. Dabei wird geprüft, welche Lock-in-Effekte die Transformation des Energiesystems behindern könnten. Des Weiteren wird analysiert, in welchen Bereichen Stranded investments drohen könnten und inwiefern die ungesteuerte Diffusion von Technologien zu Ineffizienzen im Energiesystem als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht führen könnte.

2.1 Analyse der Technologiebasis

Die Analyse der Ausgangsbasis für das Jahr 2016 in Baden-Württemberg charakterisiert für den Bereich Stromerzeugung den aktuellen Bestand von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten in Baden-Württemberg. Zudem werden bestehende Flexibilitätsoptionen in Form von Stromspeichertechnologien, Power-to-Heat (Elektrodenkessel, Wärmepumpen), Power-to-X (Elektrolyse-Verfahren, Methanisierung) und Brennstoffzellen betrachtet. Außerdem weist die Analyse entsprechende Einsatzbereiche und technologische Trends auf. Diese Untersuchungen stellen die Grundlage für die betrachteten Entwicklungspfade bis 2030 im nachfolgenden Abschnitt dar.

Die am Markt verfügbare konventionelle Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg von insgesamt rd. 9,1 GW (Stand Dezember 2017) wird von Anlagen dominiert, die im Zeitraum 1980 bis 1990 in Betrieb genommen wurden (siehe Abbildung 2-1). Dazu tragen insbesondere die noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcke Philippsburg 2 (Inbetriebnahme 1985) und Neckarwestheim II (Inbetriebnahme 1989) mit einer installierten Gesamtkapazität von 2,7 GW

bei. Bis Ende 2019 bzw. 2022 werden diese entsprechend des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom Netz gehen. Steinkohlekraftwerke mit einer am Markt verfügbaren Leistung von 5,0 GW¹ stellen den leistungsstärksten konventionelle Energieträger in Baden-Württemberg dar. Vier der großen Steinkohleblöcke in Baden-Württemberg wurden ebenfalls im Zeitraum von 1980 bis 1990 errichtet. Insgesamt konzentrieren sich die am Markt agierenden steinkohlebefeuerten Kraftwerksblöcke im Wesentlichen neben Karlsruhe und Mannheim auf die Standorte Heilbronn und Altbach. Eine Wärmeauskopplung ist bei allen steinkohlebefeuerten Anlagen umgesetzt, dabei unterscheidet sich das Verhältnis der Wärmeleistungen zur elektrischen Leistung teilweise deutlich. So weist der erst 2015 in Betrieb genommene Kraftwerksblock in Mannheim GKM 9 beispielsweise nahezu die doppelte Wärmeleistung im Vergleich zum 2014 in Betrieb genommenen Karlsruher Kraftwerksblock RDK 8 bei gleicher elektrischer Leistung auf. Zudem zeigt die erst 2014 bzw. 2015 erfolgte Inbetriebnahme der Kraftwerksblöcke RDK 8 und GKM 9, dass die Steinkohleverstromung mindestens mittelfristig im Energiesystem in Baden-Württemberg weiterhin präsent sein wird. Im Zusammenhang mit möglichen stranded investments wird dieser Aspekt erneut aufgegriffen (siehe auch Abschnitt 2.3).

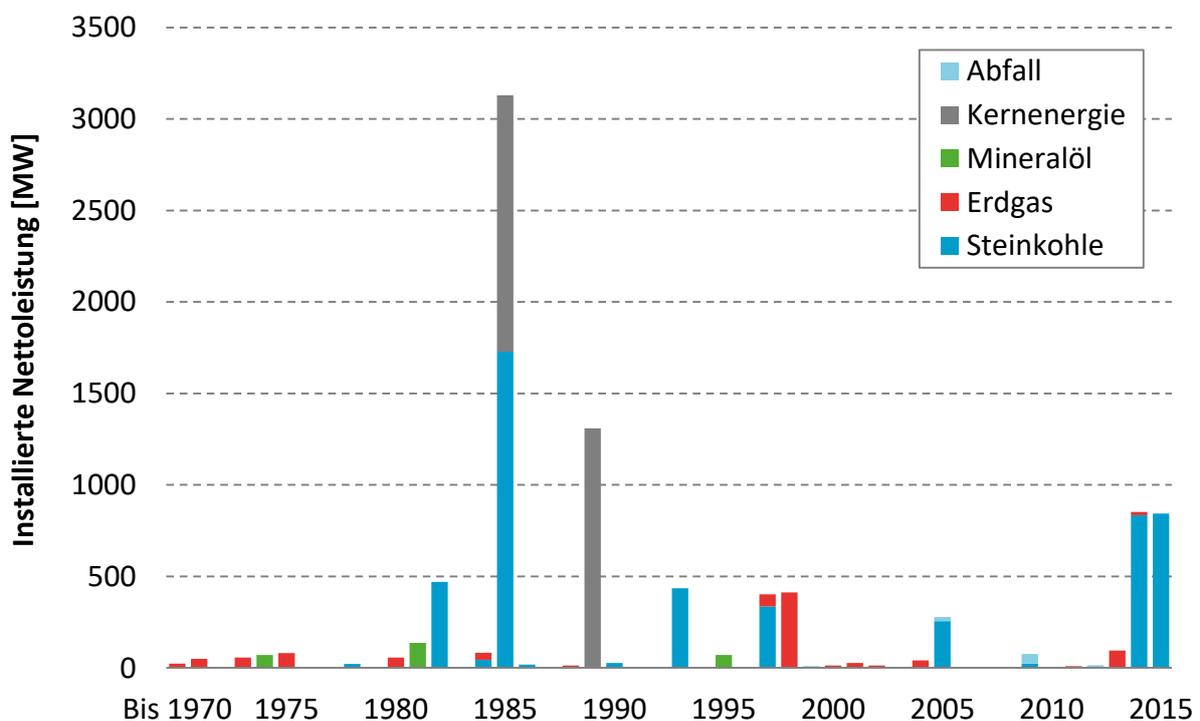


Abbildung 2-1: Installierte Nettoleistung der am Markt befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten (> 10 MW) in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Inbetriebnahmejahr. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus (Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017b)

Erdgaskraftwerke mit elektrischen Leistungen >10 MW spielen eine vergleichsweise geringe Rolle: Mit der Überführung des Blocks RDK4S in Karlsruhe in die Netzreserve im Dezember 2017 sinkt die im Markt befindliche installierte Leistung auf 660 MW. Im Gegensatz zu den großen Steinkohleblöcken mit Leistungen von bis zu 840 MW handelt es sich hierbei um eine

¹ Von der installierten konventionellen Kapazität befinden sich derzeit sieben Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 918 MW in der Netzreserve. Im Dezember bzw. März 2018 werden weitere Kraftwerksblöcke mit einer Kapazität von 430 MW Steinkohle und 350 MW Erdgas in die Netzreserve überführt.

Vielzahl von Anlagen im Leistungsbereich unter 100 MW. Im Jahr 2018 soll die Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg fertiggestellt werden. Nach Inbetriebnahme der gasbetriebenen KWK-Anlage (3 Gasmotoren mit einer elektrischen Leistung von 31 MW, Reservestoff Heizöl) wird die steinkohlebefeuerte Altanlage stillgelegt.

Mineralölbetriebene Anlagen wurden im Zeitraum von 1974 bis 1995 in Betrieb genommen, zuletzt in der Mineralölraffinerie Oberrhein in Karlsruhe. Mit einer Gesamtleistung von 276 MW stellen die sechs Anlagen jedoch nur einen geringen Anteil an der installierten Kapazität. Weiterhin wurden im Zeitraum 1999 bis 2012 Müllverbrennungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 100 MW in Baden-Württemberg in Betrieb genommen. Insgesamt verteilt sich die installierte Nettogleistung der konventionellen Kraftwerke >10 MW in Baden-Württemberg wie in Abbildung 2-2 dargestellt auf Energieträger und Inbetriebnahmezeiträume:

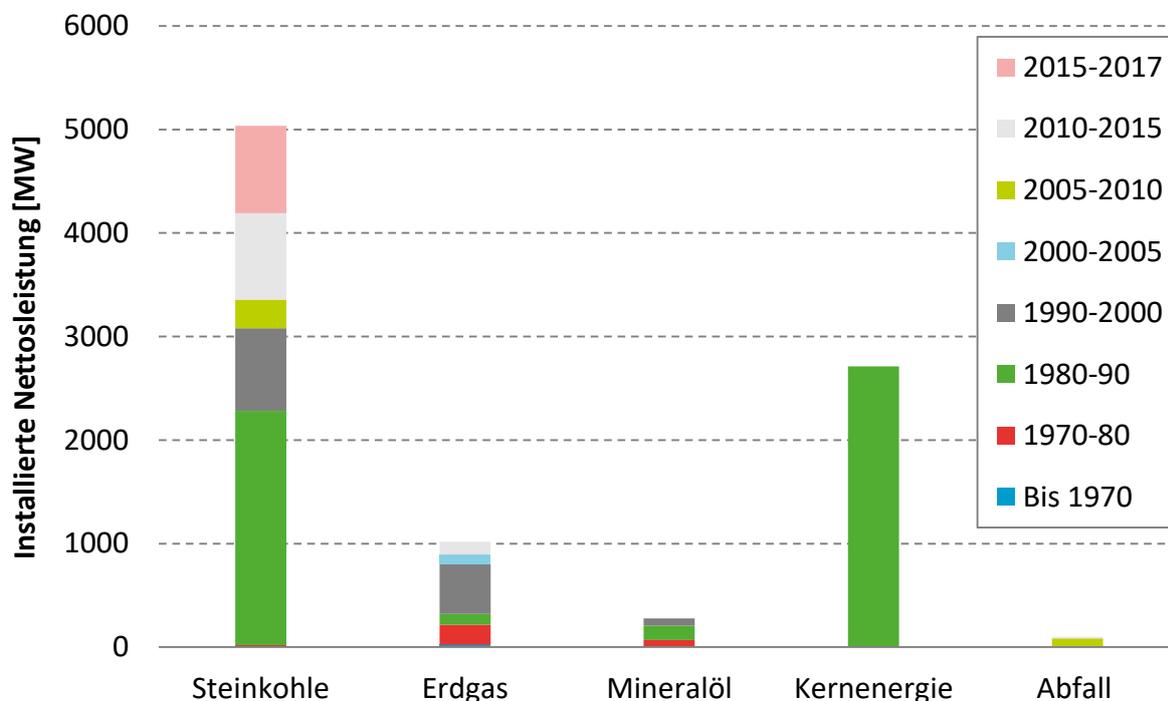
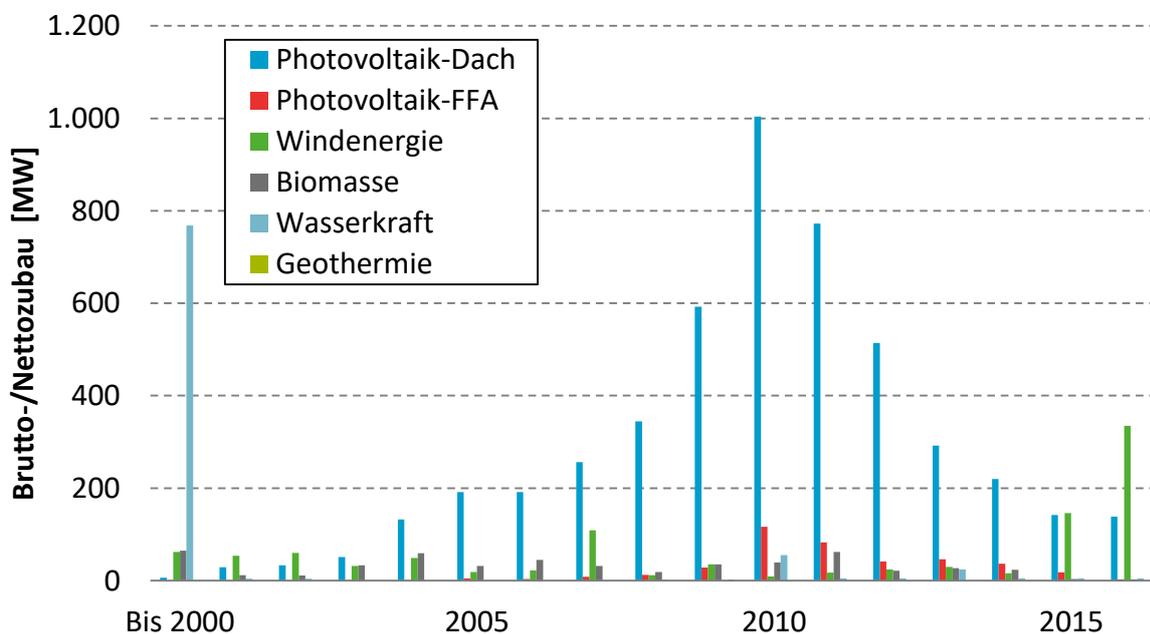


Abbildung 2-2: Installierte Nettogleistung der am Markt befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten (> 10 MW) in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Energieträgern und Inbetriebnahmezeitraum. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus (Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017b)

Im Folgenden wird die in Baden-Württemberg installierte Kapazität im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie Speichertechnologien und weitere strombasierte Anwendungen analysiert. Die installierte Leistung von **Photovoltaikanlagen** in Baden-Württemberg beträgt zum Jahresende 2016 5,3 GW, davon entfallen 0,4 GW auf Freiflächenanlagen. Während 2010 noch 1,1 GW zugebaut wurden, ist der Anlagenzubau seit 2011 kontinuierlich rückläufig und betrug im Jahr 2016 rd. 140 MW (siehe auch Abbildung 2-3). Trotz gegebener Wirtschaftlichkeit bestehen weiterhin Hemmnisse, darunter sieht die Branche die Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage. Dadurch würden die zur Verfügung stehenden Dachflächen nicht vollständig genutzt. Weiterhin werden der bürokratische Aufwand und in einigen Regionen die Verfügbarkeit von Installateuren genannt (Michael Fuhs, 2017).

Bereits im Koalitionsvertrag hatte die Landesregierung eine Solaroffensive zur weiteren Ausschöpfung des Solarpotenzials angekündigt (Landesregierung Baden-Württemberg, 2016). Zum einem sollen im Rahmen der Offensive die die Voraussetzungen geschaffen werden um vermehrt bei den Ausschreibungen zu PV-Freiflächenanlagen zu profitieren. Dazu hat Baden-Württemberg mit Gebrauch der Länderöffnungsklausel im EEG 2017 Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten für jährlich maximal 100 MW PV-Freiflächenanlagen zur Nutzung freigegeben. Mit Start des Förderwettbewerbs „Regionale Photovoltaiknetzwerke“ werden zukünftig (Antragsabgabe Ende Februar 2018) zudem regionale Initiativen gefördert, die Informationsangebote schaffen sowie Maßnahmen im Bereich Motivation und Vernetzung vorsehen (PTKA, 2018). Landesweit wird das Vorhaben über den Austausch der regionalen Initiativen und überregionalen Informationsmaterialien und -veranstaltungen unterstützt. Ziel der Initiative ist den Anlagenzubau zu beleben und die PV-Stromerzeugung insbesondere in Ballungsräumen zu steigern.

Dass Informationskampagnen vor Ort den weiteren Zubau wiederum befördern können zeigt bspw. die Kampagne „Dein Dach kann mehr“ in Freiburg. Teil der Kampagne sind Faktenblätter, Informationsveranstaltungen und kostenlose Beratungen (Stadt Freiburg, 2017). Zukünftig soll die Kampagne um Beratungen für Unternehmen und ein PV-Speicherförderprogramm ergänzt werden. Zur weiteren Erschließung von Dachflächen könnte auch auf ordnungsrechtliche Vorgaben im Städtebau zurückgegriffen werden. So besteht in Basel die Verpflichtung zum Bau von Solardachanlagen bei gegebener Wirtschaftlichkeit (photovoltaik, 2017).



Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

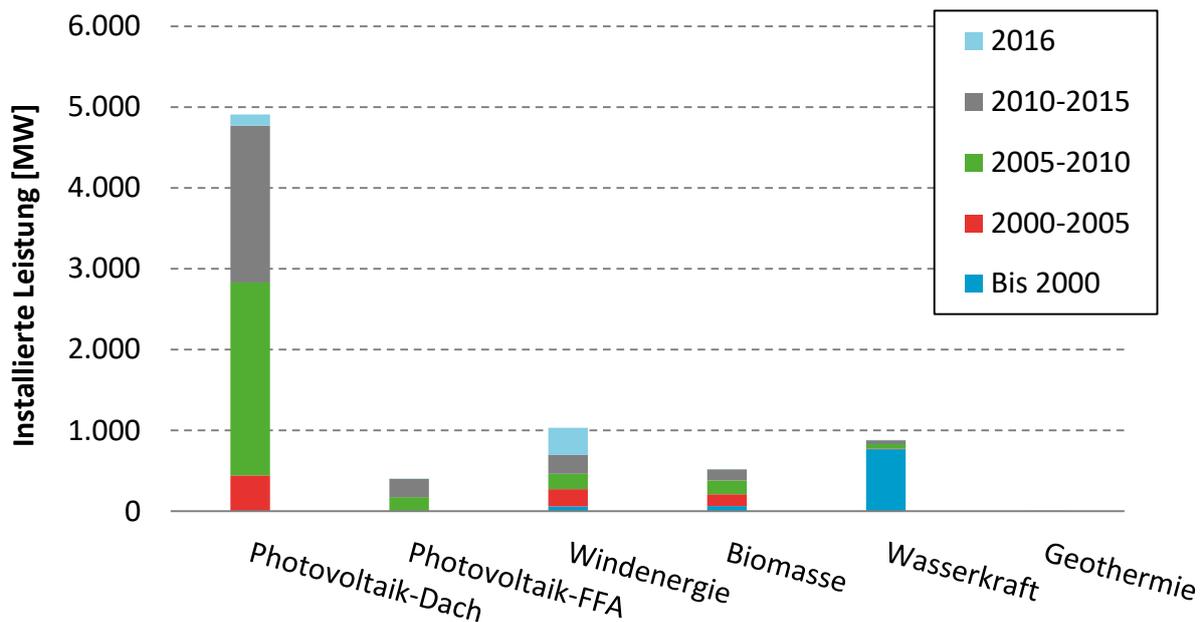


Abbildung 2-3: Nettozubau (oben) und installierte Leistung (unten) der in Betrieb befindlichen erneuerbaren Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg (Stand November 2017) nach Inbetriebnahmezeitraum. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Tobias Kelm, & Anna-Lena Fuchs, 2017).

Der Ausbau von **Windenergieanlagen an Land** erreichte 2016 einen Rekordzubau von gut 330 MW auf 1.030 MW in Baden-Württemberg, im Jahr 2017 konnte dieser mit knapp 390 MW auf rund 1420 MW nochmals übertroffen werden. Der mit dem EEG 2017 eingeleitete Systemwechsel zu Ausschreibungen ließ die Genehmigungszahlen im Jahr 2016 aufgrund von Vorzieheffekten deutlich ansteigen. Der Zubau von Windenergieanlagen in den Jahren 2017 und 2018 wird im Wesentlichen von Projekten bestimmt, die die Übergangsregelungen des EEG 2017 in Anspruch nehmen und noch außerhalb des Ausschreibungsverfahrens in Betrieb genommen werden können. In den bisherigen drei Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land unter dem EEG 2017 ging Baden-Württemberg, mit Geboten im Umfang von insgesamt 232 MW leer aus. Die Entwicklung der Anlagenkenndaten von Neuanlagen zeigt die Entwicklung hin zu leistungsstärkeren und größeren Anlagen in Baden-Württemberg (siehe Abbildung 2-4). Die Inbetriebnahmen im Jahr 2016 wiesen eine mittlere Anlagenleistung von 2,8 MW auf, die Inbetriebnahmen im Jahr 2017 zeigen einen weiteren Anstieg auf 3,2 MW auf (Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz (LUBW) & Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2017). In der Spitze wurden bereits einzelne Anlagen mit einer Leistung von bis zu 3,6 MW installiert (Vestas V136-3,6 MW). Mit 257 W/m² fiel der Durchschnitt der spezifischen Flächenleistung in Baden-Württemberg im Jahr 2016 bereits erheblich niedriger als auf Bundesebene mit 317 W/m² aus. Beispiele wie die Nordex N117/2400 mit einer Flächenleistung von 224 W/m² oder die SWT-3.15-142 mit 199 W/m² zeigen, dass die Betreiber ihre Anlagen mittlerweile an die speziellen Anforderungen von Binnenlandstandorten angepasst haben (sog. „Schwachwindanlagen“).

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

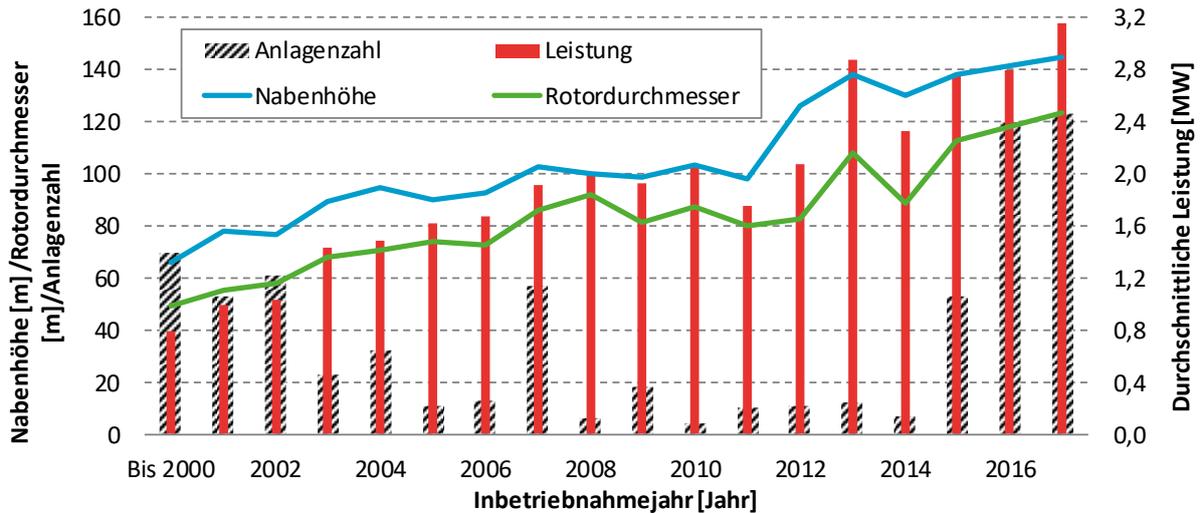


Abbildung 2-4: Entwicklung von durchschnittlicher Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Anlagenleistung von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg (Stand Januar 2018) nach Inbetriebnahmejahr. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus (Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), 2017).

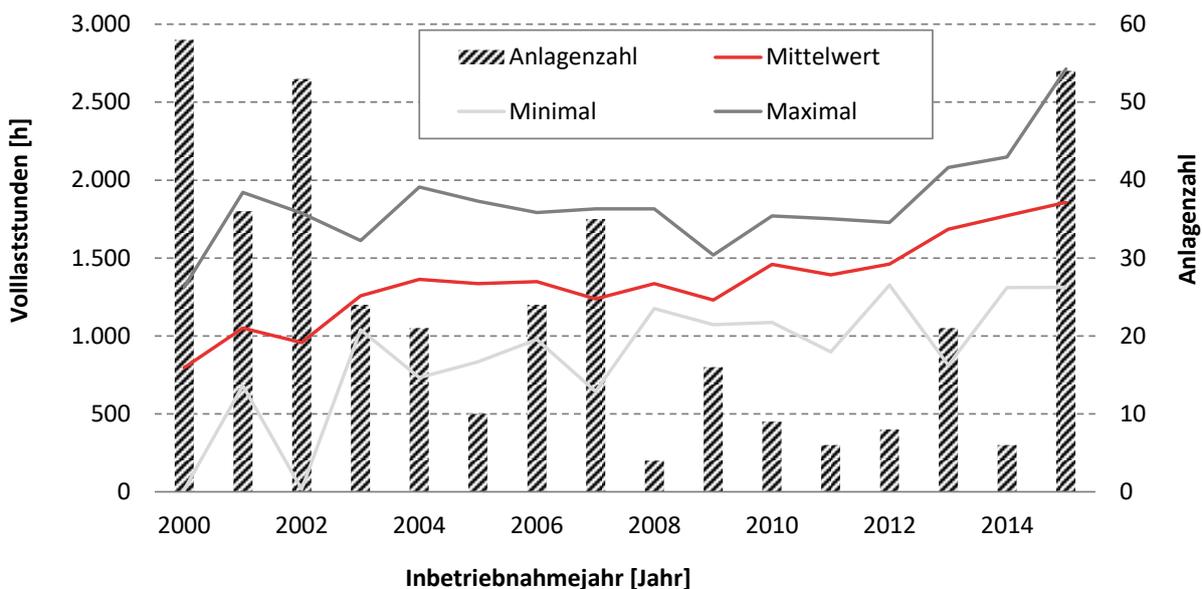


Abbildung 2-5: Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahr in Baden-Württemberg im Betriebsjahr 2016. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus (Übertragungsnetzbetreiber, 2017).

Die Anpassung der Windenergieanlagen an die Standortbedingungen in Baden-Württemberg zeigt auch die Entwicklung der Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahr im Betriebsjahr 2016 (Abbildung 2-5). Die mittleren Volllaststunden für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2015 liegen bei 1860 Stunden. Gegenüber dem Inbetriebnahmejahr 2010 liegt damit eine Steigerung um 27 % und zur Inbetriebnahme um die Jahrtausendwende mehr als eine Verdopplung vor. Das Betriebsjahr 2016 stellt dabei nach IWR-Windertragsindex² ein um rund 15 % (im 5-Jahresmittel) unterdurchschnittliches Jahr dar (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative

² Der IWR Windertragsindex wird aus den Erträgen an verschiedenen Binnenlandstandorten in Deutschland berechnet, demnach kann für Standorte in Baden-Württemberg nur eine Orientierung für die Größenordnung der Volllaststunden gegeben werden.

Energien (IWR), 2017). Demnach hätten die Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2015 in einem durchschnittlichen Jahr Volllaststunden in einer Größenordnung von fast 2200 h erreicht. Jedoch kann der IWR Index nur eine grobe Orientierung geben, da die einzelnen Standorte in Baden-Württemberg sehr unterschiedliche und teils komplexe Strömungsverhältnisse aufweisen.

Der Bestand an **Biogasanlagen** in Baden-Württemberg beträgt im Jahr 2016 324 MW, seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 konnte mit etwa 2 MW jährlich kein weiterer wesentlicher Leistungszuwachs verzeichnet werden. Dabei beschränkt sich der Ausbau von Biogasanlagen aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen mit dem EEG 2017 auf Güllekleinanlagen und Abfallvergärungsanlagen (Leipziger Institut für Energie & Energy Brainpool, 2016; Weidner & Elsner, 2016). Der Bestand an **Holzheizkraftwerken** ist mit rund 200 MW im Jahr 2016 unverändert zum Vorjahreszeitraum.

Der Bestand an **Laufwasserkraftwerken** in Baden-Württemberg beläuft sich auf 881 MW im Jahr 2016. Damit ist das sehr gut bis mittelmäßig zur Verfügung stehenden Potenzial von 890 MW bereits weitgehend erschlossen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg & Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), o. J.).

Derzeit wird eine **Geothermieanlage** in Baden-Württemberg mit einer installierten elektrischen Leistung von 0,4 MW in Bruchsal betrieben. Bekannt sind zudem die Planungen in Neuried, hier sollen in einer ersten Ausbauphase 16 GWh/a Strom und 10 MWh/a Wärme erschlossen werden (Informationsportal tiefe Geothermie, 2017).

Die Turbinenleistung der **Pumpspeicherkraftwerke** in Baden-Württemberg beläuft sich auf 1.873 MW. Das leistungsstärkste und jüngste Pumpspeicherkraftwerk in Baden-Württemberg (Wehr, 910 MW) ging 1975 in Betrieb, die Inbetriebnahme der weiteren sechs Pumpspeicher-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 960 MW geht bis auf das Jahr 1926 zurück. Mit Verweis auf die unzureichende Entwicklung der energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hat die EnBW im Oktober 2017 ihre Pläne für das Großspeicherkraftwerk Atdorf (1,4 GW, Speichervermögen 13 GWh) aufgegeben (EnBW, 2017), (Stuttgarter Zeitung, 2017). Die Planungen für das Pumpspeicherkraftwerk Blautal mit einer Leistung von 60 MW wurden ebenfalls eingestellt (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), 2016). Geplant ist hingegen weiterhin die Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Forbach um rund 220 MW (EnBW, o. J.).

Dezentrale **Solarstromspeicher** werden hauptsächlich zur Erhöhung des Selbstverbrauchsanteils von kleinen PV-Anlagen installiert. Allein im Jahr 2016 gingen rund 22.500 neue Solarstromspeicher in Betrieb, wovon etwa 3.600 in Baden-Württemberg errichtet wurden (Figgener u. a., 2017). Der Anteil der kleinen PV-Anlagen, die in Kombination mit einem Batteriespeicher errichtet wurden, lagte in Baden-Württemberg von knapp 13 % im Jahr 2014 auf rund

39 % zu. Bundesweit werden etwas höhere Anteile erreicht (2016: 46 %³). **Virtuelle Großspeicher** – die Zusammenschaltung von PV-Haushaltsspeichern zu einem virtuellen Großspeicher – bieten als zusätzliche Erlösoption neben Eigenverbrauch und EEG-Umlage die Erlöse aus der Primärregelleistung an. Erste Konzepte sind bereits für den Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert (N-ERGIE, 2015; Sandra Enhardt, 2017).

Mit den erzielten Kostenreduktionen im Bereich der Lithium-Ionen-Technologie wächst seit einigen Jahren zudem das Interesse an **Batteriespeichern im Megawatt-Maßstab**. Ihr hohes Flexibilitätspotenzial macht die Speicher vor allem für den Einsatz am Primärregelenergiemarkt beliebt. Zu den Investoren zählen neben klassischen Energieversorgern (z.B. EnBW oder Stadtwerke Schwäbisch Hall (Siemens, 2017)) auch Automobilhersteller (z.B. Daimler oder BMW („Daimler Batterie-Technologie“, 2015)), die über den Markt für stationäre Batteriespeicher Synergien zu ihren Aktivitäten im Bereich der Elektromobilität nutzen. EnBW plant gemeinsam mit Bosch einen 5 MW-Speicher mit einer Speicherleistung von 5 MWh in Heilbronn (Heilbronner Stimme, 2017). BMW, Bosch und Vattenfall nutzen die gebrauchten Batterien aus mehr als 100 BMW-Elektrofahrzeugen (i3 und ActiveE) für einen 2-MW-Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 2.800 MWh in Hamburg (Vattenfall, 2016). Daimler, Accumotive und Enercity nutzen die Ersatzbatterien des Smart electric drive als Stationärspeicher in der Primärregelleistung (Hannover), womit verhindert wird, dass bislang lagernde Ersatzbatterien an Leistung verlieren. Derzeit besteht der Speicher aus 1.800 Batterien, bis Anfang 2018 soll der Speicher auf 3.240 Batterien mit einer Leistung von 17,4 MWh erweitert werden (online, 2017).

In geringem Umfang wird bereits heute Strom in **Elektro-/Elektrodenkesseln** zur Fernwärmeerzeugung genutzt. Die im Jahr 2016 in Deutschland installierte Leistung von Anlagen über 5 MW wird auf rund 500 MW geschätzt (Meyer, 2016). Beispiele in Baden-Württemberg sind die zwei 50 MW-Elektrokessel des Steinkohlekraftwerks Altbach-Deizisau (VAPEC AG, 2017). Vermehrt werden Elektrodenkessel genutzt um Stromüberschüsse aufzunehmen und diese in Nah- und Fernwärmesysteme zu integrieren bzw. als zusätzliche Option zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie zu nutzen. Neben den Einsparungen von Brennstoffkosten refinanzieren sich die Systeme über die Bereitstellung negativer Regelleistung.

In den skandinavischen Ländern werden **Großwärmepumpen** bereits in größeren Wärmenetzen eingesetzt, in Deutschland ist dies nicht bekannt (Dr. Martin Pehnt, M. Nast, C. Götz, & S. Blömer, 2017). In kleineren Netzen in Deutschland wurden bereits größere Wärmepumpen realisiert, die den überwiegenden Wärmebedarf decken wie z.B. in Lauterecken (Rheinland-Pfalz) (S.Wolf, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß, & R. Jakobs, 2014). Weitaus häufiger verbreitet sind kleine Wärmepumpen in der Gebäudeversorgung: im Neubau beträgt der Anteil von Wärmepumpen im Jahr 2016 47,9 % in Baden-Württemberg, im Bundesschnitt wurden 31,8 % er-

³Dies kann auf verschiedene Effekte zurückgeführt werden: Anlagen, für die keine KfW-Förderung in Anspruch genommen wird, werden im Speichermonitoring entsprechend der Inanspruchnahme des Förderprogramms auf die Bundesländer aufgeteilt. Weiterhin können landesspezifische Förderprogramme wie bspw. in Bayern und im Saarland zu höheren regionalen Installationsanreizen führen.

reicht (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2017). Nach Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. sind ausgehend von bundesweit knapp 400.000 Wärmepumpen im Jahr 2010, im Jahr 2016 über 700.000 Anlagen installiert (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2017).

Die **Elektrolyse** stellt mit der Gewinnung von Wasserstoff die Ausgangsform für eine Vielzahl von Anwendungen im Bereich Verkehr, Industrie und zur Speicherung von Strom bereit. Die verschiedenen Anwendungsfelder zeigt Abschnitt 2.2. Die Datenbank der Strategieplattform Power-to-Gas listet mit Stand Dezember 2017 26 laufende Pilotprojekte bundesweit (Deutsche Energie-Agentur (dena), 2017), fünf weitere befinden sich in der Planung bzw. im Bau. In Tabelle 1 sind die bestehenden Projekte in Baden-Württemberg dargestellt. Zudem sind weitere Projekte in Planung: Im Rahmen des Leuchtturmprojekts Power-to-Gas Baden-Württemberg soll die Elektrolyse an einem Laufwasserkraftwerk in Grenzach-Wyhlen im industriellen Umfeld erprobt werden. Am DLR-Standort Lampoldshausen soll Strom des Windparks Harthäuser Wald einer Wasserstoffproduktion zugeführt und anschließend u.a. in KWK und zu Forschungszwecken eingesetzt werden. Aus wirtschaftlichen Gründen steht derzeit die Erzeugung von Wasserstoff zu Mobilitätszwecken im Fokus. Dabei werden Elektrolyseure auch im Stromsektor zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Systemdienstleistungen) eingesetzt. Bundesweit sind erste Anlagen zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung bereits präqualifiziert (Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2017; Götze, T., 2017). Je nach eingesetztem Elektrolyt lässt sich die Elektrolyse in drei klassische Gattungen unterteilen. Die **Alkalische Elektrolyse** (AEL) setzt wässrige Kali- oder Natronlauge ein, die **Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse** (PEMEL) nutzt eine protonen-leitfähige Membran und Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (engl. SOEL; **S**olid **O**xid **E**lectrolysis) eine ionenleitenden Keramik-Membran. Dabei sind alkalische Elektrolysen in der Leistungsklasse bis über 5 MW_{el} und PEMEL-Elektrolyse bis ca. 2 MW_{el} am Markt verfügbar. Die leistungsstärkste SOEL-Elektrolyse beläuft sich auf 150 kW.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle 1: Power-to-Gas- Projekte in Baden-Württemberg

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektrolyse	Anschluss-Leistung (MW)
Freiburg	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Mobilität Druckabfüllung	PEMEL	0,04
Karlsruhe	Demonstration	H ₂ -Erzeugung	Mobilität	SOEC	k.A.
Stuttgart Talstrasse	Forschung	H ₂ -Erzeugung	Mobilität	AEL	0,4
Stuttgart ZSW I	Forschung	H ₂ -Erzeugung	k.a.	Druck- AEL	0,1
Stuttgart ZSW II	Forschung	H ₂ -Erzeugung Methanisierung	k.a.	Druck- AEL	0,25

AEL= Alkalische Elektrolyse, PEMEL= Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse, SOEL= Solid Oxide Electrolysis, k.a.=keine Angabe

Quelle: Eigene Darstellung nach (Brinner, A., Schmidt, M., Schwarz, S., Wagener, L., & Zuberbühler, U., 2017; Deutsche Energie-Agentur (dena), 2017; DVGW, 2017)

Aufbauend auf der Elektrolyse kann Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid und -dioxid in einem Synthesereaktor zu Methan konvertiert und im Erdgasnetz als Erdgassubstitut (SNG, Substitute Natural Gas) eingesetzt werden. In Baden-Württemberg wurden bereits Demo- und Forschungsanlagen betrieben (Schmidt, M., Schwarz, S., Stürmer, B., Wagener, L., & Zuberbühler, U., 2017).

Brennstoffzellenfahrzeuge besitzen i.d.R. größere Reichweiten als batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV) und eignen sich besonders für den Einsatz im Güter- und Busverkehr. Voraussetzung für den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen ist ein umfassendes Wasserstoff-Tankstellennetz. Zum Stand Dezember 2017 sind erst 17 Anlagen in Baden-Württemberg erfasst, davon 13 öffentlich zugänglich (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), 2017). Als reine Brennstoffzellen-Pkw (FCEV) sind derzeit lediglich drei Modelle auf dem Markt erhältlich: Toyota Mirai, Hyundai ix35 FCEV und Honda Clarity (derzeit nur Japan und USA). In Niedersachsen werden seit November 2017 zwei rein wasserstoffbetriebene Regionalzüge eingesetzt (Handelsblatt, 2018). Baden-Württemberg hat ebenfalls bei Alstom bereits eine Absichtserklärung über den Einsatz brennstoffzellenbetriebener Züge unterschrieben (Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, 2014). Ab 2021 soll im Ortenaukreis eine Strecke mittels Brennstoffzellenzügen betrieben oder direktelektrifiziert werden (Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, 2016). Den Einsatz von Brennstoffzellen in der Luftfahrt erprobt das Institut für Technische Thermodynamik des DLR (Stuttgart) mit weiteren Partnern aus Industrie und Wissenschaft. Der Entwicklungsstand ist eine viersitzige Passagiermaschine mit einer Reichweite von maximal 1.500 km. Langfristig könnten Flugzeuge mit einer Kapazität von bis zu 40 Passagieren eingesetzt werden (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2016).

Neben mobilen Anwendungen werden Brennstoffzellen auch für den stationären Betrieb eingesetzt: In Mannheim ist eine 1,4 MW-Brennstoffzelle in der Werkstoffindustrie im Einsatz (FRIATEC, 2016). Zudem sind Brennstoffzellenheizgeräte von verschiedenen Herstellern am Markt verfügbar. Seit Start des KfW-Zuschusses für Brennstoffzellensysteme (Energieträger Erdgas) im August 2016 sind mehr als 1.000 Anlagen bundesweit im Einsatz (Stand Oktober

2017). Die Erwartungen von Industrie und Politik gehen von einem Absatz von 75.000 Anlagen pro Jahr für 2023 aus (Initiative Brennstoffzelle, 2017) .

2.2 Entwicklungspfade ausgewählter Schlüsseltechnologien bis 2030

Der weitere Verlauf des Transformationsprozesses der Energiewende ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Hierzu zählt in besonderem Maße die Technologieentwicklung sowohl hinsichtlich ihrer technischen Funktionalität als auch ihrer Kosten. Im Anhang findet sich eine Zusammenstellung der techno-ökonomischen Annahmen zur Entwicklung der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Stromspeichertechnologien sowie Technologien, die zur Sektorenkopplung eingesetzt werden können (Wärmepumpen, Elektrolyse etc.). Diese wurde u.a. als Grundlage für die Modellierung erarbeitet.

Darüber hinaus wurden vertiefte Analysen über mögliche Zukunftsentwicklungen von Technologien mit einem Betrachtungszeitraum bis 2030 durchgeführt. Aufgrund der Komplexität dieser Betrachtung wurde der Fokus auf ausgewählte Schlüsseltechnologien gelegt. Als Schlüsseltechnologien gelten in diesem Kontext besonders diejenigen Technologien, deren Entwicklung aus heutiger Sicht als besonders dynamisch einzuordnen ist oder die disruptive Veränderungen für das System erwarten lassen und Baden-Württemberg in besonderem Maße tangieren dürften. Hierzu zählen Photovoltaik- und Windenergieanlagen zur Stromerzeugung ebenso wie Lithium-Ionen-Speicher, die Elektrolyse und die Prognose der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik.

Die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik stellt in Baden-Württemberg die wesentliche Säule auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Strombereitstellung dar. Auf Basis einer Patentanalyse wird ermittelt, in welchem Maße Technologieentwicklung in den einzelnen Bereichen in Baden-Württemberg bereits verankert ist, wie baden-württembergische Unternehmen und Forschungseinrichtungen die Technologieentwicklung beeinflussen und welche Chancen daher mit den einzelnen Technologien für Baden-Württembergs Wirtschaft verbunden wären. Die Patentanalyse basiert auf der Patentdatenbank EPO's Worldwide Statistical patent database (PATSTAT) (Frühjahr 2017). Die Identifikation der Technologien erfolgt anhand der Gemeinsamen Patentklassifikationen (CPC, Cooperative Patent Classification) in der Sektion Y, die neue und sektorübergreifende Technologien erfasst. Die Patentdatenbank mit Stand Frühjahr 2017 ist bis einschließlich des Anmeldejahrs 2013 vollständig, für das Jahr 2014 ist von weitgehend vollständigen Daten auszugehen. Für den Folgezeitraum muss von unvollständigen Angaben ausgegangen werden, da im Allgemeinen die Veröffentlichung der Patente mit einem Zeitverzug von mindestens 18 Monaten erfolgt (Boedt, G., 2017).

Mit zunehmender Durchdringung fluktuierender Stromerzeugung nimmt der Bedarf an Flexibilitätsoptionen zu. Lithium-Ionen-Batterien sind einerseits bei der Speicherung von Photovoltaikstrom heute die dominierende Technologie. Andererseits spielen diese auch in der Mobilität eine immer wichtigere Rolle. Die Elektrolyse stellt die Schlüsselkomponente für eine Vielzahl von Wasserstoffanwendungen dar. Neben dem Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung und Nachfrage könnte die PtX-Technologie insbesondere im Verkehrssektor langfristig

einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Die zeitlich und räumlich hochaufgelöste Prognose der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen, allen voran Windenergie und Photovoltaik, wird mit dem Ausbau dieser Energieträger zunehmend wichtig. Mithilfe dieser Prognosen, die eine stetig steigende Güte aufweisen, lässt sich nicht nur das Stromnetz auf den verschiedenen Ebenen besser regulieren, auch der Bedarf sowie der Einsatz von Stromspeichern kann dadurch optimiert werden.

Windenergie

Die Patentanalyse weist die Entwicklung der Inventionen über den Zeitverlauf und im Vergleich der Bundesländer aus. Bundesweit zeigt sich ein Anstieg der Patentanmeldungen für Windenergie an Land um die Jahrtausendwende. In Baden-Württemberg konnten verstärkt Patente ab 2012 verzeichnet werden, seit 1979 beträgt der Anteil kumuliert 6 %. Eine hohe Anzahl von Patenten wurde in den ausbaustarken Ländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein angemeldet. Mit dem weltweit ersten Forschungstestfeld für die Windenergieerzeugung im bergig-komplexem Gelände des Windenergie-Forschungsclusters WindForS auf der Schwäbischen Alb soll der optimale Betrieb der Anlagen unter unregelmäßigen Strömungen und Turbulenzen untersucht werden. Damit könnten zukünftig auch weitere Patententwicklungen nach Baden-Württemberg gehen, da technologische Verbesserungen entwickelt und erprobt werden sollen. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse sollen dabei auch der Wirtschaft in Baden-Württemberg zu Gute kommen.

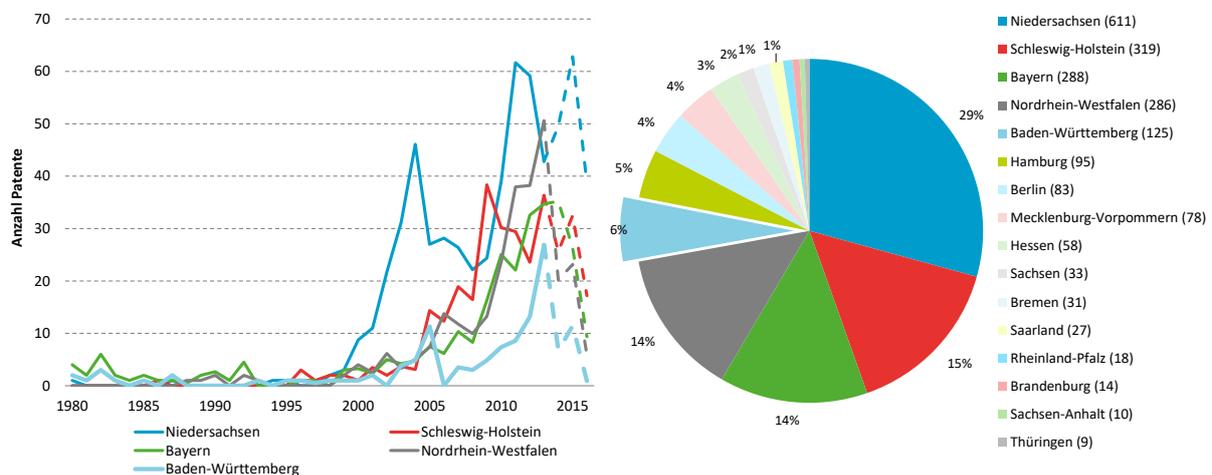


Abbildung 2-6: Vergleich Patententwicklung⁴ der Windenergie der Bundesländer seit 1979. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

Treiber der Technologieentwicklung sind große Unternehmen der Branche, darunter Enercon in Deutschland. Akteure in Baden-Württemberg sind neben Betreibern und Projektierern die Zulieferer der Windindustrie wie bspw. ZF, Lapp-Kabel, Liebherr sowie Dienstleister für Spezialtransporte und im Forschungsbereich u.a. der Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie und der

⁴ Für das Jahr 2014 ist von weitgehend vollständigen Daten auszugehen, im Folgezeitraum sind Angaben unvollständig, da die Veröffentlichung der Patente mit einem Zeitverzug von mindestens 18 Monaten erfolgt.

Forschungsverbund WindForS. Der jährliche Umsatz der Windbranche in Baden-Württemberg beläuft sich nach Angaben des Windclusters Baden-Württemberg e. V. auf ungefähr eine Milliarde Euro.

Wie bereits gezeigt, werden in Baden-Württemberg seit einigen Jahren insbesondere höhere Türme, größere Rotoren sowie Generatoren mit einer auf die Rotorkreisfläche bezogenen niedrigeren spezifischen Nennleistung gebaut. Grundsätzlich setzt sich dieser Trend fort. Bis 2020 dürften Anlagen der 2-MW-Klasse weitgehend durch Anlagen der 3-MW-Klasse verdrängt worden sein. Mit Anlagen wie der E-126 EP4 oder der E-141 EP4 (jeweils 4,2 MW) kündigt sich der nächste Leistungssprung bereits an. Bis 2050 ist sowohl an Stark- als auch an Schwachwindstandorten mit einer Zunahme der Nennleistung zu rechnen. Die Grenzen des Wachstums dürften dabei nicht rein technisch bedingt sein. Neben ökonomischen Faktoren dürfte dabei nicht zuletzt auch die Akzeptanz eine Rolle spielen, da mit der weiteren Skalierung der Anlagenauslegung die Sichtbarkeit der Windenergieanlagen zunimmt. Im Forschungsbereich ergeben sich damit Fragestellungen zur Akzeptanz, die über die Wirkung von Lärm und Schattenwurf auf den Menschen hinausgehen.

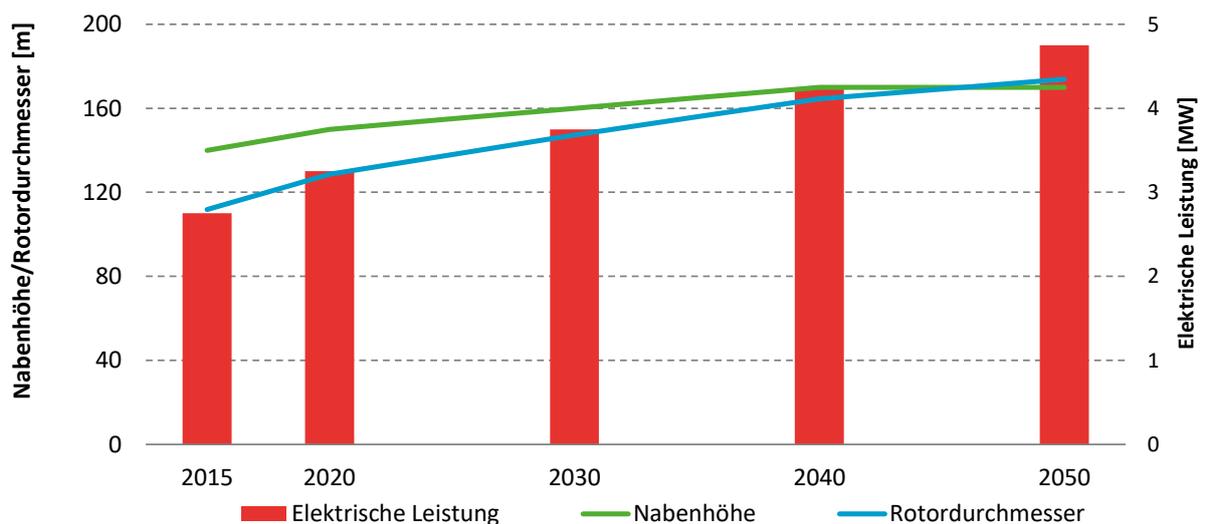


Abbildung 2-7: Annahmen zur Windenergie an Land: Entwicklung der elektrischen Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser von Schwachwindanlagen. Eigene Annahmen auf Basis von (Arbach, Gerlach, Kühn, & Pfaffel, 2013; Enercon, o. J.; Molly, 2014a, 2014b; Nordex, o. J.; Übertragungsnetzbetreiber, 2017).

Die Nabenhöhe der Anlagen steigt dabei auf 170 m. Eine Nabenhöhe von 155-175 m erreichen bereits heute die Anlagen des Naturstromspeichers Gaildorf (Naturstromspeicher GmbH, 2016). Der Naturstromspeicher besteht aus einer Kombination aus Windenergieanlagen mit integriertem Pumpspeicherkraftwerk. Dabei beträgt die Höhe des Turmfundaments, in dem der Wasserspeicher integriert ist, bis zu 40 m. Das Pumpspeicherkraftwerk ist für Höhenunterschiede von 150-350 m ausgelegt und könnte sich für Windenergieanlagen an Steilküsten anbieten. Diese innovative Entwicklung aus Baden-Württemberg könnte international als Exporttechnologie Erfolg haben. Entsprechend wurde sie von namhaften Herstellern aus Baden-Württemberg, die international sehr aktiv sind, entwickelt.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat im Rahmen einer im Jahr 2013 veröffentlichten Studie das Flächen- und Leistungspotenzial für die Nutzung der Windenergie an Land in Deutschland unter Berücksichtigung von technischen und ökologischen Restriktionen ermittelt (Lütkehus, Salecker, & Adlunger, 2013). Demnach sind rund 13,8 % der Fläche grundsätzlich für die Windenergienutzung geeignet. Auf die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Saarland entfällt eine Fläche von 30,4 % von Gesamtdeutschland, 14,1 % dieser Fläche in Süddeutschland erscheinen geeignet. Das sich daraus ergebende Leistungspotenzial beziffert das UBA auf 1.190 GW bundesweit bzw. 375 GW in den südlichen Bundesländern. Das tatsächliche realisierbare Potenzial dürfte jedoch weit geringer ausfallen. So wurden wesentliche Einflussfaktoren, wie die räumlichen Entwicklungsziele der einzelnen Gebietskörperschaften, Einwände und Vorbehalte von Stakeholdern sowie sonstige Nutzungsansprüche und die wirtschaftlichen Bedingungen im konkreten Einzelfall nicht berücksichtigt.

Baden-Württemberg spezifisch liegen folgende Angaben vor: Der Windatlas Baden-Württemberg weist eine mittlere Windgeschwindigkeit von mindestens 6 m/s in 140 m Höhe für 1.338 km² bzw. etwa 3 % der Fläche aus (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2014).

Eine auf der Potenzialstudie des UBA aufbauende Sensitivitätsanalyse verdeutlicht exemplarisch den Einfluss von Abstandsregelungen (Salecker & Lütkehus, 2014). Wird der Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Wohnbaubaufflächen ausgehend von 600 m auf 2.000 m erhöht, sinkt das Potenzial auf 36 GW. In der Praxis resultiert der Mindestabstand in der Regel aus den bestehenden Immissionschutzrichtlinien und ist damit einzelfallabhängig. Die in Bayern im Jahr 2014 in Kraft getretene 10 H-Regelung führt diesbezüglich zu einer Ausnahme. Sie koppelt die Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich an die Einhaltung eines Mindestabstands in Höhe der 10-fachen Gesamthöhe der Anlagen. Bei modernen Windenergieanlagen mit Nabenhöhen von bis zu 160 m und Rotordurchmessern von bis zu 140 m resultieren daraus Abstandsvorgaben von bis zu 2.400 m.

Photovoltaik

Mit Inkrafttreten des EEG 2004 zeigt sich eine Zunahme der jährlich angemeldeten Patente zu Photovoltaik in Deutschland, mit dem „Solarboom“ 2007/2008 steigt die jährliche Anzahl der Patente nochmals deutlich (siehe Abbildung 2-8). Das Abflachen der Kurve nach 2012/2013 weist auf die Marktsituation hin. Die Patente sind überwiegend in süddeutschen Bundesländern zu verorten, Baden-Württemberg nimmt die Spitzenposition im Bundesvergleich mit einem Anteil von 24 % der Patente seit 1979 ein. Der Forschungsfokus liegt hier im Vergleich zum Bundesschnitt stärker auf der Energiewandlung und Systemen mit Konzentratoren (siehe Abbildung 2-9).

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

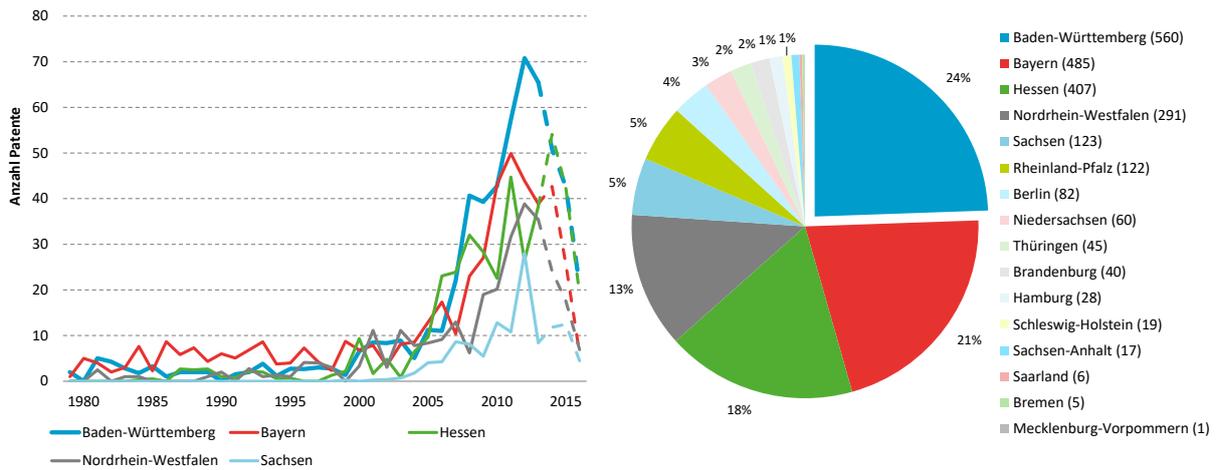
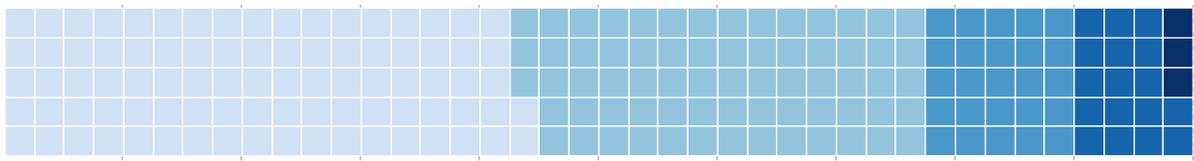


Abbildung 2-8: Vergleich Patententwicklung⁵ Photovoltaik der Bundesländer seit 1979. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

Deutschland



Baden-Württemberg

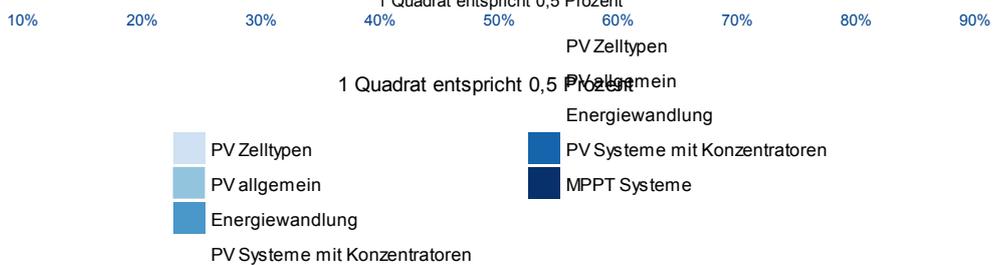
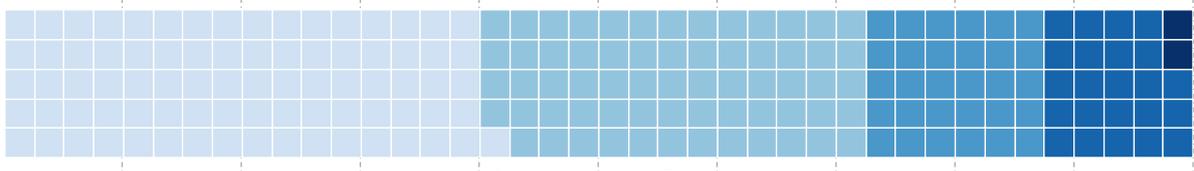


Abbildung 2-9: Forschungsfokus im Bereich Photovoltaik allgemein für Deutschland und Baden-Württemberg seit 1979. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

Die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen war und ist stark abhängig von der Entwicklung der Modulpreise. Ein Überangebot an Produktionskapazitäten und -mengen hat in der Phase 2009 bis 2012 sowie im zweiten Halbjahr 2016 zu einem starken globalen Preisverfall geführt (vgl. Modulpreisindizes pvXchange und PVinsights). Es kann somit auch zukünftig – unabhängig von der technologischen Weiterentwicklung und produktionsseitigen Senkung der Kosten – zu Preisentwicklungen kommen, die nicht im Rahmen der kostenbasierten Szenarien abbildbar sind.

⁵ Für das Jahr 2014 ist von weitgehend vollständigen Daten auszugehen, im Folgezeitraum sind Angaben unvollständig, da die Veröffentlichung der Patente mit einem Zeitverzug von mindestens 18 Monaten erfolgt.

Für die in Abbildung 2-10 gezeigten Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten wurden die Studien (Bernd Rech u. a., 2016) und (Fraunhofer ISE, 2015) ausgewertet. Die Werte für das Ausgangsjahr 2015 wurden auf Basis von Angaben des BSW (in (Wirth, 2017)), Modulpreisindizes und eigenen Annahmen angesetzt. Den Studien (Bernd Rech u. a., 2016) und (Fraunhofer ISE, 2015) liegen Lernraten zugrunde, die bei Verdopplung der globalen PV-Leistung von einer Kostensenkung um 19-23 % ausgehen. Kostensenkungen werden primär durch Effizienzsteigerungen erzielt, die zu einem geringeren Flächen- und damit Materialbedarf führen. Für den mittleren ebenso wie für den optimistischen Preispfad wurde in den zugrundeliegenden Studien der Einsatz von Tandemzellen (zwei- bzw. dreifach) angenommen. Mit kristallinem Silizium werden Effizienzsteigerungen auf bis zu 24 % in 2050 erwartet, bei Tandemzellen werden durch die Nutzung weiterer Teile des Lichtspektrums und geringerer thermischer Verluste Wirkungsgrade bis zu 30 % (zwei Schichten) bzw. 35 % (drei Schichten) erwartet. Insgesamt ergeben sich in den untenstehenden Szenarien bis zum Jahr 2050 um rd. 50-65 % niedrigere spezifische Investitionskosten gegenüber 2015.

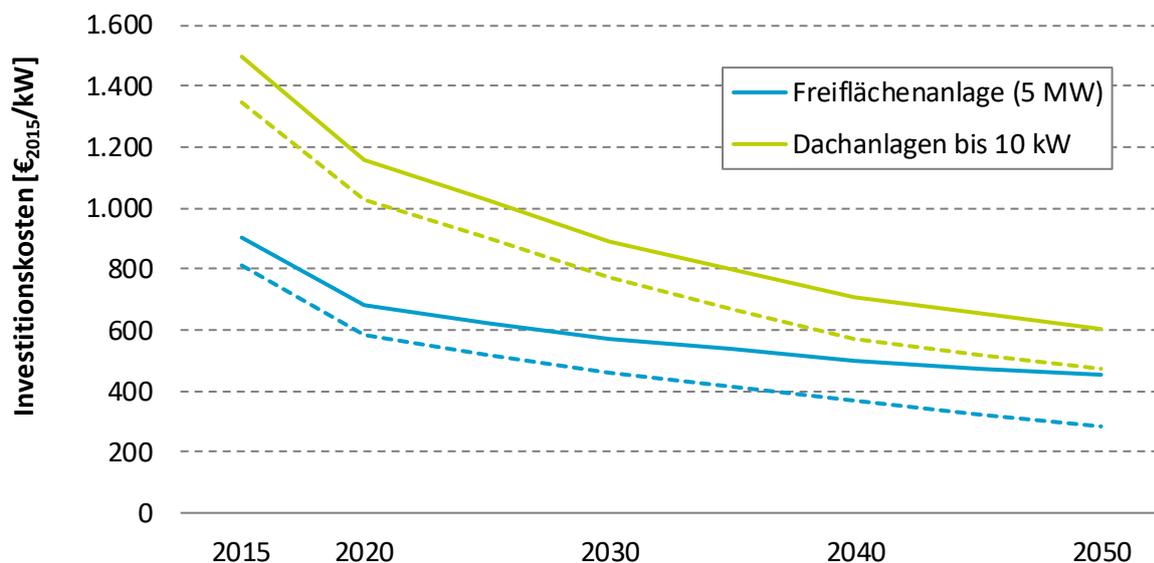


Abbildung 2-10: Annahmen zur Photovoltaik: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Dachanlagen. Eigene Annahmen auf Basis von (Bernd Rech u. a., 2016; Fraunhofer ISE, 2015; Wirth, 2017).

Das Potenzial zur Kostenreduktion wird bereits durch die Ergebnisse der Ausschreibungsrounden für Freiflächenanlagen (> 750 kW) im Jahr 2017 angedeutet. Mit zuletzt im Durchschnitt 4,91 ct/kWh und dem niedrigsten Zuschlagswert von 4,29 ct/kWh wurden die Ergebnisse der ersten Ausschreibung im April 2015 nahezu halbiert. Die Realisierungsraten der in den ersten drei Ausschreibungsrounden bezuschlagten Anlagen war mit 90 % und mehr sehr hoch. Es bleibt abzuwarten, wie viele der Anlagen aus den letzten Ausschreibungsrounden mit sehr niedrigen Zuschlagspreisen tatsächlich realisiert werden.

Mit der Freigabe der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten in Höhe von 100 MW im Rahmen der baden-württembergischen Freiflächenöffnungsverordnung wurden die Voraussetzungen dafür geschaffen, um konkurrenzfähige Projekte auf Flächen in Baden-Württemberg zu realisieren.

Das technisch nutzbare Potenzial von Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg beläuft sich auf rund 2.000 Hektar bzw. rund 1,2 GW ohne Berücksichtigung von Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten. Die Verteilung auf die einzelnen EEG-Kategorien ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Technisches Potenzial für PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg (ohne Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten) (Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden Württemberg (LUBW), o. J.).

	Fläche [ha]	Leistung [MW]
Bundesautobahnen (Puffer entlang Strecke)	329	197
Schienenstrecken (Puffer entlang Strecke)	1.259	755
Altlasten (Konversionsfläche)	230	138
Deponien (Konversionsfläche)	189	114
Gesamtfläche (ohne Flächen in benachteiligten Gebieten)	2.007	1.204

Ein weiteres und vergleichsweise großes technisches Potenzial für PV-Freiflächenanlagen befindet sich auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten. Dazu liegen jedoch derzeit keine Potenzialangaben vor. Alleine aufgrund des großen Anteils benachteiligter Flächen kann jedoch der Schluss gezogen werden, dass hier ein erhebliches zusätzliches Potenzial besteht.

Im Hinblick auf die Erzeugungskosten stellen PV-Freiflächenanlagen auch zukünftig das günstigste Segment dar. Dachanlagen dürften jedoch weiterhin eine bedeutende Rolle spielen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang im Vergleich zu Freiflächenanlagen Akzeptanzgründe, die Nutzung verfügbarer Dachflächen, die Beteiligung von Bürgern (Eigenversorgungs- und Autarkiewünsche) oder eine verbrauchs- und lastnahe Erzeugung.

Das technisch nutzbare Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen beläuft sich laut dem Potenzialatlas Baden-Württemberg auf 36 TWh (Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), o. J.). Umgerechnet mit 1.000 Volllaststunden entspricht dies 36 GW. Damit ergibt sich ein Ausnutzungsgrad des technischen Potenzials von knapp 15 %.

Die Produktion von Solarmodulen wird seit einigen Jahren stark von chinesischen Herstellern dominiert. Die größten Hersteller produzieren pro Jahr jeweils mehrere GW Module. Europa bzw. Deutschland steuern nur noch einen kleinen Teil zu den insgesamt global verbauten PV-Modulen bei. In Baden-Württemberg sind u.a. folgende Hersteller von PV-Modulen ansässig: AXITEC, AxSun, Luxor Solar, SI Module, Solarfabrik. Angaben zu Produktionskapazitäten sind nicht durchgängig verfügbar. Die Produktionskapazitäten bewegen sich jedoch in der Größenordnung zwei- bzw. unterer dreistelliger MW-Bereich p.a. Außerdem stellt die Firma AZUR SPACE PV-Module für die extraterrestrische Anwendung her. Die deutsche PV-Industrie ist exportorientiert, im Maschinenbau erreichten die deutschen PV-Zulieferer im dritten Quartal

2017 eine Rekord-Exportquote von 87 %. Dabei wurden Produktionsmittel für die Zellherstellung (57 %) und Dünnschichtmodule (35 %) am stärksten nachgefragt (VDMA, 2018). Produktionslösungen bieten auch Unternehmen aus Baden-Württemberg bspw. die Manz AG, centrotherm und Schmid Group an.

Bezogen auf die gesamte Wertschöpfung weist Deutschland gemäß (Philipps, S. P., Bett, A. W., Rau, B., & Schlatmann, R., 2017) eine gute Position aus. Der Anteil der inländischen Wertschöpfung eines in Deutschland im Jahr 2016 errichteten 30 kW-Moduls (kristallin) wird auf rund 47 % abgeschätzt. Wesentlich tragen die Bereiche Installation und sonstige BOS-Kosten mit einem Anteil von 20 % bzw. 14 % an den Gesamtkosten bei, die nahezu ausschließlich von deutschen Firmen bedient werden (Philipps, S. P. u. a., 2017).

Lithium-Ionen Batteriespeicher

Die Analyse der Patentanmeldungen im Bereich Batterietechnologie in Deutschland seit 1981 zeigt, dass seit 2010/2011 die Anzahl an Patenten stark zugenommen hat. Besonders in den Jahren 2013 und 2014 ist die Zahl der Patentanmeldungen besonders hoch (Abbildung 2-11). Vor allem Baden-Württemberg und Bayern sind führend in der Batterieforschung. Auf beide Bundesländer entfallen mehr als die Hälfte der Patentanmeldungen seit 1981. Der Anteil von Baden-Württemberg allein beträgt 35 %, das Land ist somit im Forschungsbereich zu dieser Technologie besonders gut aufgestellt. Der Forschungsschwerpunkt des Landes liegt dabei im Bereich der Lithium-Ionen-Technologie und ist dort noch stärker ausgeprägt als in Deutschland (Abbildung 2-12). Vor allem in diesem Technologiezweig ist die Marktentwicklung aktuell besonders dynamisch. So wurde 2016 bspw. fast jede zweite Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von bis zu 30 kW mit Batteriespeichern installiert – dabei kamen überwiegend Lithium-Ionen-Speichersysteme zum Einsatz (Figgener u. a., 2017). Auch bei den Fahrzeugbatterien, die auf der Lithium-Ionen-Technologie basieren, steigt die Nachfrage weiter an. So wurden im Jahr 2017 in Deutschland 54.402 Elektro-Pkw (BEV und PHEV) neu zugelassen, was einer Steigerung der Neuzulassungen gegenüber dem Vorjahr von fast 120 % entspricht (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2018).

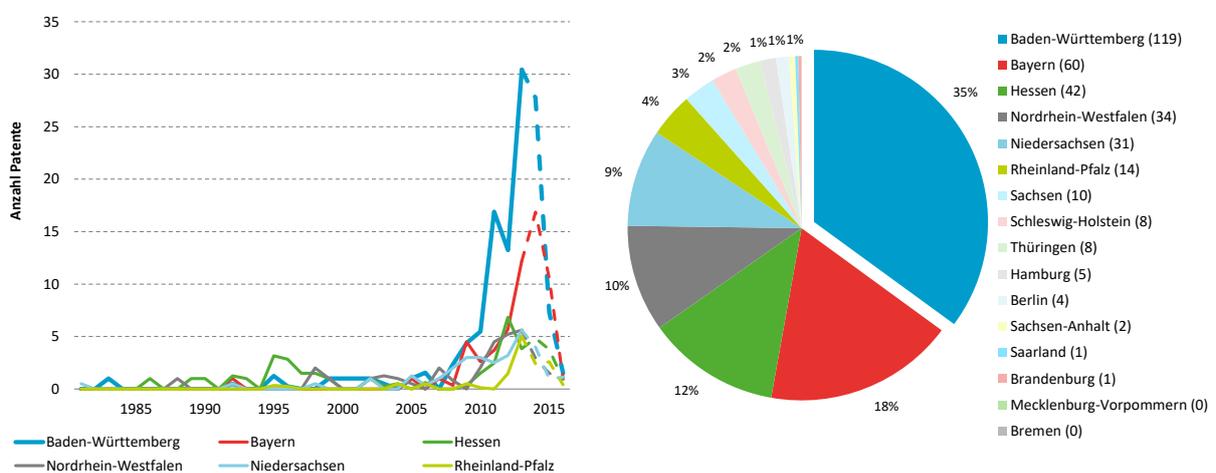


Abbildung 2-11: Vergleich Patententwicklung⁶ Batterietechnologie Bundesländern seit 1979. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

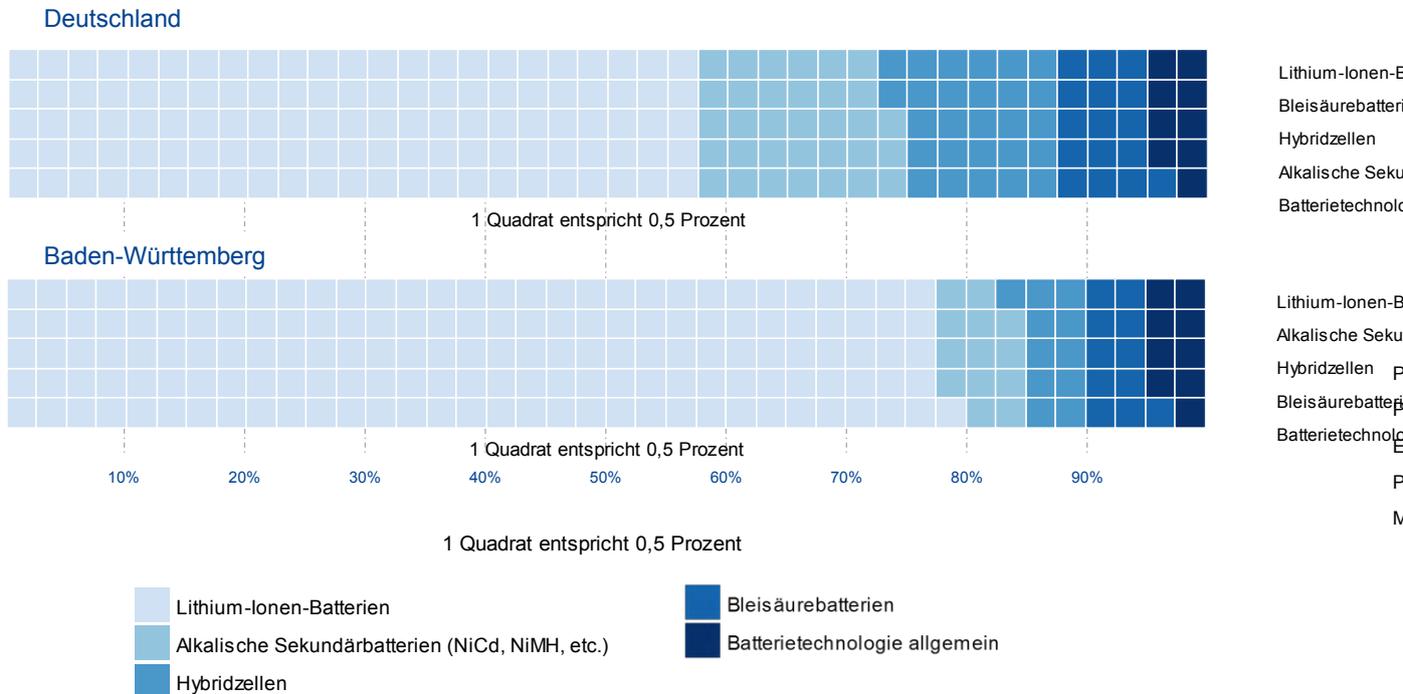


Abbildung 2-12: Forschungsfokus im Bereich Batterietechnik für Deutschland und Baden-Württemberg. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

Bei Lithium-Ionen-Batterien wird bei stationären Speichern zwischen Photovoltaik-Speichern im Haushaltsbereich, stationären Großspeichern sowie Fahrzeugbatterien unterschieden. Die Unterscheidung zwischen Fahrzeugbatterien und stationären Batterien ist notwendig, da die Anforderungen an die Batterietypen sich deutlich unterscheiden. Während bei stationären Anwendungen die volumetrische und gravimetrische Energiedichte des Speichers nur eine nachgeordnete Rolle spielen, stehen diese bei Fahrzeugbatterien aufgrund des beschränkten Bauraums sowie der Bestrebung, aus Verbrauchsgründen das Gewicht gering zu halten, im Vordergrund. Gleichzeitig ist das Verhältnis von Entladeleistung zur Batteriekapazität bei Fahrzeugbatterien i.d.R. deutlich höher, da höhere Lade- bzw. Entladeraten notwendig sind als bei stationären Anwendungen. Ein Unterschied besteht nicht zuletzt auch in den Systemkosten, die bei Fahrzeugbatterien durch größere Abnahmemengen und strategische Partnerschaften zwischen Zulieferern und Fahrzeugherstellern deutlich niedriger sind.

In diesem Abschnitt wird aufgrund des aktuell stark wachsenden Marktes auf Photovoltaik-Batteriespeicher und auf Fahrzeugbatterien fokussiert. Für weitere technische Parameter sowie für Kostenentwicklungen zu Großspeichern wird auf den Anhang verwiesen.

⁶ Für das Jahr 2014 ist von weitgehend vollständigen Daten auszugehen, im Folgezeitraum sind Angaben unvollständig, da die Veröffentlichung der Patente mit einem Zeitverzug von mindestens 18 Monaten erfolgt.

Die Kosten für Photovoltaik-Batteriespeicher lagen im zweiten Halbjahr 2015 zwischen 2.500 €/kWh und 1.300 €/kWh (Kairies u. a., 2016). Im 1. Halbjahr 2017 betragen die Kosten bereits nur noch zwischen 2.000 €/kWh und knapp unter 1.000 €/kWh (Figgner u. a., 2017). Da die Lithium-Ionen-Technik als noch eher junge Technologie anzusehen ist, werden in den kommenden Jahren noch wesentliche Verbesserungen sowohl hinsichtlich der technischen Leistungsfähigkeit der Batterien als auch bei der Produktion erwartet. Für das Jahr 2020 werden Systempreise von Photovoltaik-Speichern zwischen 450 und 680 €/kWh erwartet, für das Jahr 2025 zwischen 250 und 450 €/kWh (Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2015). Bis 2050 werden Systempreise von 70 bis 160 €/kWh abgeschätzt (Abbildung 2-13).

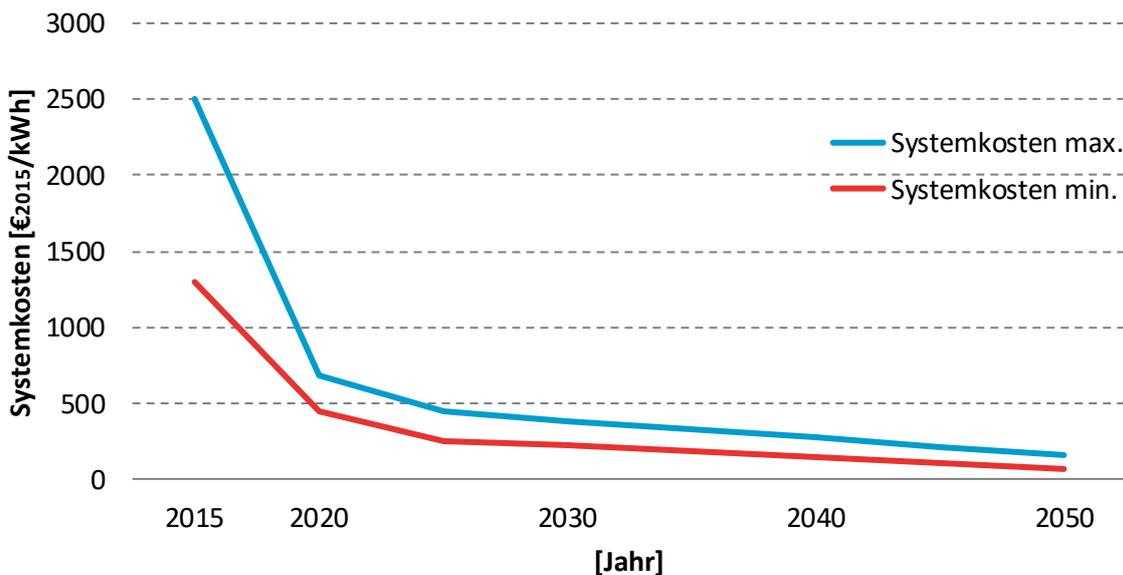


Abbildung 2-13: Annahmen zur Entwicklung der Systempreise von PV-Speichern von 2015 bis 2050. Eigene Annahmen auf Basis von (Kairies u. a., 2016), (Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2015).

Bei Fahrzeugbatterien wird eine ähnliche Kostenentwicklung erwartet, allerdings liegen vor allem die Ausgangswerte auf teilweise deutlich niedrigerem Niveau. So betragen die Kosten für Fahrzeugbatterien im Jahr 2015 zwischen 300 und 600 €/kWh. Bis zum Jahr 2020 werden bereits lediglich zwischen 200 und 400 €/kWh erwartet, für 2030 130 bis 300 €/kWh (Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), 2015) und (Fraunhofer ISI, 2015). Die Kosten für Fahrzeugbatterien im Jahr 2050 werden auf 50 bis 120 €/kWh geschätzt (Abbildung 2-14).

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

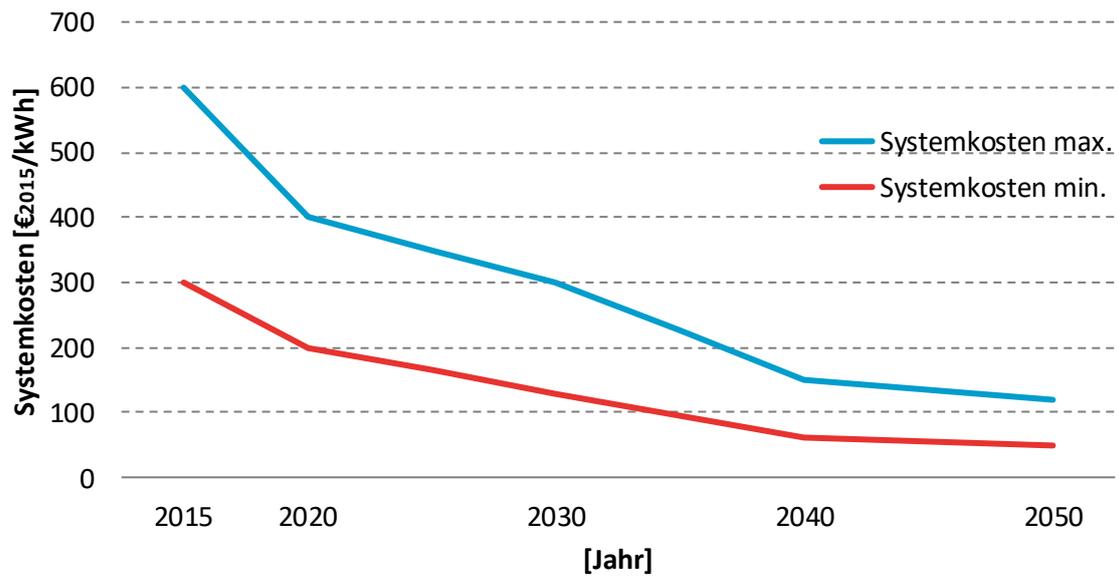


Abbildung 2-14: Annahmen zur Entwicklung der Systempreise von Fahrzeugbatterien auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie von 2015 bis 2050. Eigene Annahmen auf Basis von (Deutsche Bank, 2016; Fraunhofer ISI, 2015; Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), 2015).

Die Marktentwicklung von PV-Speichersystemen verlief in Deutschland in den letzten Jahren sehr dynamisch (Tabelle 3). Ende April 2017 waren bereits 61.300 Photovoltaik-Speicher in Deutschland installiert (Figgenger u. a., 2017). Bei Elektro-Pkw konnte nach zögerlichem Markteintritt die Anzahl der Neuzulassungen im Jahr 2017 deutlich gesteigert werden, so dass zum 1.1.2018 98.280 Elektro-Pkw in Deutschland angemeldet waren. Weltweit ist die Bedeutung von Elektrofahrzeugen und damit von Batterien auf Lithium-Ionen-Basis erheblich größer. So wurden 2016 fast 770.000 Elektro-Pkw verkauft, 2017 waren dies bereits über 1,2 Mio. (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2018).

Tabelle 3: Absatz von PV-Speicherbatteriesystemen sowie Neuzulassungen von Elektro-Pkw (BEV und PHEV) von 2014 bis 2017 in Deutschland (Figgenger u. a., 2017), (Kairies u. a., 2016), (Kairies u. a., 2015) und (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2018). Für den Absatz von Batteriespeichern im Jahr 2017 wurde die Annahme von (EuPD Research, 2017a) angesetzt.

	2014	2015	2016	2017
PV-Batteriespeichersysteme	10.111	19.328	22.517	33.500
Elektro-Pkw	13.049	23.464	25.154	54.492

Vor dem Hintergrund des Markteintritts von Unternehmen der Automobilbranche sowie weiter sinkender Systempreise kann von steigenden Absatzzahlen von Photovoltaik-Speichern in Deutschland ausgegangen werden (Figgenger u. a., 2017). Bei den Fahrzeugbatterien zeigt die Entwicklung der Pkw-Verkaufszahlen eine noch größere Marktdynamik, die in den nächsten

Jahren aufgrund der vielfältigen weltweiten Fördermaßnahmen und Zielsetzungen für Elektrofahrzeuge weiter deutlich zunehmen dürfte.

Der deutsche Photovoltaik-Batteriespeichermarkt wurde 2016 nach wie vor von deutschen Herstellern geprägt (Abbildung 2-15). Allerdings gilt hier die Einschränkung, dass diese Hersteller ihre Batteriezellen nicht selbst produzieren, sondern überwiegend aus Ostasien importieren. Damit findet auch die Wertschöpfung bei der Zellfertigung im Ausland statt (Puchta, M. & Dabrowski, T., 2017). Die drei führenden Anbieter von Photovoltaik-Batteriespeichern sonnen, Senec und E3/DC besaßen 2016 einen Marktanteil von 47 % und deckten damit fast die Hälfte des deutschen Photovoltaik-Speichermarkts ab. Im 1. Halbjahr 2017 stieg der Marktanteil der drei Hersteller sogar auf 51 % (EuPD Research, 2017b). Auch im europäischen Markt spielen die deutschen Produzenten eine entscheidende Rolle. Das deutsche Marktführertrio erreichte 2016 einen Marktanteil von 42 %. Unter den jeweiligen Top-Ten finden sich jedoch keine Hersteller aus Baden-Württemberg.

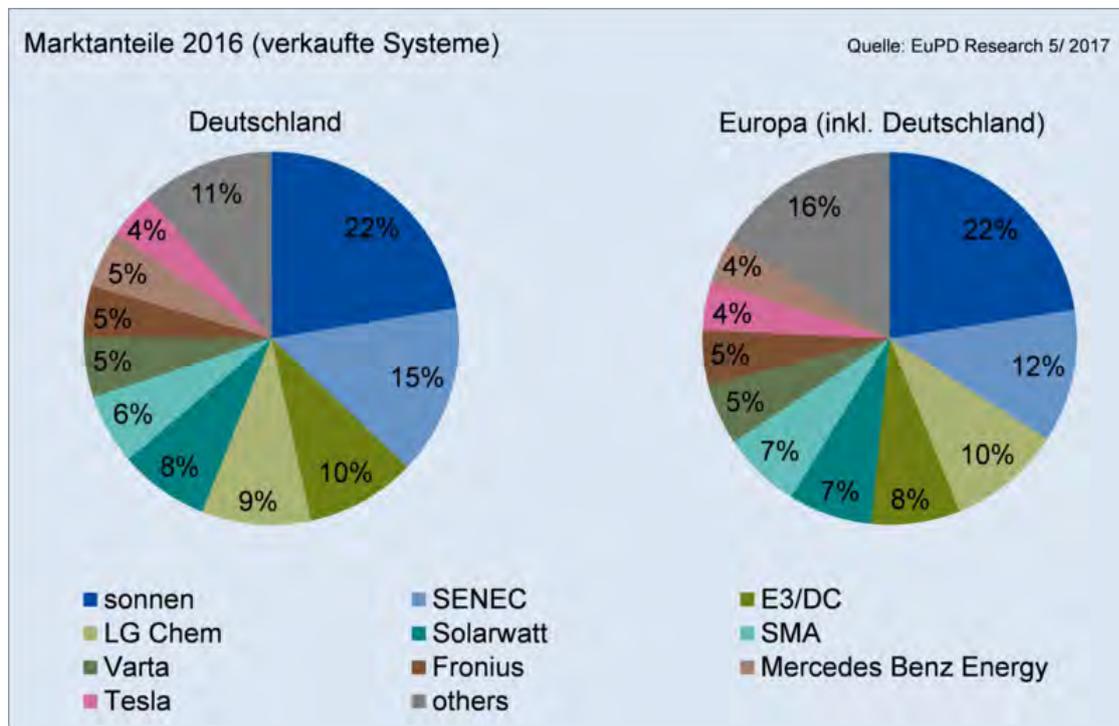


Abbildung 2-15: Marktanteile im deutschen und europäischen Markt für Solarspeichersysteme im Jahr 2016 (EuPD Research, 2017b)

Auch bei den Fahrzeugbatterien werden die Zellen überwiegend aus Ostasien importiert. In Deutschland erstreckt sich die Wertschöpfung somit auf den Bau der Batteriesysteme unter Nutzung der importierten Zellen sowie auf die Fertigung von Elektro-Pkw. In diesen Wertschöpfungsbereichen besitzen Deutschland und ebenso Baden-Württemberg noch Nachholbedarf. So befand sich bzgl. der Verkaufszahlen mit dem BMW i3 2017 lediglich ein deutsches Elektrofahrzeug unter den weltweiten TOP 7 (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2018). Die Ankündigung deutscher Hersteller in den nächsten Jahren ihre Modellpalette zu Elektro-Pkw deutlich auszuweiten zeigt jedoch, dass die Unternehmen diesen Nachholbedarf erkannt haben und anstreben, das Markt- und Wertschöpfungspotenzial von Fahrzeugbatterien bzw. Elektro-Pkw stärker zu heben.

Um vom zukünftig erwarteten starken Marktzuwachs von Photovoltaik-Batteriespeichern und Elektro-Pkw bzw. Fahrzeugbatterien wirtschaftlich noch stärker profitieren zu können, sollte der Aufbau einer Batteriezellfertigung in Deutschland bzw. in Baden-Württemberg angestrebt werden. (Puchta, M. & Dabrowski, T., 2017). So besitzt die Batterie einen Wertschöpfungsanteil von 30 bis 40 % bei der Fertigung von Elektrofahrzeugen. Die Batteriezelle wiederum hat mit 60 bis 70 % einen sehr hohen Wertschöpfungsanteil an der Fertigung des Batteriepacks (NPE, 2016).

Damit Photovoltaik-Batteriespeichersysteme, aber auch Elektrofahrzeuge bzw. Fahrzeugbatterien systemverträglich bzw. -dienlich in das Energiesystem integriert werden können und der Nutzen für das Gesamtsystem somit maximiert werden kann, müssen u.a. folgende Punkte berücksichtigt werden:

Besonders wichtig aus Gesamtsystemsicht ist der netzdienliche Betrieb von Photovoltaik-Batteriespeichern (vgl. auch die Untersuchungen in Kapitel 3.2). Das KfW-Förderprogramm für Photovoltaik-Speicher setzt bereits entsprechende Anforderungen: Nur Speicher, die die Voraussetzungen für einen netzdienlichen Betrieb erfüllen (maximale Leistungsabgabe von 50 % am Netzverknüpfungspunkt bezogen auf die Photovoltaik-Leistung sowie geeignete und offene Schnittstellen zur Fernsteuerung), erhalten die Förderung. Da jedoch ein hoher Anteil an Photovoltaik-Speichern (bis Ende 2016 insgesamt ca. 56 %) ohne Inanspruchnahme des Förderprogramms installiert wird, steht die Frage im Raum, ob der Einsatz dieser Systeme die Netzstabilität durch Erhöhung von Einspeiserampen (sog. Ramping) gefährden könnte. Bei nicht-netzdienlichem Betrieb würden die Batterien zur Mittagszeit die maximale Ladekapazität erreichen, so dass zu diesem Zeitpunkt die Höchstleistung der PV-Anlage in das Netz einspeist. Dies würde ein verstärktes Gegenregeln der Netzbetreiber erfordern. Im begleitenden Speichermonitoring (Figgner u. a., 2017) konnte jedoch auch bei nicht-geförderten Batteriespeichern beobachtet werden, dass die Speichersysteme aufgrund einer erhöhten Lebensdauer durch verzögertes Vollladen einen eigenen Anreiz zum Einsatz intelligenter Steuerung besitzen. Das damit verbundene Ladeverhalten wirkt sich somit auch positiv auf die Netze aus. Zu klären wäre, ob dies ausreicht um regulatorischer Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität auch zukünftig zu vermeiden oder ob der regulatorische Rahmen anzupassen ist (siehe auch Abschnitt 3.2)

Ebenfalls zu berücksichtigen sind die Auswirkungen eines steigenden Anteils von batterieelektrischen Fahrzeugen für den Netzbetrieb. Ein beschleunigter Zuwachs und ein hoher Anteil von (schnellladefähigen) Elektrofahrzeugen in einem Niederspannungs-Netzabschnitt kann zu entsprechenden Überbelastungen führen, insbesondere dann wenn die Ladevorgänge zeitgleich erfolgen. Um diese Netzüberbelastungen zu vermeiden, wäre ein umfassender Netzausbau erforderlich (Ying, 2011). Dieser Investitionsbedarf ließe sich jedoch durch Nutzung intelligenter Ladesysteme reduzieren (Marwitz, Klobasa, & Wietschel, 2016) und (FZI & Fraunhofer IAO, 2014). Eine Möglichkeit zur Netzentlastung ist die Verteilung bzw. Streckung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen über mehrere Stunden. So könnten bspw. die Ladevorgänge für die Elektrofahrzeuge von Arbeitnehmern am Standort des Arbeitgebers über mehrere Stunden gestreckt werden. Dadurch müssten nicht alle Fahrzeuge gleichzeitig bei voller Last geladen werden bzw. die Fahrzeuge könnten über mehrere Stunden hinweg

verteilt geladen werden. Vor allem im privaten oder öffentlichen Bereich (z.B. in Parkhäusern) könnte dabei auch die Entwicklung von Geschäftsmodellen unter Ausnutzung verschiedener Zahlungsbereitschaften für die Ladeart (z.B. Sofortladung, gestreckte Ladung über Nacht etc.) unterstützend wirken.

Elektrolyse

Die Elektrolyse bietet mit der Bereitstellung von Wasserstoff die Ausgangsform für eine Vielzahl von Anwendungen. Gleichzeitig stellt die Speicherung von Wasserstoff langfristig eine vielversprechende Lösung für den saisonalen Ausgleich des Stromangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage dar. Wie bereits dargestellt, schafft es die Technologie derzeit jedoch kaum über Demonstrationsvorhaben und Nischenanwendungen hinaus. Der folgende Textabschnitt zeigt zunächst die Anwendungsfelder der Elektrolyse auf, weist soweit verfügbar Potenzialabschätzungen aus und beleuchtet die technologischen Entwicklungspotenziale. Abschließend werden die Akteure in Baden-Württemberg sowie die erforderlichen Änderungen der Rahmenbedingungen benannt. Auf eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise wird an dieser Stelle verzichtet und auf folgende Beschreibungen in der Literatur wie (Brinner, A. u.a., 2017) verwiesen.

Einen Überblick über die Einsatzbereiche der Elektrolyse in Mobilität, Industrie, Stromsektor und die Einspeisung in das Erdgasnetz gibt Abbildung 2-16. Zentral ist die Speicherbarkeit von Wasserstoff, dabei ist die Einspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernenspeicher möglich, die jedoch nur im Norden Deutschlands zu finden sind. Im Untergrund Baden-Württembergs findet sich Muschelkalk und Tertiär-Salinar. Ersteres erscheint aufgrund der geringen Mächtigkeit (<200 m) und zu flachen Vorkommen (<500 m) ungeeignet. Das Tertiär-Salinar liegt größtenteils auf französischem Gebiet und ist aufgrund der geringen Ausdehnung in Deutschland und der geologischen Eigenschaften im Oberrhein nicht geeignet (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, & KBB Underground Technologies GmbH, 2014). Alternativen in Süddeutschland stellen dezentrale Speicher z.B. an Wasserstofftankstellen dar. Unterirdische Röhrenspeicher werden aufgrund des geringen Platzbedarf als kostengünstigste Option vorgeschlagen ((Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., & Weindorf, W., 2011) zitiert in (e-mobil BW GmbH, Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie u. a., 2016)). Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wird von einzelnen Anbietern bereits angeboten.

Zusätzliche Erlösmöglichkeiten beim Betrieb von Elektrolyseanlagen bietet die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Mit zunehmendem Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien steigen die Anforderungen an die Frequenzhaltung (Ausgleich Angebot und Nachfrage). Erste Elektrolyseanlagen sind bereits am Primär- und Sekundärregelleistungsmarkt präqualifiziert (Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2017; Götze, T., 2017).

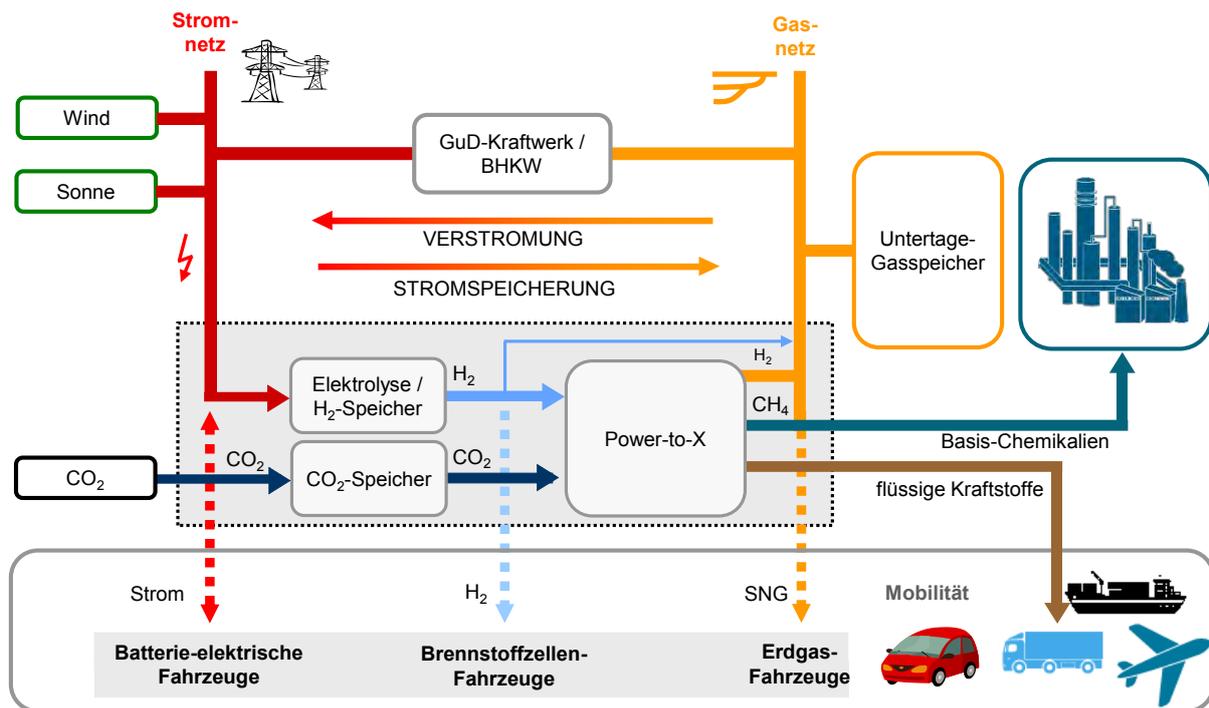


Abbildung 2-16: Einbindung von Elektrolyse in das Energiesystem. Quelle der Darstellung (Schwarz, S. u. a., 2017).

Im Verkehrssektor kann zwischen den Elektrolyse-Anwendungen Brennstoffzellenfahrzeuge, der Nutzung von synthetischem Gas in Erdgasfahrzeugen und dem Einsatz von flüssigen synthetischen Kraftstoffen unterschieden werden. Für die Luft- und Schifffahrt stellen Biokraftstoffe und flüssige synthetische Kraftstoffe aufgrund ihrer Energiedichte und der Verbrauchsmenge im Wesentlichen den Lösungsraum zur Dekarbonisierung dar (Fraunhofer ISI u. a., 2017). Die Beimischung flüssiger strombasierter Kraftstoffe zu fossilen Kraftstoffen könnte die sukzessive Integration in die gegebene Infrastruktur ermöglichen. Die flüssigen synthetischen Kraftstoffe werden u.a. mittels Fischer-Tropsch-Synthese aus Wasserstoff und konzentriertem Kohlenstoffdioxid hergestellt. Mit fortschreitender Dekarbonisierung muss hierbei die Verfügbarkeit von CO₂ berücksichtigt werden. Ein erster Schritt in den Kraftstoffsektor könnte der Ersatz von fossilem Wasserstoff aus Erdgasreformierung in der Raffinerie darstellen.

Der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen, Brennstoffzellenfahrzeugen und Erdgasfahrzeugen geht mit dem Aufbau einer Lade-/Betankungsinfrastruktur einher. Entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie 2014/94/EU soll spätestens Ende 2020 in Städten und Verdichtungsräumen eine öffentliche elektrische Ladesäuleninfrastruktur errichtet und bis Ende 2025 in Abhängigkeit der Entscheidung des Mitgliedstaates flächendeckend eine Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Der darauf aufbauende Nationale Strategierahmen der Bundesrepublik weist den Ausbau der Wasserstofftankstellen auf 100 Tankstellen bis 2020 und bis 2025 auf 400 Tankstellen in Deutschland aus (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016). Maßnahmen im Bereich Elektromobilität zielen auf ein flächendeckendes Netz aus 5.000 Schnelllade- und 10.000 Normalladesäulen bis 2020. Mit einem Netz aus 900 CNG-Tankstellen (komprimiertes Erdgas) wird die Vorgabe der EU-Richtlinie in Städten und Verdichtungsräumen CNG-Tankstellen bereitzustellen bereits erfüllt. LNG-Tankstellen

(verflüssigtes Erdgas) für den Straßengüterverkehr sollen bis 2025 entlang dem trans-europäischen Verkehrskernnetz bereitstehen (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016). Damit wird sichergestellt, dass die für den Einsatz der Fahrzeuge erforderliche Infrastruktur vorhanden ist.

Exkurs: Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse

Die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse, (SOEL) bietet die Möglichkeit des reversiblen Betriebs. Dabei geht die derzeit leistungsfähigste reversible Anlage mit einer Leistung von 150 kW (Elektrolyse) und 30 kW (Brennstoffzelle) auf den deutschen Hersteller Sunfire zurück. Die Entwicklung basiert auf der Idee, sog. C-fuels mittels Fischer-Tropsch-Verfahren aus Wasserstoff und Kohlendioxid herzustellen. Diese Kombination ist besonders vorteilhaft, da die Hochtemperaturelektrolyse (800-1.000°C) Strom durch den Einsatz von Hochtemperaturwärme ersetzen kann. In Norwegen soll beginnend im Jahr 2020 ein Erdölersatz produziert werden, der in bestehenden Raffinerien zu Benzin, Diesel, Kerosin und Chemierohstoffen verarbeitet werden kann (Sunfire, 2017). Pilotanlagen (140 bzw. 150 kW Anschlussleistung der Elektrolyse) werden beim US-Flugzeughersteller Boeing und in einem Salzgitter-Stahlwerk betrieben (Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH, 2017; Sunfire, 2016). Boeing nutzt Stromüberschüsse in Kombination mit komprimierter Speicherung zur Rückverstromung, im Stahlwerk sollen CO₂-Emissionen durch den Ersatz von Koks durch Wasserstoff zur Reduktion des Stahls vermieden werden. Aufgrund unterschiedlicher Einsatzzwecke und Standortvoraussetzungen ist davon auszugehen, dass sich die Elektrolysegattungen Alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse parallel weiter entwickelt werden.

Im Industriesektor kommt Wasserstoff als Grundstoff für die Herstellung von Ammoniak, Methanol, Erdölprodukte, hydrierte Kohlenwasserstoffe, Stahlerzeugung etc. zum Einsatz. Dabei wird Wasserstoff aus fossilen Energieträgern (vorwiegend durch Erdgas-Dampfreformierung) erzeugt. Das Substitutionspotenzial wird in Baden-Württemberg mit mindestens 16.000 t bzw. 533 GWh Wasserstoff abgeschätzt (e-mobil BW GmbH, Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie u. a., 2016).

Mit dem Ausbau der Wasserstofftankstellen auf 100 Tankstellen bis 2020 und bis 2025 auf 400 Tankstellen in Deutschland (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016) wird eine Kommerzialisierung von Elektrolyseanlagen erwartet. Damit einher geht der Wechsel von der heutigen Einzel- zur Serienfertigung. Die Erschließung des Marktes könnte zudem weitere Kosteneinsparungen durch Up-Scaling und Modularisierung heben. Ausgehend von einem Preisniveau von 1.000-1.200 €/kW_{el} (AEL) (Müller, M. u. a., 2016) wird mit einer Reduktion auf rd. 800 €/kW_{el} bis 2030 gerechnet. Eine weitere Kostenreduktion könnte außerdem über den Einsatz neuer Materialien und der höheren Haltbarkeit umgesetzt werden, des Weiteren werden Wirkungsgradsteigerungen bei der Wasserspaltung und des Gesamtprozesses der Wasserstoffherzeugung auf 85 % angestrebt. Die erwartete Entwicklung weiterer Parameter bis zum Jahr 2050 findet sich im Anhang.

Wie bereits obenstehend gezeigt sind die Treiber der Technologieentwicklung Automobil-, Chemieindustrie und Mineralölunternehmen. Auf Bundesländerebene sind die Aktivitäten des „NRW Hydrogen HyWay“ und das „Leuchtturmprojekt Power-to-gas Baden-Württemberg“ hervorzuheben. Forschungsseitig sind die Akteure in Baden-Württemberg u.a. das ZSW, KIT, Fraunhofer ISE, DLR Stuttgart und Hohensteiner Institute. Für Elektrolysen existieren in Baden-Württemberg im Wesentlichen zwei Unternehmen: Hydrotechnik in Karlsruhe und HZI Etogas in Stuttgart. Im internationalen Vergleich wurde in Deutschland die Mehrzahl an PtG-Projekten durchgeführt, sodass eine Vorreiterrolle besteht (Brinner, A. u. a., 2017). Für den exportorientierten Maschinenbau in Baden-Württemberg könnten demnach zukünftig Potenziale über Baden-Württemberg und Deutschland hinaus entstehen.

Zur Erschließung von Geschäftsfeldern mit regenerativem Wasserstoff ist eine Reform des Abgaben- und Umlagensystems erforderlich. Zum einen ist der Strombezug bezogen auf den CO₂- und Energiegehalt deutlich stärker mit staatlich veranschlagten Preisaufschlägen im Vergleich zu Heizöl, Erdgas und Kraftstoffen belastet (Agora, 2017). Zudem ist die Schaffung eines sogenannten „level playing field“ durch Internalisierung der externen Effekte erforderlich bspw. durch eine CO₂-Bepreisung. Für das obengenannte Projekt Blue Crude in Norwegen wird im Jahr 2020 ein Zielpreis für PtL von unter 2 €/l anvisiert (Sunfire, 2017). Wissenschaftliche Arbeiten geben für die Produktion in Marokko 1,52 €/l (2030) bzw. 1,16 €/l (2050) inkl. Transport nach Deutschland an, wobei ein Großteil der Kosten auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückgeht (Gerhardt, 2017). Ein erster Schritt wurde mit Inkrafttreten der 37. BImSchV zum Jahresbeginn 2018 gemacht: Demnach können Wasserstoff und Methan, die aus nicht-biogenem EE-Strom⁷ produziert wurden, nun auf die Treibhausgasquote angerechnet werden (Deutscher Bundestag, 2017). Auf EU-Ebene wird derzeit zudem die Anrechnung von Wasserstoff auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie für den Zeitraum nach 2020 diskutiert. Das EU-Parlament sieht eine einfache Anrechnung vor, aus Branchensicht ist eine Gleichstellung mit modernen Biokraftstoffen erforderlich. Bis Herbst 2018 wird eine Einigung erwartet (bizz energy, 2018).

Energieprognosen

Vor dem Hintergrund steigender Anteile von PV- und Wind-Strom im Netz spielen Energieprognosen für fluktuierende Energieträger eine zunehmend wichtigere Rolle. Bisherige Wettermodelle fokussieren häufig noch auf alltagsrelevante Parameter wie bodennahe Temperatur oder Niederschlag und eignen sich daher nur eingeschränkt für die Vorhersage der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie. Es findet jedoch zunehmend eine Spezialisierung auf die Prognose der Stromerzeugung fluktuierender Energieträger statt. Dies wirkt sich auch auf die Prognosegüte der bisherigen Energieprognosen aus.

⁷ Direkte Kopplung der EE-Anlage mit der Elektrolyse oder Nutzung von EEG-Überschussstrom aus dem Netz.

Am Beispiel der Entwicklung der Prognosegüte der Modelle des Deutschen Wetterdiensts (DWD) für die Wettervorhersage soll generell die gestiegene Prognosegüte in den letzten Jahrzehnten aufgezeigt werden. Abbildung 2-17 zeigt, dass die Prognosegüte der DWD-Modelle von 1968 bis 2016 für alle dargestellten Vorhersagezeiträume (von der 1-Tagesvorhersage bis zur 7-Tagesvorhersage) deutlich gestiegen ist. Besonders für die 1-2-Tagesvorhersage konnten deutliche Sprünge in der Vorhersagequalität verzeichnet werden. Betrug die Güte für die 1-Tagesvorhersage 1968 noch deutlich unter 80 %, so konnte 2016 bereits fast 100 % erreicht werden. Deutliche Verbesserungen sind jedoch auch bei größeren Vorhersagezeiträume zu beobachten. So besaß die 7-Tages-Vorhersage 2016 nunmehr eine höhere Trefferquote als die 1-Tages-Vorhersage noch im Jahr 1968. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Prognosegüte von Energieprognosen mit der heutigen Prognosegüte von Wettervorhersagen übereinstimmt und in der Vergangenheit eine vergleichbare Entwicklung vollzogen hat⁸.

Eine 100%ige Prognosegüte zur Vorhersage der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen wird dabei wie bei den Wettervorhersagen nicht möglich sein, d.h. gewisse Unsicherheiten werden stets bestehen bleiben. Dies liegt an den „chaotischen“ Eigenschaften und der Komplexität des Wettersystems insgesamt (DWD, 2017).

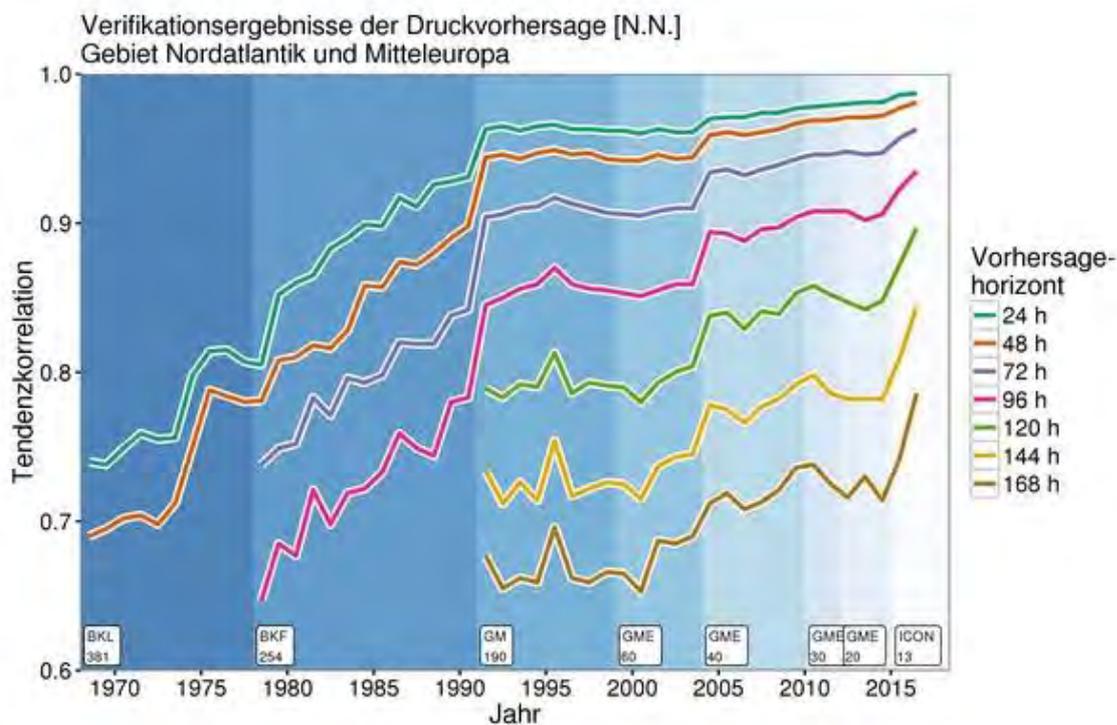


Abbildung 2-17: Entwicklung der Vorhersagequalität der operationellen Modelle des DWD für den Zeitraum von 1968 bis 2016, dargestellt anhand der Tendenzkorrelation des 500 hPa Geopotentials. (DWD, 2018) Die zunehmende Berücksichtigung von für Energieprognosen relevanten Parametern in den Wettermodellen verbessert die Informationsgrundlage von Anlagenbetreibern, Stromhändlern und -vermarktern über die Stromerzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. So führen bspw. verbesserte langjährige mittlere Ertragsprognosen

⁸ Genaue Aussagen zur Entwicklung und zum Stand der Prognosegüte von Energieprognosen sind nur schwer zu treffen, da die Anbieter von Energieprognosen im Gegensatz zu den größtenteils staatlichen Anbietern von Wettermodellen ihre eigene Prognosegüte nicht transparent darstellen bzw. veröffentlichen.

zu einer besseren Standortwahl, geringeren Risiken und damit zu verringerten Kapitalkosten (Sehnke u. a., 2016). Durch Energieprognosen entstehen jedoch auch größere Flexibilitäten für das Gesamtenergiesystem. Sie sind daher in besonderem Maße für Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber geeignet. Durch verbesserte Kenntnisse über die erwartbare Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen lässt sich die Steuerung der betroffenen Netzabschnitte besser planen und optimieren, da nicht nur der aktuelle Netzzustand bekannt ist, sondern sich auch der zukünftige Netzzustand besser einschätzen lässt. Auch die Ansteuerung von (Kurzfrist-) Speichern wird durch eine erhöhte Prognosegüte verbessert.

Energieprognosen wirken sich nicht nur auf die Steuerung des Energiesystems aus. Vielmehr können diese die Effizienz des Gesamtsystems unterstützen und Fehlinvestitionen verringern (Fedscoop, 2015; Fortune, 2016). Durch verbesserte Kenntnisse über die erwartbaren Einspeiseverläufe fluktuierender Stromerzeuger können Speicherlösungen optimiert und damit Speicherausbau vermieden werden, der ohne (zuverlässige) Energieprognosen erforderlich wäre. Auch der Bedarf an rasch steuerbarer, d.h. flexibler Kraftwerkskapazität kann reduziert werden. In diesem Zusammenhang ist auch die Vermeidung bzw. Verringerung von Redispatch- und Ausgleichsenergiekosten durch bessere Einsatzplanung von Kraftwerken und Flexibilitäten zu nennen (Sehnke u. a., 2016). Energieprognosen können somit entscheidend zu einer hohen (Kosten-) Effizienz des Gesamtsystems beitragen. Dabei gilt: Je höher die Prognosegüte der Vorhersagen ist, desto höher ist die potenzielle Kosteneffizienz des Systems (Garrigle & Leahy, 2013). Gleichzeitig kann ein höherer Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien in das System integriert werden (Lenzi, Ulbig, & Andersson, 2013) und (Sehnke u. a., 2016).

Der Markt für Wettervorhersagen wird derzeit von den jeweiligen staatlichen Anbietern dominiert. Führend sind hier insbesondere die staatlichen Wetterdienste für Europa (ECMWF), USA (NOAA) oder Japan (JMA). Aber auch Satellitenbetreiber selbst, die ebenfalls größtenteils staatlich organisiert sind (z.B. EUMETSAT, JMA, NOAA), sind in diesem Markt aktiv. Im Bereich der Energieprognosen sind vermehrt private Unternehmen bzw. Dienstleister vertreten. Baden-Württemberg ist hier relativ gut aufgestellt, zum einen besteht eine Kooperation zwischen der Ubimet GmbH mit Sitz in Karlsruhe und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), die sich mit Energieprognosen für die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik unter der Nutzung von maschinellen Lernverfahren beschäftigt. Ebenfalls aktiv sind unter anderem das EnBW Data Lab (PV + Wind), die Fa. WEPROG aus Böblingen und das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (PV), Freiburg.

Technologische Treiber für die Verbesserung von Energieprognosen und den weiteren Einsatz im Energiesystem sind u.a. die kontinuierlich steigende Auflösung von Satellitenbildern sowie sinkende Kosten für die Ausbringung von (Wetter-)Satelliten. Dadurch steht eine größere und qualitativ hochwertigere Datenmenge für die Analysen zur Verfügung. Globale Wettermodelle arbeiten derzeit mit einer Auflösung von 10 bis 50 km, lokale Modelle mit einer Auflösung von 1 bis 15 km. Eine Umstellung auf schärfere bzw. kleinteiligere Auflösungen würde die Nutzung und die Anwendungsbreite von Vorhersagen deutlich verbessern. Dies bedingt jedoch eine sehr hohe Steigerung der Computerrechenleistung. Gelingt dies in ausreichendem Maße

könnte dies eine der entscheidenden Einflussgrößen für die weitere und umfassende Verbreitung von Energieprognosen darstellen. Dieser Technologiesprung ließe sich dann realisieren, wenn es gelingt die Berechnung der bisherigen Modelle auf Grafikkarten zu verschieben. Grafikkarten besitzen pro Energieeinheit eine höhere Rechenleistung als „herkömmliche“ Prozessoren und können dadurch umfangreiche Berechnungen schneller und in einer höheren Auflösung wie sie speziell für detaillierte Energieprognosen erforderlich sind, durchführen. Erste Fortschritte konnte hier bspw. der schweizerische Wetterdienst Meteo Schweiz erzielen. Der neu eingesetzte Großrechner kombiniert in einem Hybridsystem den Einsatz von Grafikkarten mit normalen CPU-Prozessoren. Alleine durch den Einsatz von Grafikkarten konnte eine Verbesserung der bisherigen Rechenleistung um den Faktor 2,3 erzielt werden. Weitere Optimierungen erhöhten die Systemperformance auf einen Faktor von insgesamt 4,0. Dies ermöglicht eine gesteigerte Auflösung des Wettermodells auf 1,1 – 2,2 km Kantenlänge (ETH Zürich, 2017). Einen weiteren technologischen Treiber für die Verbesserung der Prognosegüte von Energieprognosen stellt der steigende Einsatz von Big Data bzw. die zunehmende Verknüpfung der zur Verfügung stehenden Datengrundlagen in Verbindung mit maschinellen Lernverfahren dar. Hier ist insbesondere die umfassende Verknüpfung von Wolkenkameras, Sensornetzwerken, lokalen Wetterstationen, Satellitendaten und Wettervorhersagen zu nennen (Fedscoop, 2015).

Neben der bereits angesprochenen Umstellung der Berechnungen auf Grafikkarten kann jedoch der Markt selbst eine disruptive Entwicklung im Bereich der Energieprognosen anstoßen. Ermöglichen kann dies der Einstieg von finanzstarken neuen Unternehmen wie z.B. Makani (Alphabet Inc.) oder IBM Watson unter der Nutzung von Big Data und künstlicher Intelligenz (Business Insider, 2015; Fedscoop, 2015; Fortune, 2016; IBM, 2015).

2.3 Identifikation mögl. Lock-in-Effekte, Ineffizienten oder Stranded Investments

Im Folgenden werden Technologieentwicklungen identifiziert, deren ungesteuerte Diffusion zu volkswirtschaftlich suboptimalen Ergebnissen führen oder den Transformationsprozess der Energiewende erschweren könnte. Diese unerwünschten Effekte können in folgende Kategorien eingeteilt werden: Lock-in, „Stranded Investments“ und Ineffizienzen. Diese unerwünschten Effekte treten vor allem in denjenigen Bereichen auf, in denen hohe und langlebige Investitionen getätigt werden, z.B. bei Gebäuden oder neuen Infrastrukturen wie z.B. beim Aufbau einer Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur. Dabei ist die Zuordnung nicht immer eindeutig. So stellen Lock-in-Effekte und Stranded Investments ebenfalls eine Ineffizienz für das Gesamtsystem dar. Zunächst werden die einzelnen Begriffe definiert bzw. erläutert und im jeweiligen Kontext entsprechende Beispiele dargestellt. In die Analysen sind dabei die Arbeiten bzw. Ergebnisse aus vorhergehenden Abschnitten sowie die Modellergebnisse aus den Langfristszenarien eingeflossen.

Von **Lock-in** spricht man, wenn Investitionen in eine Technologie dazu führen, dass diese aufgrund von wirtschaftlichen oder anderen Vorteilen solange stärker angewandt wird bis diese

Technologie schließlich eine dominante Rolle einnimmt und hohe Wechselbarrieren wie hohe Umstiegskosten aufgrund vorangegangener Investitionen bestehen. Dieser Lock-in-Effekt ist an sich zunächst nicht weiter problematisch, wenn von Lern- bzw. Erfahrungseffekten und Kostenreduktionen profitiert werden kann. Problematisch ist ein Lock-in jedoch dann, wenn effizientere bzw. potenziell kostengünstigere Technologien, die zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stehen, aufgrund der noch zu hohen Kosten nicht in den Markt gelangen können, d.h. frühzeitig vom Markt ausgeschlossen werden (sog. Lock-out-Effekt). Die Alternativtechnologien können somit keine Lerninvestitionen akquirieren, um ihrerseits notwendige Kostensenkungen realisieren zu können. Um diesen Lock-out-Effekt vermeiden und diese Technologien dem Markt zuführen zu können, sind dann teilweise erhebliche Aufwendungen erforderlich. Sprunghafte Kostenanstiege (durch z.B. steigende Rohstoffpreise) bei der dominanten Technologie oder höhere Anforderungen an Effizienz bzw. CO₂-Ausstoß aufgrund des verstärkten Klimaschutz bzw. dem Vorliegen von negativen externen Effekten können einen (raschen) Umstieg auf Alternativen erfordern, der mit hohen Umstiegskosten verbunden ist (International Energy Agency (IEA) & Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD), 2000) und (Unruh, 2000).

Als klassisches Beispiel dient die Förderung von erneuerbaren Energien. Die langjährige Marktaktivität und Förderung von fossilen und nuklearen Kraftwerken führte in der Vergangenheit zu einem Lock-in. Kraftwerke, die fossile Brennstoffe einsetzen, nahmen die dominante Rolle im Energiesystem ein. Erneuerbare Energien konnten aufgrund der höheren Kosten nicht in den Markt eintreten, keine Lerneffekte und damit keine Kostenreduktionen realisieren, sie unterlagen somit einem Lock-out. Aufgrund des durch Klimaschäden durch den CO₂-Ausstoß fossiler Kraftwerke erforderlichen Systemumstiegs und der unzureichenden Internalisierung der negativen externen Effekte der Kraftwerke⁹ war es aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, die Verbreitung erneuerbarer Energien durch entsprechende Förderprogramme zu fördern (International Energy Agency (IEA) & Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD), 2000). Dadurch wurde verhindert, dass die Umstiegskosten aufgrund des Lock-outs erneuerbarer Energien noch größer wurden. Zudem erhielten die regenerativen Energieträger somit die Möglichkeit, selbst Lern- und Erfahrungseffekte zu generieren und damit entsprechende Kostensenkungspotenziale zu heben, um den Transformationsprozess von fossilen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien zu erleichtern.

Mögliche Lock-in-Effekte könnten im Gebäudebereich aufgrund der langen Lebensdauern und Sanierungszyklen auftreten. Dies gilt insbesondere für die Tiefe von Sanierungsmaßnahmen sowie für den Austausch von Heizsystemen in Gebäuden. I.d.R. erfolgen nach Durchführung von Sanierungsmaßnahmen weitere Maßnahmen am Gebäude erst nach mehreren Jahrzehnten. So geht z.B. (Löschel, Erdmann, Staiß, & Ziesing, 2016) davon aus, dass Gebäude nur alle 50 Jahre grundlegend saniert werden. Werden daher Sanierungsmaßnahmen in Gebäuden mit

⁹ D.h. die Klimaschäden, die durch den CO₂-Ausstoß fossiler Kraftwerke verursacht werden, sind im Markt nicht ausreichend berücksichtigt. Es kommt dadurch zu einer ineffizienten Marktallokation: Die durch den Betrieb fossiler Kraftwerke anfallenden sozialen bzw. volkswirtschaftlichen Kosten sind höher als die auf Seiten der Kraftwerksbetreiber anfallenden Kosten. Die vollständige Berücksichtigung von Klima- und Umweltschäden bei den Kosten fossiler Kraftwerke würde zu einer Verteuerung der Stromerzeugung führen und damit erneuerbare Energien wettbewerbsfähiger machen.

einer zu geringen Sanierungstiefe durchgeführt oder erfolgt ein Heizungsaustausch auf fossiler Basis, so könnte dies die Erreichung der Klimaschutzziele deutlich erschweren und somit zu einem CO₂-Lock-in führen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass bei Neubauten, immer noch Erdgas der dominierende Energieträger ist (Statistisches Bundesamt, 2017). So setzten im Jahr 2016 52,9 % der fertiggestellten Wohngebäude in Deutschland Erdgas als primäre Heizenergie ein. Die übrigen fossilen Energieträger spielen in Neubauten lediglich eine untergeordnete Rolle.

Entsprechende Lock-in Effekte drohen auch in der Industrie, da die Lebensdauer von großen industriellen Anlagen z.T. bis zu 40 Jahre beträgt. In diesem Zusammenhang erscheint es auch dringend erforderlich auf Bundesebene eine Entscheidung über das Ambitionsniveau (-80% versus -95 %) zu treffen, da bereits heute sehr langfristige Investitionsgüter- und Infrastrukturrentscheidungen mit dieser Fragestellung verbunden sind.

Im Mobilitätssektor betreffen Lock-in Effekte insbesondere die bestehende und den Aufbau neuer Infrastrukturen. Entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie 2014/94/EU soll spätestens Ende 2020 in Städten und Verdichtungsräumen eine ausreichend dimensionierte öffentliche elektrische Ladesäuleninfrastruktur errichtet und bis Ende 2025 in Abhängigkeit der Entscheidung des Mitgliedstaates flächendeckend eine Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Zudem sollen LNG-Tankstellen (verflüssigtes Erdgas) für den Straßengüterverkehr bis 2025 entlang dem trans-europäischen Verkehrskernnetz und CNG-Tankstellen in Städten und Verdichtungsräumen bereitstehen. Die Bundesrepublik weist im Nationalen Strategierahmen den Ausbau der Wasserstofftankstellen auf 100 Tankstellen bis 2020 und bis 2025 auf 400 Tankstellen in Deutschland aus (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2016). Potentiell könnte der optionale Aufbau ein Lock-in (und damit hohe Umstiegs-kosten) für die Infrastruktur bedeuten, da insbesondere im Güterverkehr internationale/europäische Lösungen anzustreben sind.

Als **Stranded investments** werden Investitionen in eine Technologie bezeichnet, die z.B. aufgrund energie- und klimapolitischer Zielsetzungen nicht vollständig abgeschrieben werden können und somit nicht wirtschaftlich sind.

So ist abzusehen, dass der Kohlekraftwerksblock 8 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks in Karlsruhe (Inbetriebnahme 2014) sowie der Kraftwerksblock 9 des Kohlekraftwerks in Mannheim (Inbetriebnahme 2015) die erforderliche wirtschaftliche Lebensdauer und Betriebsstunden nicht erreichen, wenn die klimapolitischen Ziele Baden-Württembergs umgesetzt werden (siehe auch Modellergebnisse der Langfristszenarien in Kapitel 5). Für Steinkohlekraftwerke wird üblicherweise eine Lebensdauer von mind. 40 Jahren angenommen, so stammen die Steinkohlekraftwerke in Baden-Württemberg überwiegend auch aus dem Zeitraum 1980-1985. Mittelfristig ließen sich diese Stranded investments durch den Einsatz von Biomasse abmildern, wodurch die Kraftwerksblöcke emissionsneutral eingesetzt werden könnten. Dass eine solche Umstellung erfolgreich durchgeführt werden kann, zeigen u.a. bereits Beispiele aus Dänemark (Ørsted, 2018). Vor dem Hintergrund der Emissionsminderungsanstrengungen in allen Sektoren und begrenzten Biomassepotenzialen erscheint diese Option langfristig jedoch eher nicht tragfähig, da Biomasse dann vorzugsweise in der Industrie und im Verkehr eingesetzt wird (siehe Modellergebnisse der Langfristszenarien in Kapitel 5).

Unter **Ineffizienzen** werden in der vorliegenden Studie Technologieentwicklungen verstanden, deren ungesteuerte Diffusion zu volkswirtschaftlich suboptimalen Ergebnissen führen kann. Dabei stellen problematische Lock-in-Effekte und Stranded investments ebenfalls eine Ineffizienz für das Gesamtsystem dar.

Ein Beispiel für bestehende Ineffizienzen für das Gesamtsystem ist die zunehmende Fokussierung des Zubaus von Photovoltaik-Dachanlagen auf die Maximierung der Eigenverbrauchsquote¹⁰, da dann Dachflächenpotenziale aufgrund geringerer Dimensionierung der Photovoltaik-Anlagen ungenutzt bleiben. Seit etwa 2012 liegt die Einspeisevergütung unter dem Bezugspreis von Haushaltskunden (Netzparität). Demnach ist es im Vergleich zur Einspeisevergütung und Netzbezug vorteilhafter Strom selbst zu verbrauchen. Das bestehende Abgaben- und Umlagensystem befördert diesen Effekt, da der absolute und relative Anteil von Abgaben und Umlagen am Strompreis vergleichsweise hoch ist. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist jedoch die vollständige Ausnutzung der jeweils zur Verfügung stehenden Dachfläche vorteilhaft, da die spezifischen Kosten für Installation und Planung mit zunehmender Anlagengröße sinken und keine Potenziale verschenkt werden.

Das bestehende Abgaben- und Umlagensystem stellt zudem in anderer Hinsicht eine Ineffizienz für eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele dar. Heizöl, Erdgas und Kraftstoffe sind, bezogen auf den CO₂- und Energiegehalt, im Vergleich zu Strom deutlich geringer mit staatlich veranschlagten Preisaufschlägen belastet (Agora, 2017). Diese Verzerrung gilt es insbesondere vor dem Hintergrund aufzuheben, dass der Ersatz von fossilen Energieträgern durch Strom aus erneuerbaren Energien zur Emissionsminderung in Bereichen, in denen erneuerbare Energien nur begrenzt oder nicht eingesetzt werden können, erforderlich ist (vgl. Kapitel 5). Zum anderen ist die Schaffung eines sogenannten „level playing field“ zwischen fossilen und erneuerbaren Energien durch Internalisierung der externen Effekte erforderlich bspw. durch eine CO₂-Bepreisung.

Ineffizienzen für das Gesamtsystem bestehen zudem im verzögerten Stromnetzausbau. Aufgrund des Ausbaus der Windenergie im Norden Deutschlands bei gleichzeitiger Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten im Süden entstehen häufig Netzengpässe. Der zur Beseitigung dieser Netzengpässe erforderliche Netzausbau verläuft jedoch relativ schleppend (BNetzA, 2017). Zur Stabilisierung des Netzes sind deshalb immer häufiger Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Dies zeigt sich anschaulich an der Entwicklung des Redispatch-Volumens, welches bundesweit von 306 GWh im Jahr 2010 auf 15.436 GWh im Jahr 2015 angestiegen ist. In den Folgejahren sank das Volumen zwar wieder ab, aufgrund des langsamen Netzausbaus bei gleichzeitigem weiteren Ausbau von Windkraft-Kapazitäten im Norden wird zukünftig jedoch mit weiter ansteigendem Redispatch-Bedarf gerechnet (BDEW, 2017). Auf Landesebene beläuft sich das Redispatch-Volumen der Regelzone der TransnetBW¹¹ auf 158 GWh im Jahr 2016. Mit den Redispatch-Maßnahmen sind auch entsprechende Kosten verbunden. Betrugten diese Kosten im Jahr 2007 in Deutschland zunächst noch 30 Mio. €, erhöhten diese sich im Jahr 2015 auf 412 Mio. €, 2016 betrugten diese noch 219 Mio. €. In der Regelzone der Transnet BW fielen im

¹⁰ Damit gemeint ist die Maximierung des Anteils des PV-Stroms, der selbst verbraucht wird.

¹¹ Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Netz- und Systemstabilität verantwortlich. Damit liegt die Verantwortung in Baden-Württemberg fast ausschließlich bei der TransnetBW.

Jahr 2016 ebenfalls Kosten in Höhe von 4,3 Mio. € an (BDEW, 2017). Zusätzlich zum Redispatch kommt es insbesondere in Norddeutschland zur Abregelung von Windenergieanlagen. Die im Rahmen des sog. Einspeisemanagements abgeregelten Strommengen beliefen sich im Jahr 2016 auf insgesamt 3,7 TWh (Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017a) .

Fehlende Vorgaben zum netzdienlichen Betrieb von Photovoltaik-Batteriespeichern können ebenfalls zu Ineffizienzen im Stromnetz und damit zu höheren Netzbetriebskosten führen. Das KfW-Förderprogramm „Erneuerbare Energien – Speicher“ sowie eigene Anreize von nicht-geförderten Speichern zur Nutzung intelligenter Steuerung wirken diesen möglichen Ineffizienzen derzeit entgegen (Figgner u. a., 2017). Der derzeitige regulatorische Rahmen reizt jedoch eine Eigenverbrauchsmaximierung an und damit ein nicht-netzdienliches Verhalten von Batteriespeichern (vgl. Abschnitt 3.2). Vergleichbare negative Effekte für das Stromnetz können bei einem steigenden Anteil von batterieelektrischen Fahrzeugen auftreten (Ying, 2011) und (Marwitz u. a., 2016). Eine ungesteuerte Verbreitung kann zu Netzüberlastungen und dadurch zu erhöhtem Netzausbaubedarf führen. Intelligente Ladesysteme und die Nutzung innovativer Geschäftsmodelle für Ladevorgänge könnten den Netzausbaubedarf reduzieren.

2.4 Schlussfolgerungen

Die **Analyse der aktuellen Technologiebasis** sowie von **Schlüsseltechnologien** für Baden-Württemberg in den vorangegangenen Abschnitten zeigt große Entwicklungspotenziale auch im Hinblick auf Kostensenkungspotenziale auf. Das Land ist bei den betrachteten Schlüsseltechnologien technologisch bereits größtenteils gut aufgestellt – dies wird durch eine Auswertung der PATSTAT-Patentdatenbank gestützt.

Um zukünftig in den relevanten Schlüsseltechnologien weiterhin gut positioniert zu sein, ist eine kontinuierliche Fortführung der bisherigen Aktivitäten bzw. eine weitere Verstärkung erforderlich. So stützen bspw. Maßnahmen wie die „Regionalen Photovoltaik-Netzwerke“ (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2018) oder auch die Nutzung der Länderöffnungsklausel für Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächen gemäß §37c EEG (FFÖ-VO vom 7. März 2017, 2017) durch verbesserte Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau und damit ebenso die technologische Entwicklung der Solarenergie im Land. Für die Umsetzung des in den Modellberechnungen ermittelten Ausbaubedarfs für die Windenergie in Baden-Württemberg (siehe Kapitel 5) ist die Schaffung und der Erhalt eines positiven (regulatorischen) Umfelds erforderlich. So formuliert der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung: „Wir werden eine bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien einführen und für die Ausschreibungen südlich des Netzengpasses einen Mindestanteil über alle Erzeugungsarten festlegen“ (Bundesregierung, 2018). Vor dem Hintergrund dieser Aussagen und dem schlechten Abschneiden Baden-Württembergs in den letzten Ausschreibungsrunden zur Windenergie (es konnte in den Ausschreibungsrunden bis Ende 2017 kein einziger Zuschlag gewonnen werden (Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017a)), sollte das Land deshalb Impulse für entsprechende Überarbeitungen des Ausschreibungsregimes setzen und die Bundesregierung in ihren Bestrebungen gemäß des Koalitionsvertrags unterstützen.

Auch die Rahmenbedingungen für die Technologieentwicklung durch Forschung und Entwicklung sollten trotz des bislang erreichten hohen Niveaus noch weiter gestärkt werden. Zwar ist gemäß der Patentanalyse die technologische Basis in Baden-Württemberg für die Schlüsseltechnologien bereits relativ gut. Zudem decken die Forschungs-Förderprogramme des Bundes und des Landes im Wesentlichen alle für die Energiewende relevanten Bereiche ab. Zunehmend wichtig werden jedoch der Transfer und die Umsetzung in die Praxis. Hier könnte das Land vermehrt entsprechende Förderprogramme zu Pilotprojekten bzw. zur Schaffung von konkreten Anwendungsfeldern aufsetzen. Ein großes Potenzial bieten die identifizierten Schlüsseltechnologien Windenergie, Photovoltaik, Lithium-Ionen-Batteriespeicher, Elektrolyse und Energieprognosen. Da Baden-Württemberg wirtschaftlich stark von der Automobilindustrie geprägt ist, gilt dies in besonderem Maße für Batteriespeicher bzw. Fahrzeugbatterien, deren Herstellung einen großen Anteil der Wertschöpfungseffekte in der Produktion von Elektrofahrzeugen abdecken. Der vom Land angestoßene Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg unter Beteiligung von Politik, Wirtschaft, Wissenschaft, Zivilgesellschaft etc. setzt hierbei erste wichtige Impulse (Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, 2018).

Die in diesem Projekt durchgeführte Analyse zu Schlüsseltechnologien ist jedoch nicht abschließend. Vielmehr ist eine laufende Analyse von Schlüsseltechnologien für die Energiewende erforderlich, wobei besonders disruptive (Technologie-)Entwicklungen beobachtet werden sollten. Dies erlaubt frühzeitiges Handeln, um von den entsprechenden (neuen) Ansätzen bzw. Entwicklungen profitieren zu können.

Abgeleitet aus der Analyse der Technologieentwicklung sowie den Modell- und Szenarienergebnissen konnten potenzielle **Lock-in-Effekte, Ineffizienzen und Stranded Investments** identifiziert werden. Diese Effekte treten vor allem in den Bereichen auf, in denen hohe und langlebige Investitionen getätigt werden. Als Beispiele seien der Gebäudebereich oder die Infrastruktur im Mobilitätssektor genannt. Die Analyse ermöglicht die Ableitung von Handlungs- bzw. erhöhtem Beobachtungsbedarf auf den verschiedenen (politischen) Ebenen:

Wesentlicher Handlungsbedarf hinsichtlich der Vermeidung unerwünschter Lock-in-Effekte, Ineffizienzen und Stranded investments besteht insbesondere auf **Bundesebene**. Dies betrifft angesichts der Umsetzung des Übereinkommens von Paris die Entscheidung über das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduzierung (-80 % vs. -95 %). Eine frühzeitige Festlegung mit gleichzeitigen flankierenden Rahmenbedingungen kann möglichen Lock-in-Effekten durch langfristige Investitionsentscheidungen in langlebige Investitionsgüter und Infrastrukturen wie industrielle Anlagen, Gebäuden oder Heizungsanlagen vorbeugen und die Erreichung der Klimaschutzziele erleichtern. Des Weiteren konnte Handlungsbedarf für das bestehende Abgaben- und Umlagesystem identifiziert werden. Wie in Kapitel 5 erläutert, erschwert das bisherige System eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele, da Heizöl, Erdgas und Kraftstoffe bezogen auf den CO₂- und Energiegehalt im Vergleich zu Strom deutlich geringer mit staatlich veranschlagten Preisaufschlägen belastet sind. Dies behindert bislang den Ersatz von fossilen Energieträgern durch Strom in den Bereichen Wärme und Mobilität. Die Schaffung eines sogenannten „level playing field“ zwischen fossilen und erneuerbaren Energien durch Internalisierung der externen Effekte bspw. durch eine durchgängige CO₂-Bepreisung ist ebenfalls erforderlich. Weiterer Handlungsbedarf besteht zudem bei der Realisierung des Netzausbaubedarfs, um Ineffizienzen aufgrund des anhaltend steigenden Redispatch-Bedarfs zu reduzieren. Dies gilt ebenso vor dem Hintergrund eines zukünftig erhöhten Stromimport- und -exportbedarfs für ausreichende räumliche Lastausgleichsmöglichkeiten (siehe hierzu auch Kapitel 5).

Zur Realisierung des dargestellten Handlungsbedarfs sollte das Land entsprechende Initiativen auf Bundesebene initiieren bzw. zugehörige Aktivitäten des Bundes einfordern.

Auch für die **europäische Ebene** konnte Handlungsbedarf herausgearbeitet werden. Hier besteht insbesondere Abstimmungsbedarf hinsichtlich eines gemeinsamen Vorgehens zur Technologieauswahl und dem damit verbundenen Infrastrukturaufbau für den Verkehr zur Vermeidung von Lock-in-Effekten bzw. möglichen hohen Umstiegskosten, ausgelöst durch nationale Alleingänge. Im Zuge dessen sei auf den Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg verwiesen. Dieser Dialog erfolgt zwar auf Landesebene, dessen ganzheitlicher Ansatz könnte jedoch eine Vorbildfunktion für die europäischer Ebene einnehmen.

Schließlich bestehen auch auf **Landesebene** Handlungsspielräume zur Vermeidung von Lock-in-Effekten, Ineffizienzen und Stranded investments. Die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht

durch die zunehmende Fokussierung des PV-Ausbaus auf die Maximierung des Selbstverbrauchsanteils mögliche Unterausnutzung des Dachflächenpotenzials erfordert verstärkte Aktivitäten in diesem Bereich. Im Rahmen der Solaroffensive unternimmt das Land bereits erste Maßnahmen, die diesen Ineffizienzen entgegenwirken sollen. Die Erfolge dieser Aktivitäten sind diesbezüglich kontinuierlich zu überwachen und ggf. zu intensivieren.

Ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand ist essenziell für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende (vgl. hierzu auch Modellergebnisse in Kapitel 5). Zur Vermeidung von CO₂-Lock-in durch unzureichende Effizienzmaßnahmen und Heizungsaustausch auf fossiler Basis, die die Erreichung der Klimaschutzziele in diesem Bereich deutlich erschweren können, sollte das Land zum einen eine Vorbildfunktion in diesem Bereich einnehmen. Dies kann dann zur Nachahmung in Wohngebäuden und gewerblichen Bauten anregen. Zusätzlich könnte das Land auf strengere gesetzliche Regelungen auch für private Haushalte und den gewerblichen Bereich setzen, dies umfasst sowohl ambitioniertere Effizienzvorgaben für Neu- und Bestandsgebäude als auch Nutzungspflichten von Heizungssystemen auf erneuerbarer Basis (vgl. Ausführungen in (ZSW u. a., 2017)).

3 Finanzierung und Marktdesign

3.1 Auswirkungen von Rahmensetzungen für Erneuerbare Energien und Flexibilitäten auf die Entwicklung des Energiesystems

(Borggreffe, F.)

3.1.1 Einleitung und Motivation

Im Rahmen dieses Kapitels werden Auswirkungen der heutigen und geplanten Förderung für Strom aus Windkraft auf den langfristigen Zubau und das Erreichen der Ziele für Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg untersucht.

In den kommenden Dekaden soll durch die Förderung erneuerbarer Technologien deren Anteil stetig ausgebaut und langfristig weitere Kostensenkungen erreicht werden. Dabei haben das Marktdesign und der gesetzte Ordnungsrahmen einen signifikanten Einfluss sowohl auf die jährliche zugebaute Leistung als auch die regionale Verteilung. Der zukünftige Energiemix einzelner Bundesländer hängt somit in hohem Maße von den nationalen und europäischen Rahmenbedingungen ab. Vor dem Hintergrund der fortlaufenden Anpassungen der Förderung der Windkraft wird in diesem Kapitel untersucht, wie sich in den kommenden Jahren der gesetzte ordnungspolitische Rahmen auf den Zubau von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg auswirkt.

Die Methodik für die Untersuchung basiert auf technischen und wirtschaftlichen Potentialanalysen, die im Rahmen der Studie mit dem Ressourcenmodell „EnDAT“ durchgeführt werden. EnDAT ist Bestandteil des am DLR entwickelten Energiesystemmodells REMix (s. auch Kapitel 5). Mit GIS-basierten Analysen werden in einem ersten Schritt die zukünftigen technischen Potentiale für Windkraftanlagen in Baden-Württemberg und Deutschland ermittelt. Unter Verwendung von EnDAT werden dann in Abhängigkeit von Annahmen zu den zukünftigen Technologien Kosten- und Volllaststunden-Potenzialkurven für Baden-Württemberg und die anderen Bundesländer bestimmt. Abhängig von Marktrahmenbedingungen und den stündlichen prognostizierten Einspeisezeitreihen erfolgt ein Vergleich von Windanlagen an beispielhaften Standorten in Nord- und Süddeutschland. Der Fokus liegt dabei auf der Verteilungswirkung der Ausschreibungen für Wind und den zu erwartenden Zubau in Süddeutschland.

In einer zweiten weiterführenden Betrachtung werden Aspekte der Akzeptanz beim Zubau der Anlagen untersucht. Ziel dieser Untersuchung ist es, den Einfluss von Akzeptanz auf den erwarteten Zubau von Windanlagen aufzuzeigen. Sozialwissenschaftliche Untersuchungen und

die Befragungen von Fokusgruppen und Experten im Rahmen dieser Studie (Kapitel 4) ergeben, dass die Nähe von Windanlagen zu Siedlungsflächen einen gewichtigen Einfluss auf die Akzeptanz der betroffenen Bürger hat. In manchen Bundesländern wurden daraufhin restriktive Mindestabstands-Regelungen zu Siedlungsflächen eingeführt. Vor dem Hintergrund der gesetzten Ausbauziele wird an dieser Stelle nun die Frage untersucht, welchen Einfluss die Abstandsregelungen auf den langfristigen Ausbau der Windenergie und die Zielerreichung in Baden-Württemberg und Deutschland haben.

3.1.2 Ausgangssituation

Angereizt durch die Einspeisevergütung wurden in der Vergangenheit Wind- und PV-Anlagen entwickelt, um Strom zu den geringsten Vollkosten zu erzeugen. Der tatsächliche Marktwert der EE-Stromerzeugung (d.h. unter Berücksichtigung des Ortes und des Zeitpunktes der Einspeisung) sowie die Gesamtsystemkosten wurden dabei nicht berücksichtigt. Als Ergebnis fand in der letzten Dekade ein signifikanter Ausbau von Starkwindanlagen an windstarken Standorten statt. Bei der regionalen Verteilung des Windzubaues konnte insbesondere ein großflächiger Zubau von Anlagen in Nord- und Ostdeutschland beobachtet werden, während der Windzubau in Süddeutschland gering ausfiel und hinter den gesetzten Zielen der Bundesländer zurückblieb. Durch die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland kommt es nun zu einer starken Belastung der Netze, und bedingt durch den benötigten Redispatch muss ein Teil der Stromerzeugung abgeregelt werden.

May (2015) und Neuhoff et. al. (2017) zeigen, dass das bestehende Marktdesign nicht ausreichend Anreize für signifikante Investitionen in Schwachwindanlagen setzt. Fraglich ist, ob zukünftige Marktdesigns andere/größere Anreize für systemdienliche Anlagen und eine bessere regionale Verteilung setzen können.

Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2017

Seit dem Jahr 2000 ist der Anteil der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von etwa 6% kontinuierlich auf über 36% angewachsen (BMW 2018). In dieser Zeit haben in unterschiedlichen Phasen einzelne Technologien einen wichtigen Beitrag zum jährlichen Zuwachs geleistet. Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung des EE-Ausbaus in Baden-Württemberg, sowie den jährlichen Zubau an Windanlagen. Seit 2009 können insbesondere Photovoltaikanlagen einen signifikant steigenden Zuwachs in Baden-Württemberg verzeichnen. So stieg im Zeitraum zwischen 2010 und 2017 der Anteil an PV jährlich um rund 14% an. Insgesamt hat PV einen Anteil von 7,0% am Stromverbrauch in Baden-Württemberg (bzw. 8,4% an der Bruttostromerzeugung). Der Windausbau hingegen verläuft langsamer als erhofft. Von dem im IEKK definierten Ziel, 10% des Stromverbrauchs im Jahr 2020 in Baden-Württemberg durch Windenergie zu decken, ist das Land noch weit entfernt. Im Jahr 2017 belief sich der Anteil auf rund 2,7% (3,4% der Bruttostromerzeugung). Insgesamt erreichten die Erneuerbaren Energien einen Anteil von 22,2% am Bruttostromverbrauch (bzw. 27,5% an der Bruttostromerzeugung) (UMBW 2018).

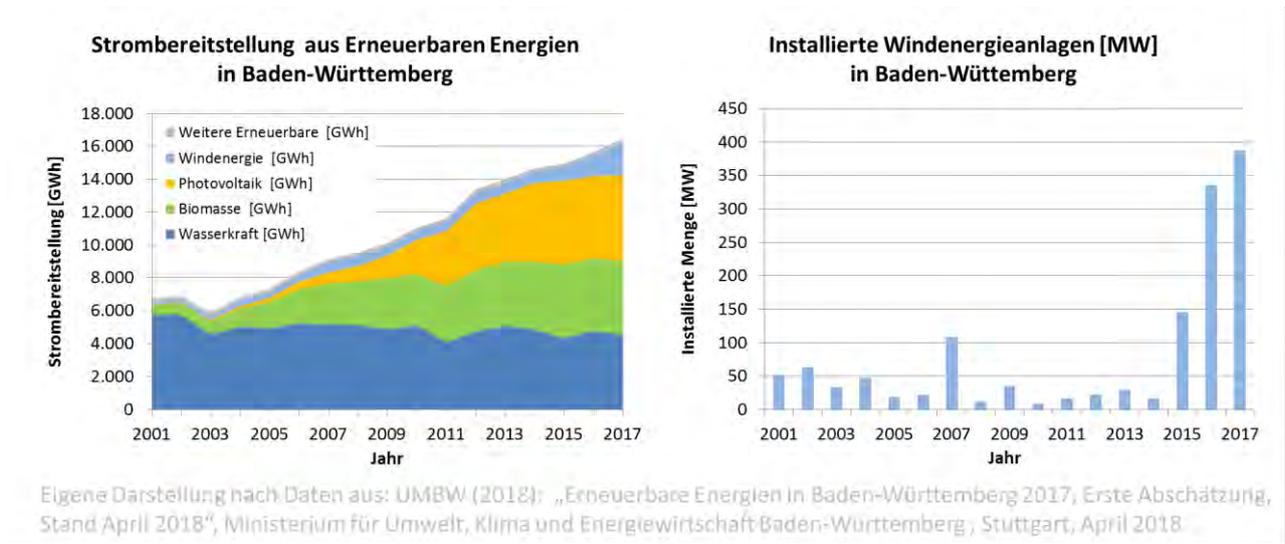


Abbildung 3-1: Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien und jährlich neu installierte Leistung der Windenergieanlagen in Baden-Württemberg bis 2017

Nachdem der Windzubau viele Jahre nur in geringem Maße stattfand (Abbildung 3-1), konnte in den Jahren 2015 bis 2017 ein deutlicher Zuwachs bei der Windkraft beobachtet werden. Während im Jahr 2015 rund 150 MW zugebaut wurden, waren es im Jahr 2016 bereits rund 340 MW. Das Jahr 2016 verzeichnete mit 120 neuen Windkraftanlagen einen neuen Zubaurekord. 2017 wurden weitere 388 MW zugebaut. Bei den Anlagen handelte es sich jedoch ausschließlich um bereits in den Vorjahren geplante und genehmigte Anlagen, die noch in die Übergangsphase der bis 2017 bestehenden Vergütung fallen.

Im Jahr 2017 wurde das Fördersystem für Windanlagen geändert. Eine Ausschreibung der Windkapazitäten wurde eingeführt. Die veränderten Rahmenbedingungen haben einschneidende Auswirkungen auf den Zubau von Windanlagen. Es zeigen sich deutlich veränderte Verteilungseffekte innerhalb Deutschlands.

3.1.3 Einfluss der Ausschreibungen auf den Zubau von Windanlagen in Baden-Württemberg

Neue Marktmechanismen: Ausschreibungen für Windanlagen 2017 und 2018

Drei Ausschreibungsrunden wurden 2017 für Windanlagen durchgeführt. Im Jahr 2018 sind insgesamt sechs Ausschreibungsrunden geplant. Anfang 2018 wurde dabei das Ausschreibungsverfahren leicht angepasst. Zusätzlich zu den vier reinen Ausschreibungen für Wind werden zudem ab 2018 erstmals zwei gemeinsame Wind- und PV-Ausschreibung durchgeführt.

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der ersten fünf Ausschreibungsrunden für (reine) Windanlagen. Insgesamt wurde in Deutschland über 4 GW an Leistung für Windkraftanlagen seit Mai 2017 auktioniert (BNetzA, 2018). Die süddeutschen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern haben bei der Auktion vergleichsweise schlecht abgeschnitten: Im gesamten Jahr 2017 erhielt kein Gebot für Windanlagen in Baden-Württemberg und insgesamt nur rund 45 MW Leistung in Bayern einen Zuschlag.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Gebotstermin	Ausschreibung		Gebote	Zuschläge			
	Ausschreibungsvolumen (MW)	Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	Gebotsmenge (MW)	Zuschlagsmenge (MW)	davon Zuschlagsmenge Süddeutschland (MW)		Anteil BW + Bayern
					Baden-Württemberg	Bayern	
01.05.2017	670	7,00	2.137	806,7	0,0	21,4	2,7%
01.08.2017	1.000	7,00	2.927	1.012,9	0,0	4,8	0,5%
01.11.2017	1.000	7,00	2.591	1.000,4	0,0	18,0	1,8%
01.02.2018	700	6,30	989	708,9	23,1	20,1	6,1%
01.05.2018	670	6,30	604	604,1	34,8	2,4	6,2%

Quelle: Eigene Tabelle nach Daten der BNetzA (2018)

Tabelle 4: Übersicht über Gebote und Zuschläge der ersten Ausschreibungsrunden für Windanlagen

In den Gebotsrunden im ersten Halbjahr 2018 erhielten zwar auch Anlagen in Baden-Württemberg einen Zuschlag, jedoch setzte sich der allgemeine Trend fort: In Baden-Württemberg kamen nur rund 57 MW Leistung zum Zuge, in Bayern waren es lediglich 23 MW. Seit Einführung der Auktion entfallen nur rund 3% der bezuschlagten Anlagen auf Bayern und Baden-Württemberg (BNetzA, 2018).

Betrachtet man die in Tabelle 5 dargestellte Entwicklung der Zuschlagswerte, so kann beobachtet werden, dass in 2017 von Mai bis November die Höhe der Gebote deutlich gesunken ist. Während im Mai der Zuschlagswert im gewichteten Mittel bei 5,71 ct/kWh lag, waren es im November nur noch 3,82 ct/kWh. Grund hierfür war das Ausschreibungsdesign für Bürgerenergiegesellschaften. Da für Bürgerenergiegesellschaften keine Genehmigungspflicht bestand und zugleich lange Laufzeiten zur Umsetzung von 56 Wochen (statt 32 Wochen) erlaubt waren, wurden viele Gebote für Bürgerenergieanlagen eingereicht. Insgesamt wurden deutlich mehr Gebote eingereicht, als Leistung ausgeschrieben war. Die Auktionen waren zwischen 259 und 319% überzeichnet. Die langen Umsetzungsfristen erlaubten es zudem schon zukünftige Technologiesprünge zu antizipieren. Insgesamt zeichneten sich die Auktionen in 2017 somit durch ein hohes Maß an Wettbewerb aus. Im Rahmen dieses Wettbewerbs hatten es Anlagen in Baden-Württemberg aufgrund der niedrigeren Windgeschwindigkeiten und der nicht ausreichenden Kompensation durch den Korrekturfaktorschwer zum Zuge zu kommen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Gebots-termin	Zuschlagswerte (ct/kWh)		
	Min	Max	Gew. Mittel
01.05.2017	5,25	5,78	5,71
01.08.2017	4,16	4,29	4,28
01.11.2017	3,80	3,82	3,82
01.02.2018	3,80	5,28	4,73
01.05.2018	4,65	6,28	5,73

Tabelle 5: Entwicklung der Zuschlagswerte in den Auktionen für Windanlagen 2017-2018, Eigne Darstellung nach BNetzA (2018)

Im Jahr 2018 wurde die Bevorzugung von Bürgerenergiegesellschaften aufgehoben: Die Anlagen mussten nun ebenfalls eine erfolgte Genehmigung ausweisen. In den letzten beiden Auktionen hat sich die Anzahl der Gebote daher deutlich reduziert. Während im Februar die Auktion noch leicht überzeichnet war, wurden im Mai weniger Gebote abgegeben als Leistung ausgeschrieben war. (Tabelle 6) Der Wettbewerb zwischen den Standorten war dadurch in 2018 sehr eingeschränkt. Als Folge sind die gewichteten Zuschlagswerte und somit die Aufwendungen für die Vergütung wieder deutlich von 3,82 ct/kWh auf 5,73 ct/KWh angestiegen

Gebots-termin	Zuschläge		
	Überzeichnung (Gebotsmenge vs. Ausschreibungsvolumen)	Anteil Bürgerenergiegesellschaften an Zuschlag	Anteil noch nicht genehmigter Anlagen
01.05.2017	319%	96%	92%
01.08.2017	293%	95%	94%
01.11.2017	259%	99%	99%
01.02.2018	141%	22%	0%
01.05.2018	90%	19%	0%

Tabelle 6: Übersicht über Einflussgrößen Überzeichnung, Bürgerenergiegesellschaften und genehmigte Anlagen, Eigne Darstellung nach BNetzA (2018)

Insgesamt zeigen die Ergebnisse für die Ausschreibungen 2017 und 2018 ein unterschiedliches Maß an Wettbewerb: Das Jahr 2017 zeichnet sich durch einen hohen Wettbewerb zwischen den Standorten aus. Viele Bieter nahmen an der Auktion teil. 2018 ist der Wettbewerb gesunken und die Preise wieder angestiegen.

Das DLR-Modell EnDAT

Wichtige Grundlagen für die Bestimmung der Potentiale von EE-Anlagen in Deutschland bilden geodatenbasierte Analysen der Windeinspeisung. Dies erfolgt ausgehend von historischen Wetterjahren in Kombination mit Flächenpotentialanalysen und unter Berücksichtigung von Ausschlusskriterien (s. grundlegende Arbeiten von Scholz (2012) und Stetter (2014)). Ergänzend zu den bislang sehr technisch geprägten Arbeiten erfolgt nun verstärkt eine Kombination der geodatenbasierten „technischen“ Untersuchungen mit einer ökonomischen Bewertung.

Im Analysemodell EnDAT (Energy Data Analysis Tool) des DLRs werden globale Ressourcen erneuerbarer Energien (EE) in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung genutzt, um langfristige Zubau-Potentiale für unterschiedliche erneuerbare Technologien und die zukünftige stündliche Einspeisemenge für verschiedene Regionen zu bestimmen.

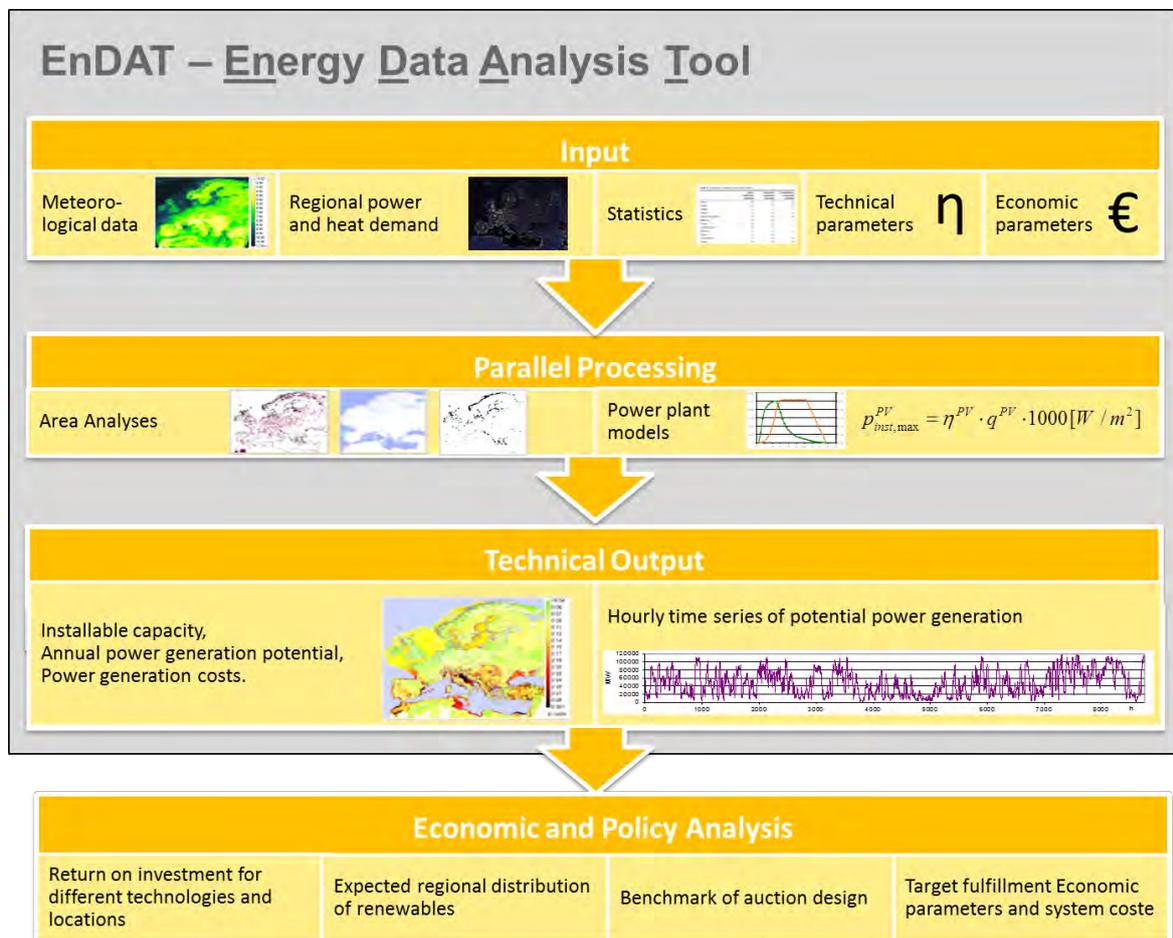


Abbildung 3-2: Übersicht über die bestehenden und neuen Funktionen des Modells EnDAT

Grundlage von EnDAT ist eine GIS-gestützte Datenbank mit meteorologischen und georeferenzierten Daten, in der die Potentiale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in stündlicher und hoher räumlicher Auflösung zur Verfügung stehen. Anhand der räumlichen Potentiale und technologischer Kenndaten werden die heutigen und zukünftigen Potentiale an installierbaren EE-Kraftwerksleistungen sowie stündliche Zeitreihen ihrer möglichen Stromerzeugung ermittelt.

Im Rahmen dieses Projekts wird die technische Potentialanalyse für die Windkraft verfeinert und um eine wirtschaftliche Betrachtung erweitert. Aufbauend auf den ermittelten georeferenzierten Einspeisezeitreihen an einzelnen Standorten erfolgt eine Bewertung unterschiedlicher Randbedingungen für die Förderung der Windkraft – mit dem Ziel, die wirtschaftlichen Anreize für Investoren abzubilden.

In Dalla Longa (2018) wurden mit dem Modell EnDAT GIS-Analysen und Ergebnisauswertungen in sehr hoher Auflösung für das Joint Research Center der Europäischen Kommission durchgeführt. Durch die Analyse genutzter Landflächen mit einer Auflösung von rund 100 x 100 Metern besteht die Möglichkeit, detaillierte Betrachtungen zum Einfluss von Abstandsvorgaben durchzuführen. In dem Modell werden unterschiedliche Ausschlussflächen für die Landnutzung verwendet und zusätzlich Abstandsregelungen zu Siedlungsflächen berücksichtigt. Die Siedlungsflächen werden dabei sehr homogen betrachtet, sodass gleiche Abstandsregelungen sowohl für städtische Siedlungsflächen, als auch für einzelne Siedlungen im ländlichen Raum gelten. Trotzdem ermöglicht das Modell aufgrund der hohen Auflösung einen guten ersten Einblick in die Auswirkungen von steigenden Abstandsregelungen.

Für Baden-Württemberg wurde zudem ein detailliertes Standortmodell basierend auf den Arbeiten von Jäger und McKenna 2016 entwickelt und für die Abbildung von Rahmenbedingungen für die Landnutzung und Flächenpotentiale für Windanlagen verwendet. In dem detaillierten Modell werden eine Reihe von unterschiedlichen Abstandsvorgaben je nach Gebietstyp berücksichtigt (siehe auch Jäger und McKenna 2016 und LUBW 2011): Abstände zu urbanen Räumen wie Siedlungsgebieten (700 m) und Industriegebieten (250 m), sowie zu Verkehrswegen wie beispielsweise Bundesstraßen (160 m), Landstraßen (100 m) und Zugstrecken (110 m) werden abgebildet. Hinzu kommen Ausschlussgebiete und Abstandsvorgaben für landschaftlich geschützte Gebiete wie z.B. Biosphären-Gebiete (200 m), Vogelschutzgebiete und Nationalparks (200 m). Darüber hinaus werden, anhand von Topologie-Informationen, Standorte ausgeschlossen, die aufgrund der Hangneigung nicht berücksichtigt werden können. Insgesamt ermittelt das Modell somit die technisch realisierbaren Standorte für Windanlagen ausgehend von den landesspezifischen Vorgaben und davon abgeleitet die technischen Potentiale für die Windnutzung in Baden-Württemberg. Die Analyse ermöglicht somit, eine obere Grenze für den Zubau von Windanlagen zu bestimmen. Nicht berücksichtigt sind Nutzungskonkurrenzen bei den Flächen z.B. mit anderen Erneuerbaren Energien.

Für beide Modelle können die Flächenpotentiale auf Basis der NUTS¹²-3 Regionen, daher für Landkreise, Kreise und kreisfreie Städte/Stadtkreise, ermittelt werden. Den potentiellen Flächen werden die stündlichen Einspeisezeitreihen für repräsentative Windanlagen für jede Region, ausgehend von historischen Wetterdaten und Windgeschwindigkeiten in der Region, gegenübergestellt. Anhand der Zeitreihen und Potentiale kann dann die Wirtschaftlichkeit einer repräsentativen Anlage für jede Region abgeschätzt werden.

¹² NUTS = Nomenclature des unités territoriales statistiques

Ermittelte Windpotentiale in Baden-Württemberg und Deutschland

Abbildung 3-3 zeigt die potentiellen Standorte für Windanlagen in Baden-Württemberg aufgeteilt nach den vier Regierungsbezirken. Deutlich zu erkennen sind große Naturschutzgebiete und andere weitläufige Ausschlussflächen die insbesondere im Schwarzwald und im südlichen Regierungsbezirk Stuttgart die Zubaupotentiale vermindern. Bedeutende Einschränkungen ergeben sich auch durch Abstandsvorgaben zu Siedlungsgebieten: Die Ballungsgebiete Stuttgart, Karlsruhe, Mannheim/Heidelberg und Freiburg sind deutlich zu erkennen. Durch die hohe Siedlungsdichte auch im ländlichen Raum gibt es in Baden-Württemberg kaum große Freiflächen, die sich für größere Windparks, wie sie aktuell in Nord- und Ostdeutschland zu finden sind, eignen würden. Dies wird insbesondere im Rheintal deutlich.

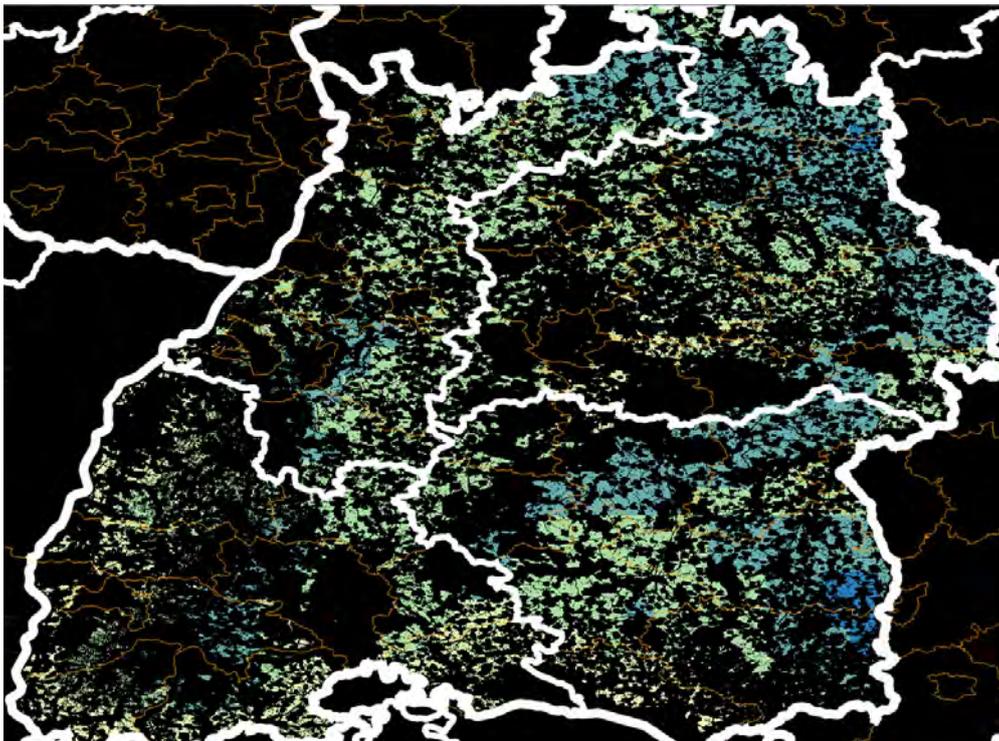


Abbildung 3-3: Ermittelte Flächenpotentiale für Baden-Württemberg mit einem detaillierten Standort-Modell

Die größten zusammenhängenden Flächen finden sich im Regierungsbezirk Tübingen (Reutlingen) im Osten des Landes, sowie im Main-Tauberkreis im Nordosten. Ein weiterer Einfluss auf die Flächenpotentiale ergibt sich aus der Topologie: Gerade in den bergigen Regionen können viele Flächen aufgrund der Hangneigung nicht erschlossen werden. Zudem befinden sich dort auf ebenem Gelände in den Tälern und auf den Bergrücken vermehrt Siedlungsflächen – sodass diese Regionen insgesamt wenig Potential für Windausbau bieten. Dies ist insbesondere im Schwarzwald und im Voralpenraum zu beobachten. Der Ausschluss von Straßen kann bei näherer Betrachtung ebenfalls in der Karte erkannt werden. Insgesamt ergibt sich ein Bild der technischen Potentiale in sehr hoher Detailtiefe mit der Möglichkeit, die tatsächlich verfügbaren Flächen relativ genau abzuschätzen.

Die mit dem Tool EnDat ermittelten Volllaststunden für die einzelnen Regionen zeigen deutliche Unterschiede bei der Windhöflichkeit und Güte der Standorte. Abbildung 3-4 zeigt die durchschnittliche Standortgüte für verschiedene Regionen in Deutschland. Während in den Nordseeregionen durchschnittliche Jahresvolllaststunden von 2000 h/a bis rund 3000 h/a Stunden ermittelt werden, ist die Standortgüte in den Regionen Baden-Württembergs mit erwarteten mittleren Volllaststunden von weitgehend unter 2000 h/a deutlich niedriger. Grundlage für die Untersuchung bilden Kenndaten der Starkwindanlage 2020 aus Tabelle A-2-22¹³

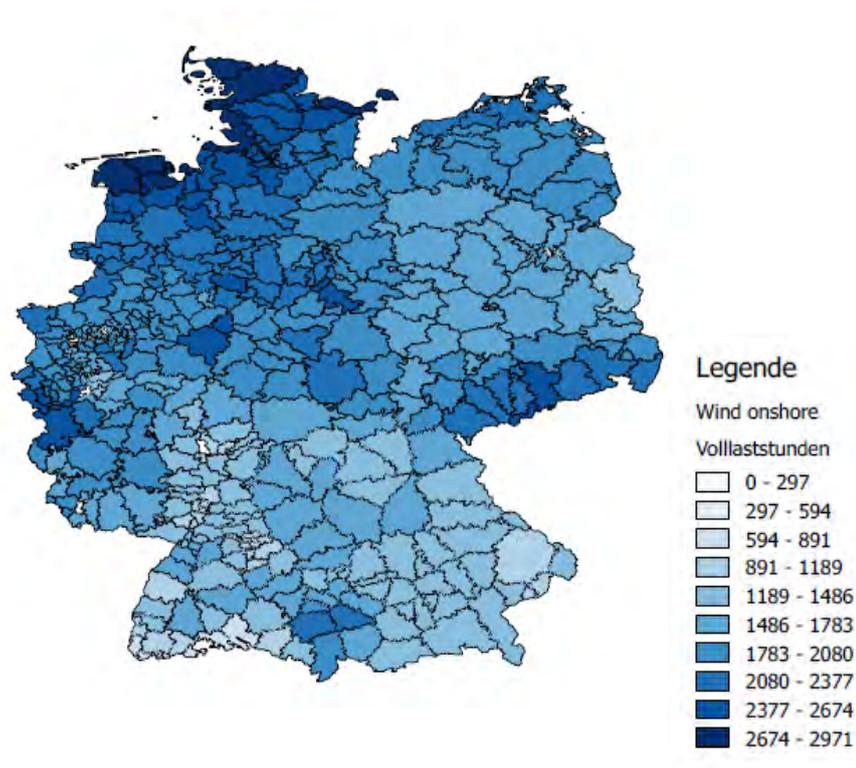


Abbildung 3-4: Windgüte – Jahresvolllaststunden in unterschiedlichen Regionen Deutschlands

Stellt man die technischen Standortpotentiale in MW der Windgüte gegenüber, erhält man die Potentiale für die jährliche Strommenge. Abbildung 3-5 zeigt die jährlichen Volllaststunden für Baden-Württemberg und Gesamtdeutschland im Vergleich. Die eingespeisten Mengen belaufen sich in Baden-Württemberg je Standort auf 600 bis 1800 Stunden im Jahr. Vergleicht man dies mit den Potentialen in Gesamtdeutschland, so befinden sich die Standorte in Baden-Württemberg in Bezug auf ihre Windgüte überwiegend in der unteren Hälfte.

¹³ Die ermittelten Volllaststunden stellen eher eine konservative Abschätzung dar. Grund dafür ist, dass die Winddaten einer Region gemittelt werden. In der Praxis werden auch höhere Volllaststunden je Anlage an einzelnen Standorten beobachtet. Zudem erfolgt keine Unterscheidung nach Starkwind- und Schwachwindanlagen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

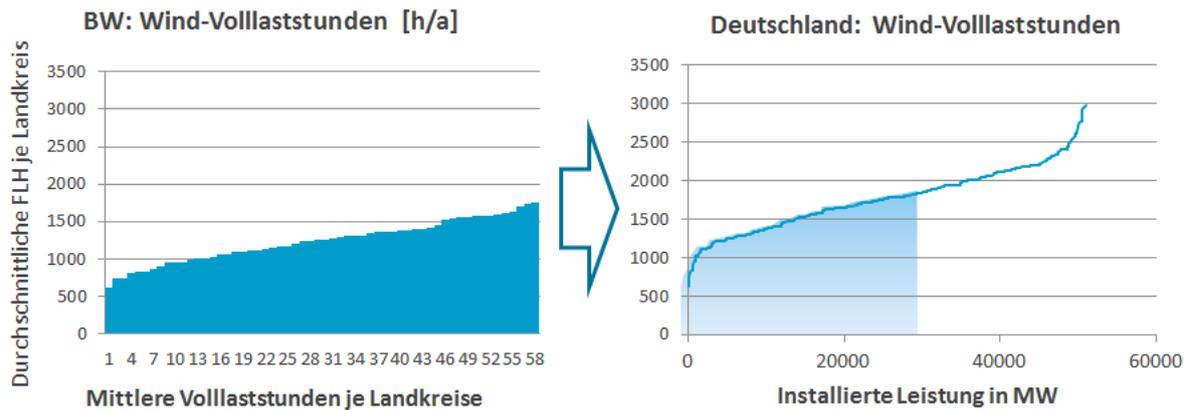


Abbildung 3-5: Ermittelte Volllaststunden in Baden-Württemberg und in Deutschland im Vergleich

Anhand der theoretisch verfügbaren Flächen können grob die resultierenden Windpotentiale abgeschätzt werden. Abbildung 3-6 zeigt die Ergebnisse für die einzelnen Regierungsbezirke. In der Literatur werden verschiedene Ansätze diskutiert, wie das technische bzw. das realisierbare Zubau-Potential für Anlagen auf den verfügbaren Flächen ermittelt werden kann. Ein engmaschiger Zubau von Windanlagen in Baden-Württemberg mag zwar theoretisch möglich sein, entspricht aber nicht den tatsächlichen Anforderungen. Jäger und McKenna 2016 ermitteln neben den technisch verfügbaren Flächen auch die realisierbaren Anlagen. Dabei werden auch die maximale Anzahl an Anlagen in einem Windpark und Abstände zwischen den Windparks (5000 m), sowie Einschränkungen beim Ausbau abhängig von der landschaftlichen „Schönheit“ des Standorts berücksichtigt. In ihrer Analyse können rund 20% der technisch verfügbaren Flächen tatsächlich genutzt werden. Die nach diesen Annahmen realisierbaren Potentiale für Baden-Württemberg stellt Abbildung 3-6 dar.¹⁴

Der Regierungsbezirk Stuttgart und der Regierungsbezirk Tübingen haben die größten Potentiale mit jeweils rund 5 GW zubaubare Leistung. Die Regierungsbezirke Karlsruhe und Freiburg hingegen weisen deutlich weniger realisierbare Potentiale aus und kommen nur auf 1,7 GW bzw. 1,2 GW Leistung.

¹⁴ Die technischen Potentiale sind rund fünf Mal größer.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

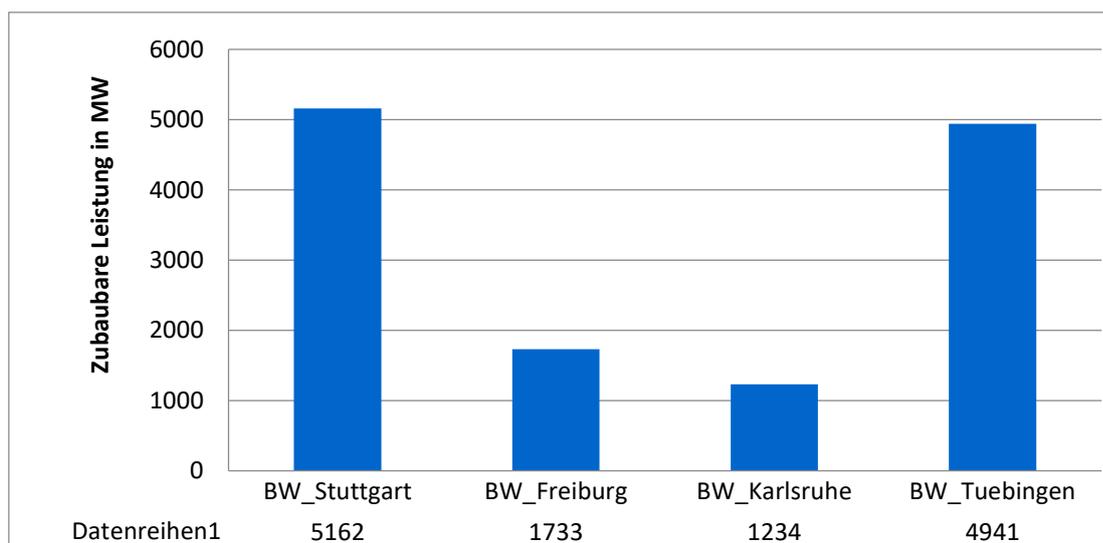


Abbildung 3-6: Ermittelte Windpotentiale für die vier Regierungsbezirke in Baden-Württemberg

Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Wind-Anlagen in Baden-Württemberg und anderen Standorten

In einem zweiten Schritt wird die Wirtschaftlichkeit den Windpotentialen gegenübergestellt. Tabelle 7 zeigt die mittleren Windgeschwindigkeit und die theoretisch verfügbaren Flächen für Baden-Württemberg im Vergleich mit ausgewählten norddeutschen Bundesländern. Die mittlere Windgeschwindigkeit ist von Bedeutung, da sie für die Bestimmung der Vergütungshöhe genutzt werden kann. Das Ausschreibungsdesign sieht einen Korrekturfaktor vor, der schlechte Standorte relativ besserstellt. Die höchsten Windgeschwindigkeiten sind in Deutschland in Küstennähe zu finden. In Baden-Württemberg sind gute Standorte insbesondere im Nordosten des Landes zu finden.

		1-3,5 ms	3,5 - 5,5 ms	5,5 - 6,5 ms	6,5 - 7,5 ms	7,5 -12 ms	Summe
Baden-Württemberg	km ²	0	2419	4500	908	0	7827
	%	0,00%	30,91%	57,49%	11,60%	0,00%	
Mecklenburg-Vorpommern	km ²	0	0	503	5567	180	6251
	%	0,00%	0,00%	8,05%	89,06%	2,88%	
Niedersachsen	km ²	0	0	844	6320	2419	9582
	%	0,00%	0,00%	8,80%	65,96%	25,24%	
Schleswig-Holstein	km ²	0	0	0	904	2152	3056
	%	0,00%	0,00%	0,00%	29,58%	70,42%	
Thüringen	km ²	0	53	1462	1599	242	3356
	%	0,00%	1,59%	43,56%	47,64%	7,21%	

Tabelle 7: Windgeschwindigkeit und Windpotentiale für Baden-Württemberg und weitere Bundesländer

Unter dem bestehenden Auktionsdesign wird, abhängig von den Windbedingungen am Standort der geplanten Anlage, ein sogenannter Korrekturfaktor verwendet. Ziel des Korrekturfaktors ist es, schlechtere Windstandorte relativ besser zu stellen. Abbildung 3-8 (blaue Linie) zeigt den bestehenden Korrekturfaktor: Für Anlagen, die eine 30% geringere mittlere Windgeschwindigkeit gegenüber dem Referenzstandort ausweist, wird eine um rund 30% höhere Auszahlung gegenüber dem Gebotswert vorgenommen. Standorte, die höhere Erträge als der

Referenzstandort ausweisen, haben wiederum eine niedrigere Auszahlung als der Referenzstandort. Mit diesem Verfahren sollen Anreize für Investitionen in windschwächere Standorte gesetzt und somit verstärkt ein großflächiger Ausbau von Wind ermöglicht werden.

Abbildung 3-7 zeigt die Vergütung beispielhaft für eine Referenzanlage und beispielhaft für typische Anlagen in Süddeutschland (5,4 m/s) und Norddeutschland (7,2 m/s). Im bestehenden regulatorischen Rahmen erhält die Anlage in Süddeutschland eine höhere Vergütung je erzeugte MWh Strom. Abbildung 3-7 zeigt auf der rechten Seite die erzielten jährlichen Deckungsbeiträge. Trotz der höheren Vergütung infolge der Korrektur sind die erzielten Erträge pro Jahr mit der technisch gleichen Anlage im Süden deutlich niedriger. Die Profitabilität der Anlage ist entsprechend geringer.



Abbildung 3-7: Vergütung und jährlicher Deckungsbeitrag beispielhaft für eine Referenzanlage und typische Anlagen in Süd- und Norddeutschland

Diese einfache wirtschaftliche Analyse zeigt, dass die monetären Anreize derzeit nicht ausreichend sind, um an den windschwachen Standorten zu investieren. Möchte man den Investoren einen vergleichbaren Return On Investment (ROI) für Anlagen an den vergleichsweise windschwachen Standorten in Süddeutschland ermöglichen, muss die Vergütungshöhe relativ erhöht d.h. der Korrekturfaktor deutlich angehoben werden. Abbildung 3-8 zeigt einen Vorschlag für die Anpassung des Korrekturfaktors. Bewegt man sich auf der vorgeschlagenen Linie sind Investoren indifferent zwischen den Investitionen. Hebt man den Korrekturfaktor für windschwächere Standorte weiter an (grüner Bereich) oder senkt man ihn für bessere Standorte weiter ab (gelber Bereich) werden Investitionen auch im süddeutschen Raum, d.h. allgemein bei Anlagen mit geringerer Auslastung, begünstigt.

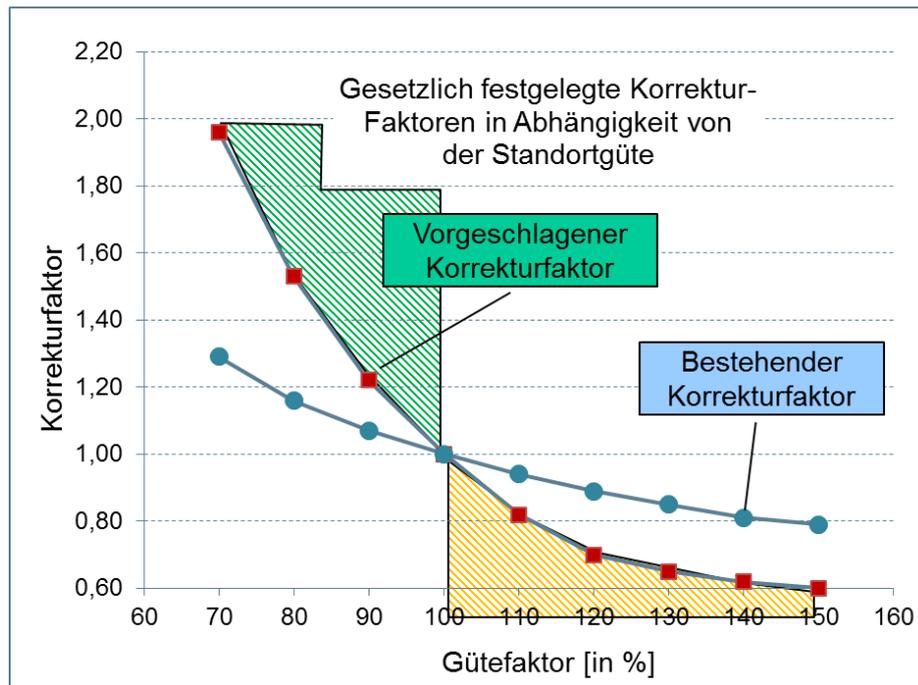


Abbildung 3-8: Bestehender und vorgeschlagener Korrekturfaktor bei der Auktion von Windanlagen

Es kann festgehalten werden, dass unter den bestehenden Rahmenbedingungen nicht genügend Anreize für ausreichende Investitionen in Windanlagen in Süddeutschland gegeben sind, um die langfristigen Ziele zu erreichen. Korrekturen der Vergütungshöhe sind aber grundsätzlich dazu in der Lage, ausreichende Investitionsanreize zu generieren.

Diskussion: Anreize für Windausbau in Baden-Württemberg

Im Rahmen der Szenarien in Kapitel 5 wird, zur Erreichung der langfristigen Minderungsziele, ein starker Ausbau der Erneuerbaren Energien vorausgesetzt. Um die im Rahmen des „Integrierten Energie und Klimaschutzkonzept (IEKK)“ des Landes Baden-Württemberg im Jahr 2013 definierten langfristigen Ziele erreichen zu können, wird von einem Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg auf eine Leistung von 7,9 GW in 2030 und rund 15,5 GW in 2050 ausgegangen. Ausgehend von den langfristigen Zielen ergibt sich ein jährlicher benötigter Ausbaubedarf der Windkraft in Baden-Württemberg von rund 500 MW pro Jahr. (616 MW/a bis 2020, 460/a MW bis 2030 und 514/a MW in den folgenden Jahren). Bei dem benötigten Zubau handelt es sich um einen Netto-Ausbaubedarf, daher muss der Zubau zusätzlich noch die Außerbetriebnahme von Altanlagen kompensieren. Dieser Ausbaubedarf wird, wenn der insbesondere 2017 beobachtete Wettbewerb mit Standorten in Norddeutschland fortbesteht, in den kommenden Jahren nicht erreicht. Die Analyse der Marktergebnisse zu Beginn des Kapitels zeigt, dass zum aktuellen Zeitpunkt der Wettbewerb eingeschränkt ist und der Zubau von Anlagen in Süddeutschland derzeit bereits begünstigt wird. Grund dafür ist der Engpass bei den Genehmigungen. Trotzdem kommen nur wenige Anlagen zum Zuge.

Eine kurzfristige Maßnahme, um den Zubau von Windanlagen in Süddeutschland zu fördern, ist eine Erhöhung der Anzahl der Genehmigungen. Die Genehmigungen stellen voraussichtlich

noch in den kommenden Monaten einen Flaschenhals dar, so dass wenig Gebote und vergleichsweise hohe Preise bei den Auktionen zu erwarten sind. Der Windausbau in Süddeutschland kann somit durch Maßnahmen zur Reduktion der Bearbeitungszeiten und Unterstützung bei den benötigten Bürger-Beteiligungsverfahren forciert werden.

Langfristig ist die Anpassung des regulatorischen Rahmens und des Auktionsverfahrens notwendig. Dies kann auf unterschiedlichem Wege geschehen. Im bestehenden Auktionsverfahren kann wie oben dargestellt der Korrekturfaktor angepasst werden. Dies begünstigt jedoch auch weniger gute Standorte in Norddeutschland. Eine weitere Maßnahme könnte die Einführung einer regionalen Komponente in das Auktionsdesign sein. Ein dritter Ansatz ist der Marktwert-Ansatz vorgestellt durch Neuhoff et al. (2017): Anlagen werden anhand des tatsächlichen Werts für das System vergütet. Vorteile durch vermiedenen Netzausbau, Kosteneinsparungen beim Einspeisemanagement und Redispatch oder die Erhöhung der Systemstabilität werden bei der Auktion berücksichtigt und schlagen sich in einer höheren Vergütung nieder. Einerseits ist diese Internalisierung externer Effekte ökonomisch sinnvoll, andererseits ist die Erhebung dieser Informationen aufwändig: Es müssen Verfahren entwickelt werden, die es ermöglichen zum Zeitpunkt der Auktion die erwarteten externen Einflussgrößen über die Lebensdauer der Windanlage zu quantifizieren und monetär zu bewerten.

3.1.4 Exkurs - Der Einfluss von Akzeptanzaspekten auf Windpotentiale: Die Diskussion um Mindestabstände

Einführung

Bei der Umsetzung der Energiewende spielt neben der technischen Machbarkeit und Kosteneffizienz in den letzten Jahren zunehmend auch der Faktor Akzeptanz eine wichtige Bedeutung. Aspekte der „Akzeptanz“ beeinflussen die Energiewende dabei auf unterschiedlichen Ebenen: *Beteiligungsprozesse* werden durchgeführt, um Bürger an der Planung und dem Ausbau Erneuerbarer Energien sowie neuer Stromtrassen zu beteiligen und zu informieren. *Beteiligungsgesellschaften* bei Windanlagen erhalten Privilegien bei der Ausschreibung und stellen insbesondere im Jahr 2017 den maßgeblichen Anteil an den in Planung befindlichen Projekten. Verschiedene Bundesländer führen *Abstandsregelungen* ein, um den Zubau von Windanlagen in der Nähe von Siedlungsgebieten zu unterbinden.

Im folgenden Abschnitt wird diskutiert, welchen Einfluss die Akzeptanz auf den Ausbau von Windkraft in Baden-Württemberg hat. Den Schwerpunkt der Analyse bildet dabei die Untersuchung von Regelungen zu Mindestabstands-Flächen. Frühere Studien und Befragungen, sowie die Ergebnisse der in diesem Projekt durchgeführten sozialwissenschaftlichen Erhebungen in Kapitel 4 zeigen, dass die Akzeptanz gegenüber Windanlagen durch die Bevölkerung allgemein hoch ist, jedoch der räumliche Abstand zu den Windanlagen einen bedeutenden Einfluss auf die Akzeptanz hat: Mit zunehmender Nähe zu den besiedelten Gebieten sinkt die Akzeptanz der Betroffenen deutlich.

In der Akzeptanzforschung werden unterschiedliche Faktoren identifiziert, die zusammenspielen, um Akzeptanz herzustellen. Huijts et. al. (2012) führen unterschiedliche sozialwissenschaftliche Studien zur Akzeptanz von Energietechnologien sowie Grundlagen der Psychologie

zu einem Konzept zusammen. Sie entwickeln ein umfassendes Framework zu Einflussgrößen und Elementen der Akzeptanz von Energietechnologien. Überträgt man die Unterteilung von Huijts et. al. (2012) auf die Windkraft, ergeben sich vier unterschiedliche Betrachtungsebenen.

- **Problemwahrnehmung:** Eine wichtige Einflussgröße ist die Wahrnehmung des Problems an sich – Akzeptanz reduziert sich, wenn der Zubau von Windanlagen als direktes Problem für den einzelnen wahrgenommen wird.
- **Vertrauen:** Positiv auf die Akzeptanz wirkt sich Vertrauen in eine Technologie aus. Akzeptanz erhöht sich, wenn die wahrgenommenen Vorteile die zu erwartenden Kosten und Risiken überwiegen. Dies gilt sowohl auf gesellschaftlicher Ebene als auch für die persönlichen Ebene und individuelle Erfahrung des einzelnen.
- **Prozedurale Fairness:** Die Soziologen unterscheiden auch Aspekte der Gerechtigkeit: Einerseits kann Vertrauen in eine Technologie hergestellt werden, wenn der Umsetzungsprozess als fair wahrgenommen wird.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Andererseits spielt Gerechtigkeit eine wichtige Rolle. Eine bestehende Belastung für den einzelnen wird toleriert, wenn auch andere belastet werden und die entstehende Belastung durch die Menschen als gerecht verteilt wahrgenommen wird.

Der Einfluss von Abständen auf die Akzeptanz, insbesondere bei Windanlagen, wird in sozialwissenschaftlichen Studien aufgezeigt. Die Abbildung 3-9 zeigt das Ergebnis einer Befragung von 2000 Personen in Deutschland zur Akzeptanz von Wind- und Solarenergie. (Sonnberger und Ruddat 2017, Fuchs et. al. 2016). In der Befragung wurden neben der generellen Akzeptanz auch mögliche Abstände zu der Siedlung der Probanden berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass Wind-Offshore eine hohe Akzeptanz genießt. 65% der Befragten empfinden den Zubau der Windanlagen als akzeptabel und weitere 24 % sind nicht explizit gegen den Zubau der Technologie. Solaranlagen – auch die Anlagen in der näheren Umgebung – bringen die Befragten ein hohes Maß an Akzeptanz entgegen. Windanlagen an Land weisen generell ebenfalls mit über 50% Befürwortern und weiteren 26% an neutral eingestellten Befragten ein hohes Maß an Akzeptanz auf. Bei Anlagen, die näher an die Siedlungsflächen gebaut werden, sinkt die Akzeptanz jedoch stark. Windanlagen bis zu 500 m Abstand zu Siedlungsflächen werden von 45% der Befragten als inakzeptabel empfunden und befinden sich damit fast auf einem Niveau mit Freileitungen im Umkreis von 500 m zu einer Siedlung.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

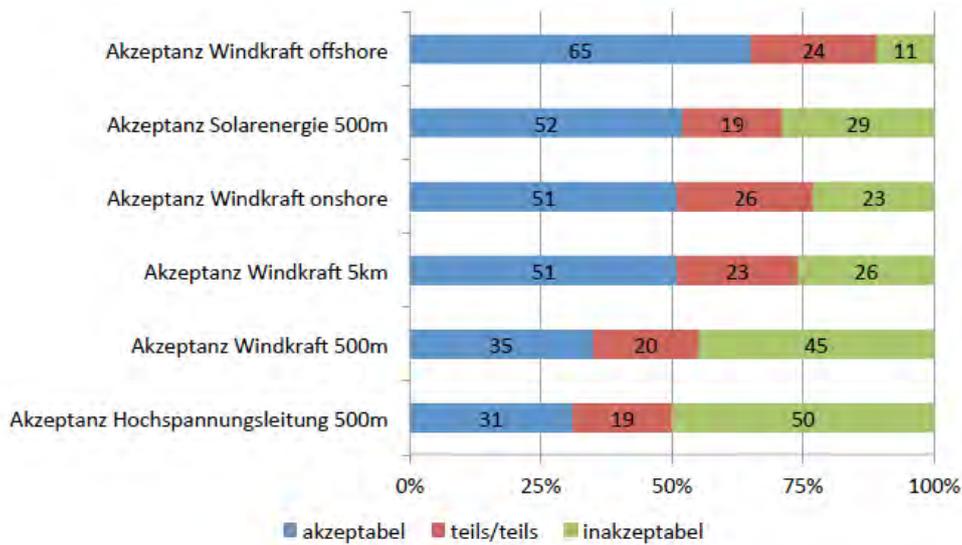


Abbildung 3-9: Ergebnisse einer Akzeptanzbefragung aus (Sonnberger und Ruddat, 2016 und 2017)

Die Bedeutung der Verteilungsgerechtigkeit wird ebenfalls in den Arbeiten von Fuchs et. al. (2016) und Sonnberger und Ruddat (2016 und 2017) untersucht. Die Umfrage erhebt, in welchem Umfang Konsumenten bereit sind, mehr für Strom zu bezahlen, um zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Die Antworten auf die Frage unterstreichen die Bedeutung der Verteilungsgerechtigkeit: Zwar sind 29% der Befragten nicht bereit höhere Abgaben für Strom zu entrichten, jedoch geben 40% der Befragten (unter mehreren Antwortmöglichkeiten) an, dass sie bereit seien einen höheren Beitrag zu entrichten, „wenn alle anderen Stromkunden [...] im gleichen Maße beitragen“. Das Ergebnis der Befragung unterstreicht den starken Wunsch nach Verteilungsgerechtigkeit bzw. gleicher Belastung der Allgemeinheit bei zusätzlichen Kosten durch die Energiewende für den Einzelnen.

Relevante Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Analyse

In den Fokusgruppen und Experten-Delphis, die für diese Studie durchgeführt wurden, können die bisherigen Ergebnisse der Akzeptanzforschung in ähnlicher Form bestätigt werden. Im Folgenden sind die wesentlichen Aussagen aus Kapitel 4 mit Bezug zur Windkraft zusammengefasst.

- Der Ausbau der Windkraft wird teilweise als ästhetisch störend wahrgenommen. Es besteht deshalb der Wunsch nach einer hohen Effizienz und starkem Repowering bei der Realisierung von Standorten zur Minimierung der Landnutzung und anderer Auswirkungen. Teilweise wird eine Ausbaustrategie für Baden-Württemberg auch grundsätzlich in Frage gestellt.
- Insgesamt spielte bei den Befragungen der Bürger (Kapitel 4) Landnutzungseffekte eine wichtige Rolle. Dabei haben sich Teilnehmer der Fokusgruppen vermehrt für Szenarien mit geringen Landnutzungseffekten ausgesprochen. In den Stellungnahmen zu Landnutzung war Windkraft der häufigste angesprochene Punkt, gefolgt von Bioenergie und dem Ausbau von Energietrassen. Insbesondere die Sichtbarkeit der Anlagen wurde kritisch bewertet.

- Bürgerinnen und Bürger sollen durch Beteiligungsprozesse aktiv in Windkraft-Projekte einbezogen werden und über die Förderung von Bürgergenossenschaften teilhaben können. Eine monetäre Entschädigung von betroffenen Anwohnern von Windkraft-analagen wird jedoch mehrheitlich nicht befürwortet.
- Windkraft wird als eine elementare Säule der Energiewende gesehen, ein weiterer Ausbau könnte Baden-Württemberg mehr Mitspracherecht in Energiefragen ermöglichen. Ein weiterer Ausbau der Windkraft wird an allen geeigneten Standorten, aber insbesondere an den besten Standorten (d.h. tendenziell in Norddeutschland) befürwortet.

Die sozialwissenschaftlichen Ergebnisse aus Fokusgruppen und Experten-Delphi in Kapitel 4 bestätigen die Bedeutung von Landnutzung und Umgang mit Sichtbarkeit für die Akzeptanz von Windanlagen.

Die Diskussion um Mindestabstände in Deutschland

In den Bundesländern und auf Bundesebene ist in den letzten Jahren eine Diskussion um Mindestabstände von Windanlagen zu Siedlungsflächen geführt worden. Ziel der Vorgaben von Mindestabständen ist es, die Bürger vor (u.a. Lärm-) Emissionen zu schützen, die Akzeptanz des Windzubaues zu erhöhen und Bürgerproteste zu vermeiden. Gleichzeitig können jedoch zu strikte Vorgaben die verfügbaren Flächen einschränken und einen weiteren Ausbau der Windanlagen hemmen.

Um die Auswirkungen der politischen Vorgaben auf die resultierenden Potentiale der Bundesländer zu analysieren, wurden anhand von REMix-EnDAT die Potentiale für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von Abständen zu Siedlungsflächen untersucht. Grundlage dafür bildete das in Dalla Longa (2018) vorgestellte Verfahren und die dort beschriebenen hoch aufgelösten Flächenkarten. Durch die Verwendung detailliert abgebildeter Karten für Deutschland mit Kantenlängen von rund 100 m kann der Einfluss von Abständen zwischen 120 m und 2000 m von den Windanlagen untersucht werden.

Auf Bundesebene und zwischen den Bundesländern unterscheiden sich die Vorgaben für Mindestabstände deutlich. Die Regelungen sind aktuell stark politisch beeinflusst. Das Umweltbundesamt gibt für aktuelle Referenzanlagen die aus Lärmschutzgründen einzuhaltenden Mindestabstände mit rund 600 m an. Diese stellen in der aktuellen Debatte eine untere Grenze für die Abstandsregelung von Windanlagen dar (UBA 2014). Es zeigt sich, dass einige Bundesländer höhere Abstandsregelungen vorsehen oder bereits umgesetzt haben.

Bayern: In Bayern wurde im Rahmen der Landesbauordnung die 10H-Regelung eingeführt. Seit dem Jahr 2014 müssen Windkraftanlagen das 10-fache ihrer Höhe als Mindestabstand zu Wohngebieten einhalten. Kommunen ist es möglich, sich über diese Mindestabstandsregelung durch Beschluss hinwegzusetzen und Anlagen auch näher an Wohnhäuser zu bauen. In dieser Studie wird von 3,3 MW-Anlagen als mittlere Referenz für den Zubau im Jahr 2020 ausgegangen. Für diese Anlagen ist von einer typischen Höhe von rund 160 m (Starkwind) bzw. 210 m (Schwachwind) auszugehen. Die 10H-Regelung in Bayern bedeutet für diese Anlagen somit Abstände von 1600 m bzw. bis über 2000 m zu Siedlungsflächen.

Nordrhein-Westfalen: In Nordrhein-Westfalen wurde im Koalitionsvertrag eine Abstandsregelung von 1500 m festgesetzt. Im Rahmen des Windenergie-Erlasses 2018 wurde im Mai 2018

eine Abstandsregelung von 1500 m vorgesehen mit dem Ziel, „die Akzeptanz für die Nutzung der Windenergie [zu] erhalten, weil sie ein wesentlicher Bestandteil für das Gelingen der Energiewende ist“ (NRW, 2018).

Hessen: In Hessen wurde mit dem Landesentwicklungsplan vom Juni 2013 ein Abstand von 1000 m zu bestehenden und geplanten Siedlungen vorgeschrieben. Dieser wurde im September 2015 durch das Oberverwaltungsgericht bestätigt.

Baden-Württemberg: Im Windenergieerlass Baden-Württemberg (BW 2012) wird ein „Immissionsschutzabstand“ von 700 m zu Wohngebieten empfohlen. Es erfolgt eine gebietsbezogene Abwägung. Kommunen können von diesem pauschalisierten Vorsorgeabstand mithilfe einer eigenständigen gebietsbezogenen Bewertung abweichen. (Untersteller, F., 2016) Höhere Abstände hängen von allen örtlichen Gegebenheiten und der Planungssituation ab und können bei reinen Wohngebieten beantragt werden. Bei Gewerbegebieten und Misch-/Dorfgebieten sollten kleinere Abstände erwogen werden.

Modellanalyse: Einfluss der Abstandsflächen auf die verfügbaren Potentiale

Die Abbildung 3-10 stellen die Ergebnisse der Potentialanalyse für das gesamte Bundesgebiet dar. Es wird deutlich, dass sich die verfügbaren Potentiale für Windkraftanlagen deutlich reduzieren, sobald höhere Abstände von Siedlungsflächen eingehalten werden müssen. Bedingt durch die insgesamt hohe Siedlungsdichte in Deutschland, haben Abstandsregelungen starke Auswirkungen auf die verfügbaren potentiellen Standorte. Die restriktiven Rahmenbedingungen in Nordrhein-Westphalen und Bayern führen somit zu signifikanten Einschränkungen des zukünftigen Windausbaus.

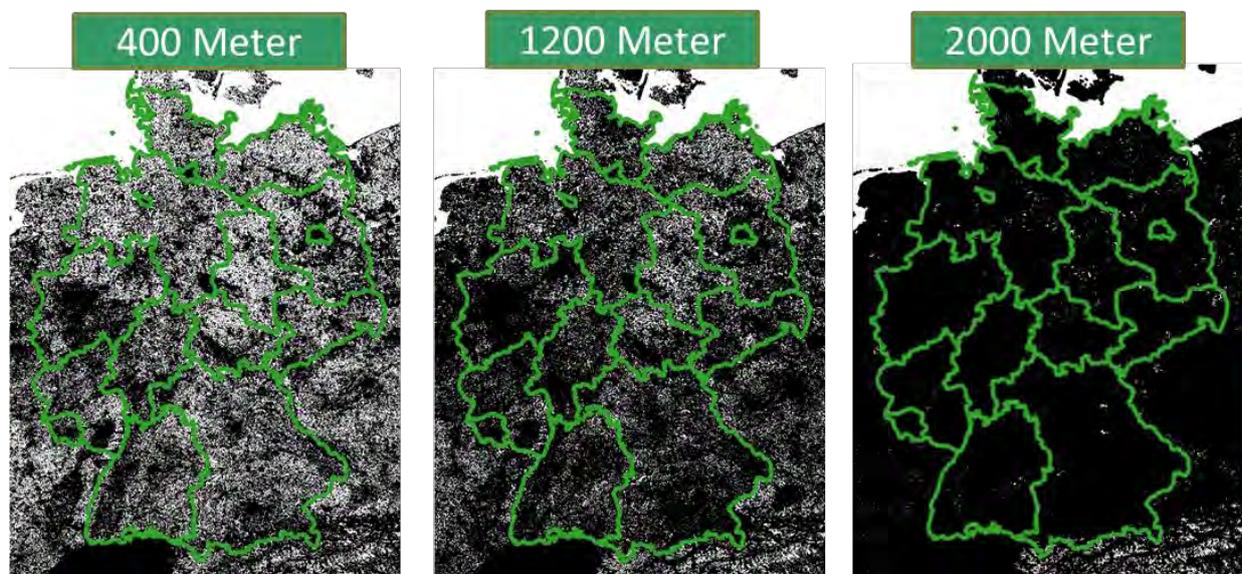


Abbildung 3-10 Potentielle Windstandorte (Weiß) in Deutschland in Abhängigkeit von den Mindestabständen zu Siedlungsgebieten

Abbildung 3-11 zeigt die ermittelten Flächenpotentiale für Windkraftanlagen in Baden-Württemberg im Vergleich zu weiteren ausgewählten Bundesländern in Abhängigkeit von ange-

nommenen Abständen zu Siedlungsflächen. Während bei einem Abstand von 500 m das Flächenpotential etwa 20% des theoretischen Potentials in Baden-Württemberg beträgt, fällt es bei einer Verdopplung des Abstands auf 1000 m auf ca. 5% stark ab.

Die Unterschiede zwischen den Bundesländern ergeben sich zum einen durch die Besiedlungsdichte und zum anderen durch die Festlegung des theoretischen Potentials in Abhängigkeit von anderen Ausschlussflächen. So verbleibt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Brandenburg ein deutlich höherer Anteil des Flächenpotentials bei einer angenommenen Abstandsregelung von 500 m im Vergleich zu Nordrhein-Westfalen, Hessen und Berlin.

Die Annahme eines Abstands von 2000 m zur nächsten Siedlungsfläche führt zu einem nahezu vollständigen Ausschluss von potentiellen Standorten für den Windzubau in fast allen Bundesländern.

Die Abbildung 3-12 zeigt die resultierenden Potentiale in Form der installierbaren Leistung. Es wird deutlich, dass Mindestabstände im vergleichsweise dicht besiedelten Baden-Württemberg einen sehr starken Einfluss auf die nutzbaren Standorte für Windkraftanlagen haben. Bei Mindestabständen von 500 m ergibt sich ein Potential für den Ausbau von 17 GW Leistung. Bei den aktuell in Baden-Württemberg geforderten 700 m reduziert sich das Potential bereits auf rund 7 GW. Bei 1000 m sind es nur knapp 1 GW Leistung und somit weniger als bereits heute installiert wurden. Bei besonders strikten Vorgaben für Mindestabstände, wie sie in anderen Bundesländern wie Bayern (rund 1,5-2,1 km) und NRW (1,5 km) umgesetzt wurden, würde es zukünftig keinen nennenswerten Zubau von Windkraftanlagen mehr geben.

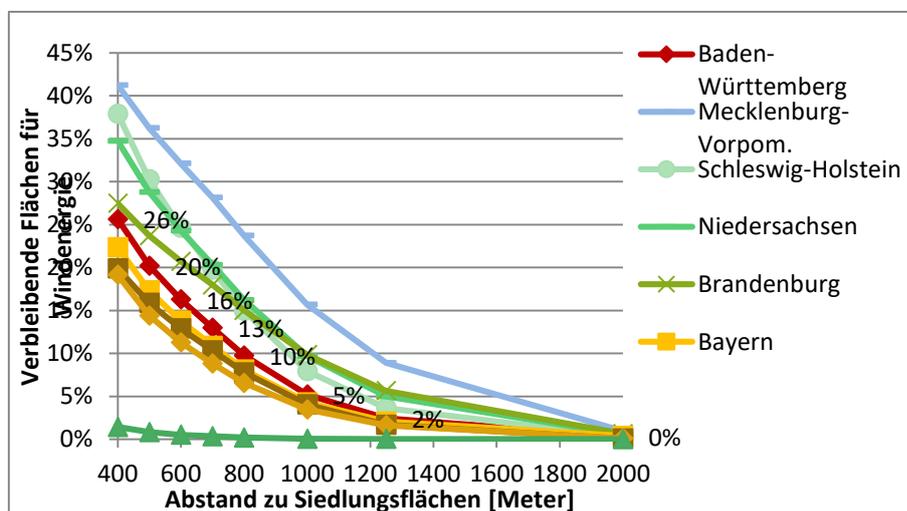


Abbildung 3-11: Anteil des verbliebenen Flächenpotentials an der theoretisch nutzbaren Fläche für die Windkraft je nach Abstand zu Siedlungsflächen

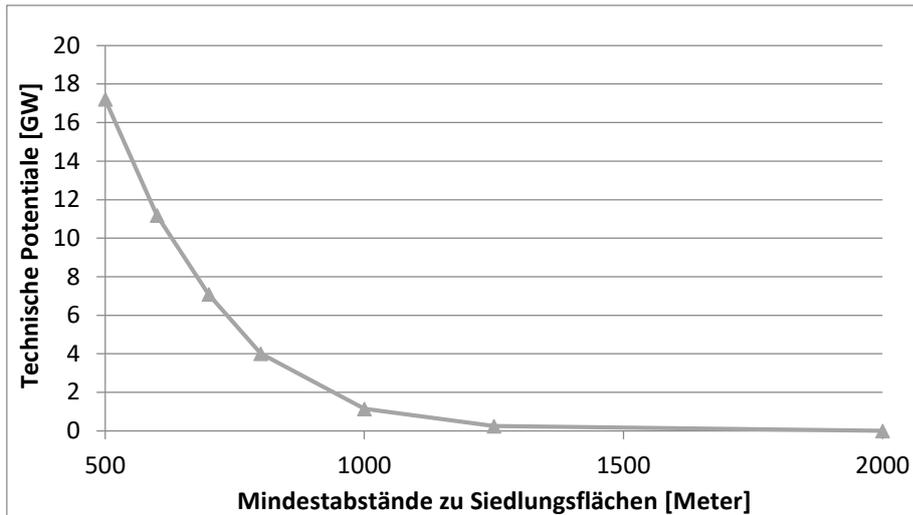


Abbildung 3-12: Ermittelte Potentiale für installierbare Windenergieanlagen in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Mindestabständen (Quelle: DLR)

Übertragen auf die Akzeptanzdiskussion zeigt sich, dass Strategien zur reinen Vermeidung von NIMBY- („Not in my back-yard“) bzw. Akzeptanzkonflikten nicht zielführend sind. Wenn man den Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg vorantreiben möchte, muss man vielmehr auf akzeptanzschaffende Maßnahmen setzen und vermitteln, warum eine Beeinträchtigung einzelner Personen zum Wohle der Gesellschaft und zum Erreichen der Ziele der Energiewende nötig sind.

Bei dem für die Analyse verwendeten Verfahren werden sämtliche Siedlungsflächen, darunter auch sehr kleine Siedlungen und Gehöfe – sogenannte Splittersiedlungen – berücksichtigt. Dadurch werden potentielle Standorte für Windanlagen ausgeschlossen, wenn nur einzelne oder wenige Personen von einer solchen Anlage betroffen wären.

Die Ministerien in Baden-Württemberg sprechen sich für eine differenzierte und fallweise Unterscheidung von Abständen von Windenergieanlagen zu Wohnbebauungsflächen aus (Untersteller 2016). Dabei ist eine Erhöhung der Vorsorgeabstände über die Immissionsschutzabstände (in Baden-Württemberg 700 m) in bestimmten Fällen möglich, wenn eine besonders hohe Schutzbedürftigkeit und Schutzwürdigkeit eines betroffenen Wohngebiets besteht und nachgewiesen wird.

Eine solche Fallunterscheidung ist sinnvoll und insbesondere für Baden-Württemberg unbedingt nötig, um mittelfristig die gesetzten Ziele beim Windausbau zu erreichen.

3.1.5 Kritische Diskussion der Methodik und nächste Schritte

Die Analyse der Ausschreibungen und Wirtschaftlichkeit von Anlagen bezieht sich aktuell primär auf das bestehende Marktdesign. Die Modelle sollten weiterentwickelt werden, um auch zukünftige Veränderungen an dem Auktionsverfahren und Fördermechanismen zu testen und die Auswirkungen auf den langfristigen Zubau in den einzelnen Regionen Deutschlands in Abhängigkeit vom regulatorischen Rahmen bestimmen zu können. Insbesondere sollte der

Marktwert von Windanlagen untersucht werden (Neuhoff et al. 2017). Dabei wird der „Marktwert“ der Anlage in Abhängigkeit des Beitrags zum Gesamtsystem ermittelt und Aspekte wie vermiedene Netzkosten/Netzausbau, System-Dienlichkeit und Beitrag zur Systemsicherheit bestimmt. Ziel wäre es ein Auktionsverfahren zu ermitteln, welches diese zurzeit externen Größen in die Auktion mit einbindet.

Zum aktuellen Zeitpunkt ist die verwendete Methode zu den Mindestabständen von Siedlungsflächen noch stark pauschalisierend. Derzeit wird das Modell erweitert, um unterschiedliche Siedlungsflächen zu unterscheiden und auch die Siedlungsdichte zu berücksichtigen. Durch die Erweiterung wird es zukünftig möglich sein, zwischen einzelnen Einsiedlerhöfen und städtischen Siedlungsflächen mit hoher Bevölkerungsdichte zu unterscheiden und konkrete Handlungsempfehlungen für eine differenzierte Auslegung von Mindestabständen geben zu können.

3.1.6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Die 2017 eingeführte Ausschreibung für Windanlagen setzt aktuell keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Süddeutschland. Während in den Jahren 2016 und 2017 noch ein deutlicher Zubau von Windanlagen in Baden-Württemberg zu beobachten war, werden die Zubauzahlen unter den aktuellen Rahmenbedingungen ab 2018 deutlich rückläufig sein.

Zwar sieht die Förderung eine höhere Vergütung von weniger guten Windstandorten vor, doch sind die Einnahmen an guten Standorten trotzdem noch rund 40% höher. Durch den erhöhten Wettbewerb bei Windanlagen und den damit einhergehenden sinkenden Einnahmen für Windbetreiber rechnet sich der Zubau in Süddeutschland nicht. Unter dem aktuellen Marktdesign kann das Land Baden-Württemberg seine Erneuerbaren Ziele auf Basis der 2017 eingeführten Auktionen nicht erreichen.

Akzeptanz spielt beim Zubau von Erneuerbaren Energien eine zunehmende Bedeutung. Die Ansätze mancher Bundesländer, Akzeptanz herzustellen, indem große Abstände zu Siedlungsflächen vorgeschrieben werden, ist mittelfristig kein gangbarer Weg – die Potentiale für den Zubau von Windanlagen sinken mit steigenden Abstandsflächen beträchtlich.

Generelle Abstandsregelungen sollten sich auf größere Siedlungsflächen beschränken. Bei einer zu strikten Auslegung verhindern insbesondere kleinere Siedlungsflächen (Splittersiedlungen) einen Zubau von Windkraft.

Insgesamt ist eine bessere Berücksichtigung von Marktdesign und Akzeptanz in langfristigen Energieszenarien notwendig. Die in dieser Studie vorgenommenen Analysen und sozialwissenschaftlichen Befragungen greifen bei der Frage noch zu kurz, wie Verteilungsgerechtigkeit im Detail erreicht werden kann und auf welchem Level sie umgesetzt werden muss. Unklar bleibt, ob eine Beteiligung aller Bundesländer in gleichem Maße beim Windausbau bereits als gerecht wahrgenommen wird, oder es das Ziel sein sollte, auch innerhalb eines Bundeslandes unterschiedliche Regionen gleichermaßen zu belasten, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu steigern.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Hier ist weiterer Forschungsbedarf nötig. Die hier eingesetzte Methodik kann dabei verwendet werden, um die systemischen Auswirkungen und die entstehenden (Mehr-) Kosten für diese Fragestellung abzubilden.

3.2 Analyse der Abgaben- und Umlagensystematik mit Fokus auf die Systemeinbindung von Prosumern

(Schick, C.; Münkkel, A.; Rosenberg, M.; Steurer, M.; Hufendiek, K.)

3.2.1 Einleitung und Motivation

Zusammen mit der Transformation des Energiesystems in Richtung einer verstärkten Nutzung – oftmals dezentraler – erneuerbarer Energieträger hat sich in den letzten Jahren ein bestimmter Anteil an Energie-Endkunden vom reinen Energie-Konsumenten hin zum -Produzenten entwickelt. Dieser Trend lässt sich in Deutschland deutlich am Anstieg der installierten PV-Speicher-Systeme erkennen (siehe Abbildung 3-13). Seit Beginn der Förderung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ist die Anzahl auf schätzungsweise 34.000 Systeme (01/2016) gestiegen, der Fördertopf 2016 war zugleich vor Ende des Jahres ausgeschöpft. Die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern kann unter günstigen Bedingungen (und ggf. unter Berücksichtigung von Förderinstrumenten) heute schon gegeben sein und sinkende Speicherkosten werden PV-Speicher-Systeme (beim derzeitigen regulatorischen Rahmen) mittelfristig rentabel machen (Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschnig, 2015), was die Attraktivität für Endkunden zusätzlich erhöht und vermuten lässt, dass der Trend auch in Zukunft weiter anhalten wird.

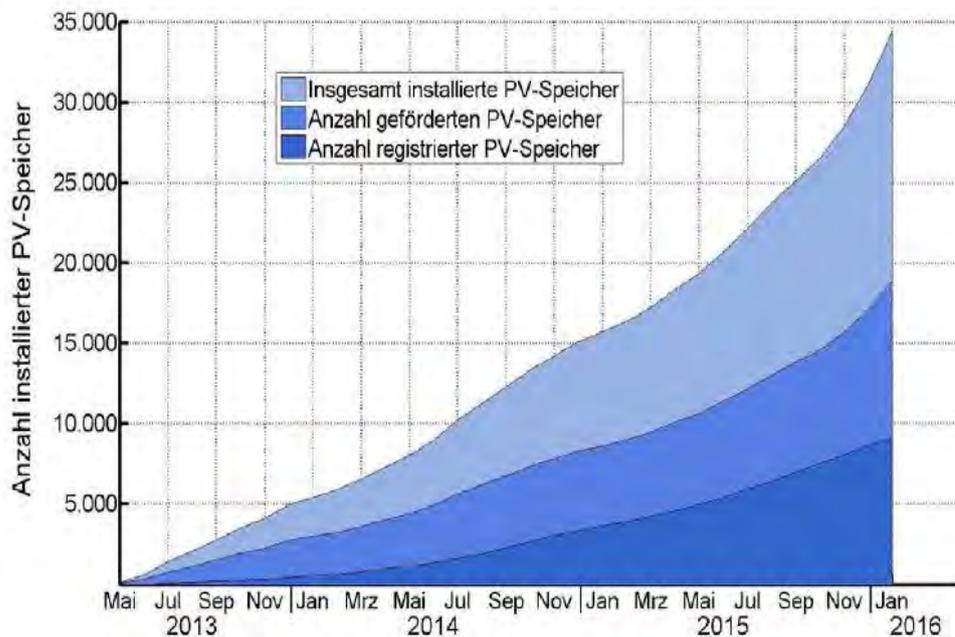


Abbildung 3-13: Geförderte und insgesamt installierte PV-Speicher-Systeme in Deutschland (seit Beginn der KfW-Förderung 05/2013), Darstellung nach (Kairies, et al., 2016)¹⁵

¹⁵ Kairies, Kai-Philipp et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. In: Speichermonitoring der RWTH Aachen 2016, S. 44

In der folgenden Analyse sollen daher die Auswirkungen des Prosuming-Trends auf das Gesamtenergiesystem untersucht werden. Relevante Forschungsfragen lauten:

- Welche Auswirkungen ergeben sich durch entsprechendes Nachfrage-/Einspeiseverhalten für das Gesamtenergiesystem und für regulatorische Strompreiskomponenten wie Abgaben- und Umlagen?
- Begünstigt der derzeitige regulatorische Rahmen ein systemdienliches Prosumer-Verhalten oder werden Anreize für einen nicht-systemdienlichen Einsatz der PV-/Speichersysteme gesetzt?
- Welche alternativen regulatorischen Ausgestaltungsmöglichkeiten könnten mögliche resultierende Verzerrungen verringern?

Um die untersuchten Effekte zu quantifizieren, beschränkt sich die Analyse technologisch auf einen typischen Prosumer-Fall mit PV-Dachanlage und Batteriespeichersystem. Im Fokus der Untersuchung stehen vor allem marktseitige und regulatorische Systemeffekte. Zur Abschätzung der relevanten Netzeffekte bedarf es einer eigenständigen, tieferen Analyse, diese werden an dieser Stelle entsprechend nicht diskutiert.

3.2.2 Regulatorischer Rahmen

Investitionsentscheidungen sowie das Strombezugs- und -einspeiseverhalten von Prosumern werden durch zahlreiche regulatorische Rahmenbedingungen beeinflusst, insbesondere aber durch den Endkundenstrompreis und dessen Bestandteile. Da der Begriff des Prosumers in der relevanten Regulatorik jedoch nicht definiert ist, ist die Ermittlung der fälligen Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Prosumer-Modellen komplex. Für eine strukturierte Analyse der Abgaben und Umlagen unterscheiden wir daher vier verschiedene Prosumer-Modelle, siehe nachfolgende Übersicht:

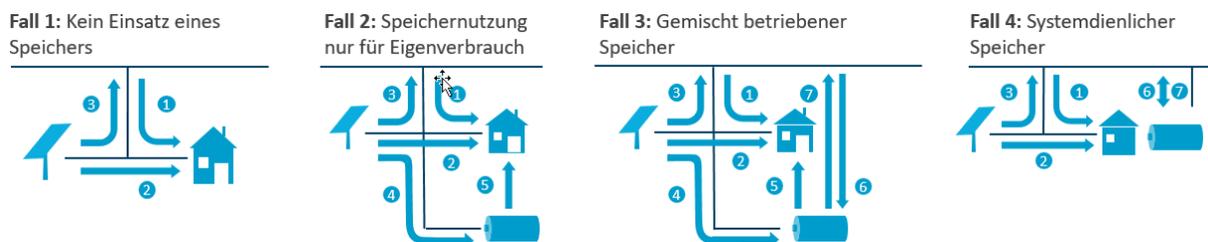


Abbildung 3-14: Einsatzmöglichkeiten für Batterie-Speicher und PV-Anlage (Energieflüsse)

Für jeden der vier Fälle gilt, dass auf Energiefluss 1 sämtliche Abgaben in vollem Umfang bezahlt werden (EEG-Umlage, Netzentgelt, netzentgeltbezogene Umlagen, Stromsteuer), auf Energiefluss 2 aber nicht.¹⁶ Bei Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms spart sich der Prosu-

¹⁶ Unterschiedliche Behandlung je nach Größe und Alter der Anlage. 0% für Anlagen <10kW und für eigenverbrauchten Strom bis 10MWh pro Jahr (EEG 2017, §61a, 4.)

mer also den sonst fälligen Strompreis inklusive aller Umlagen und Abgaben. Durch die Installation eines Speichers (Fall 2) kann der Eigenverbrauch erhöht werden und damit die Strombezugskosten weiter gesenkt werden.

In Fall 3 wird der Speicher nicht nur zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt, sondern kann auch Strom direkt aus dem bzw. in das Netz ein- und ausspeichern (Energiefluss 6 und 7). Er kann damit als Flexibilitätsoption im System dienen oder andere Systemdienstleistungen erbringen, wie z.B. die Bereitstellung von Regelenergie. Diese zusätzliche Einsatzmöglichkeit war bisher aufgrund der Regulatorik nicht lohnenswert, da unter bestimmten Umständen Abgaben und Umlagen sogar doppelt angefallen sind. Diese Doppelbelastung von Speichern wurde im EEG 2017 in Bezug auf die EEG-Umlage teilweise behoben, alle anderen Abgaben fallen jedoch immer noch an.

Weiterhin ist die EEG-Vergütung relevant, sie ist eine wichtige Einnahmequelle, um die Investitionskosten für die PV-Anlage zu refinanzieren. Außerdem bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) seit 2016 vergünstigte Kredite an für Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit PV-Anlagen betrieben werden. Bei Inanspruchnahme des Kredits ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, die Leistungsabgabe am Netzanschlusspunkt auf 50% der Nennleistung zu begrenzen (KfW, 2017).

Die EEG-Einspeisevergütung für Neuanlagen unter 10 kW ist jedoch allein schon geringer als die Summe aus EEG-Umlage und Netzentgelten (2015: 125 EUR/MWh Einspeisevergütung vs. 62 EUR/MWh EEG-Umlage (Prognosebericht der Übertragungsnetzbetreiber, 2015) und 68 EUR/MWh durchschnittliche Netzentgelte für Haushalte¹⁷), weshalb die derzeit existierenden regulatorischen Rahmenbedingungen ein nicht systemdienliches Verhalten begünstigen, nämlich eine reine Maximierung des Eigenverbrauchs zur Vermeidung von hohen externen Strombezugskosten. Es wird somit weder ein Anreiz zur zeitlichen Verschiebung von Last- oder Erzeugung, noch zur Reduzierung von Last- und Einspeisespitzen, noch zur Bereitstellung des Speichers für Systemdienstleistungen gegeben. Die KfW-Förderung und die Berücksichtigung von gemischt-betriebenen Speichern im EEG sind jedoch erste regulatorische Schritte in die Richtung einer systemdienlicheren Betriebsweise.

3.2.3 Methode und Annahmen

Für die quantitative Analyse der Auswirkungen von Prosumern auf das Gesamtenergiesystem sowie Abgaben und Umlagen werden, in Anlehnung an die vorangestellte Diskussion der derzeitigen Regulatorik, zwei Betriebsweisen unterschieden.

Fall A: Nicht-systemdienlicher Speichereinsatz. Der Speicher wird alleine zum Zwecke der Eigenverbrauchsmaximierung betrieben. Der Betrieb dient somit weder aktiv zur Netzstabilisierung noch zur Systemflexibilisierung; entspricht Fall 2 in Abbildung 3-14.

¹⁷ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) - Strompreisanalyse Mai 2016 für Haushalte und Industrie auf Basis von 3.500 kWh Jahresverbrauch; inkl. Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb

Fall B: Systemdienlicher Speichereinsatz. Der Speicher steht dem System als vollständige Flexibilitätsoption zur Verfügung; entspricht Fall 4 in Abbildung 3-14.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der Begriff ‚Systemdienlichkeit‘ in der Literatur unterschiedlich definiert ist. In der für diese Analyse verwendeten Definition liegt der Fokus auf dem „übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems“ (Sterner, Eckert, Thema, & Bauer, 2015). Davon abzugrenzen ist der Begriff der Netzdienlichkeit, welche im engeren Sinne ein Verhalten zur Stabilisierung des reibungslosen Netzbetriebs umfasst (Sterner, Eckert, Thema, & Bauer, 2015).

Um Effekte sichtbar zu machen, werden zwei Szenarien betrachtet mit einem exogen vorgegebenen Anteil an Prosumern, und zwar einmal mit 30% Prosumer-Durchdringung bei Ein- und Zwei-Familienhäusern und einmal mit 90% Prosumer-Anteil bei Ein- und Zwei-Familienhäusern. Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass diese Anteile keineswegs als präzise Vorhersage der zukünftigen Entwicklung zu verstehen sind, sondern lediglich dazu dienen, Effekte zu analysieren, die aus einem signifikanten Prosumer-Anteil resultieren. Neben Ein- und Zweifamilienhäusern können bei entsprechender Entwicklung zusätzlich auch Mehrfamilienhäuser oder Gewerbebetriebe, wie heute schon der Fall, als Prosumer auftreten. Hier wird für die Abschätzung der Effekte allerdings zunächst nur auf Ein- und Zweifamilienhäuser abgestellt.

Für die regulatorische Analyse werden alle wesentlichen Abgaben- und Umlagen-Effekte auf die Nicht-Prosumer untersucht, insbesondere die EEG-Umlage und Netzentgelte, die die größten regulatorischen Komponenten des Endkundenstrompreises darstellen. Je nach Einsatz des Speichers verändern sich durch die Prosumer einerseits die Einspeisemengen ins System, ergo die aus der fixen Einspeisevergütung resultierenden Gesamtkosten, C_{FiR} , andererseits die Endverbrauchsmenge, auf die EEG-Gesamtförderkosten (und Kosten der Netzbetreiber) umgelegt werden, E_{distr} . Für die Veränderung der EEG-Umlage c_{EEG} lautet die Formulierung entsprechend:

$$\Delta c_{EEG} = c_{EEG} \cdot \left(\frac{1 + \delta C_{FiR}}{1 - \delta E_{distr}} - 1 \right) = c_{EEG} \cdot (\delta C_{FiR} + \delta E_{distr} + O(\delta^2)) \quad (1)$$

Hierbei bezeichnet δ die relative Änderung der entsprechenden Größe und Δ die absolute Änderung (hier in ct/kWh). Analoges gilt für die Netzentgelte (wobei hier nur Verteilmengeneffekte auftreten). Genau wie bei der EEG-Umlage führt auch hier eine zunehmende Selbstversorgung der Prosumer durch eigenerzeugten Strom dazu, dass die Gesamtenergiemenge, auf die entsprechende Kosten umgelegt werden, reduziert wird und sich somit die Kosten je kWh (und damit je Endkunde) erhöhen. Mit der Logik von (1) werden die Abgaben- und Umlagen-effekte abgeleitet, wobei vereinfachende Annahmen getroffen werden (etwa keine Berücksichtigung von EEG-Kontoausgleichseffekten o.ä.). Ziel ist demnach weniger die Entwicklung eines dezidierten Modells der EEG-Umlage als das Aufzeigen der wesentlichen Effekte, die aus Prosuming resultieren.

Strommarktmodell E2M2

Die Auswirkungen von Prosumerverhalten auf das deutsche Energiesystem wurden mit Hilfe des fundamentalen Strommarktmodells E2M2¹⁸ analysiert, welches als lineares Optimierungsmodell die Energiesystemkosten (ohne Netzkosten) minimiert. Hierfür wurden verschiedene Modellannahmen und Voraussetzungen getroffen, von denen wir die wichtigsten kurz diskutieren wollen.

Das Optimierungsmodell minimiert die Gesamtkosten innerhalb Deutschlands innerhalb eines Jahres mit stündlich zeitaufgelösten Daten (Kraftwerksparkstand von 2015), ohne Berücksichtigung von (Verteil-)Netzbeschränkungen. Dabei sind einzelne Kraftwerke nach Primärenergieträgern, technischem Kraftwerkstyp und Turbinentyp aggregiert. Dem Modell ist es überlassen, bei erneuerbaren Energieträgern die Überschuss-Energie, die weder gespeichert noch verbraucht werden kann, gesondert auszuweisen (siehe „Shedding“ in Abbildung 3-16, Abbildung 3-17). Darüber hinaus wurde für den jährlichen CO₂-Ausstoß keine Obergrenze festgelegt, sondern 2015-Ist-Werte für CO₂-Preise zugrunde gelegt. Zudem gibt es keinen fest vorgegebenen Anteil an durch erneuerbare Ressourcen gewonnener Energie. Investitionsoptionen stehen dem Modell nicht zur Verfügung, da nur der Betrieb der Anlagen untersucht werden soll.

Für die Implementierung der beiden oben beschriebenen systemdienlichen und nicht systemdienlichen Verhaltensweisen der Prosumer wird von einem gemittelten Ein- bzw. Zweifamilienhaushalt ausgegangen. Dieser beinhaltet eine Photovoltaikanlage mit einer über Deutschland gemittelten installierten Leistung und einen Batteriespeicher mit ebenfalls dem Durchschnittswert an nutzbarer Speicherkapazität. Aufgrund von bereits vorhandenen Messreihen (Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschnig, 2015) über den Stromverbrauch eines Prosumer-Haushaltes wurden für die durchschnittliche, jährliche Last ein Wert von 5.760 kWh angenommen. Bezogen auf einen einzelnen durchschnittlichen Prosumer-Haushalt sind die Daten in Tabelle 8 angegeben.

Für den angenommenen Fall von 30% Prosumern ergibt sich für Gesamtdeutschland damit eine Erhöhung der installierten PV-Leistung um 37.822 MW und damit einer Jahreserzeugung durch Prosumer von 35.930.011 MWh. Die Summe der Batteriespeicher entspricht einer nutzbaren Gesamtspeicherkapazität von 28.016 MWh.

Tabelle 8: Prosumer-Daten

Durchschnittliche Daten von Prosumer-Haushalten	Quellen
Installierte Leistung	8,1 kWp ¹⁹⁾
Jährliche Stromerzeugung	7.695 kWh ¹⁹⁾
Nutzbare Batteriekapazität	6 kWh ²⁰⁾

¹⁸ Sun et al., 2008

¹⁹ Speichermonitoringbericht, 2015

²⁰ Speichermonitoringbericht, 2016

Jahrestromverbrauch	5.760 kWh	19)
Anzahl der Prosumer bei 30%	4.669.267	21)

Die Abbildung von Prosumern im Modell wurde folgendermaßen umgesetzt: Beim nicht-systemdienlichen Speichereinsatz (Fall A) ist sowohl das Einspeiseprofil von solarer Energie als auch das Lastprofil der Haushalte in jeweils der Größenordnung des Prosumeranteils abgeändert worden. Dabei wurden diese vorab unter der Annahme einer chronologischen Ladestrategie mit der Nutzung des Batteriespeichers verrechnet, sodass genau zu Zeiten der solaren Stromproduktion der Photovoltaikanlage und vollem Speicherstand in das System eingespeist wird, während die Last zu Zeitpunkten des Eigenverbrauchs durch eigene Erzeugung oder Speichernutzung entsprechend verringert wird. Bei systemdienlichem Speichereinsatz (Fall B) werden diese Profile nicht angepasst, sondern in das System wird die solare Einspeisung durch Prosumer-Haushalte über zusätzlich installierte PV-Leistung eingefügt. Die durch die Prosumer zusätzlich entstehende Speicherkapazität wird vom Modell kostenoptimal eingesetzt.

3.2.4 Ergebnisse

Abgaben- und Umlagen-Effekte

Durch das Auftreten von Prosumern in signifikantem Maße verändern sich die wesentlichen regulatorischen Endkunden-Strompreiskomponenten deutlich. Wesentlicher Treiber ist jeweils die deutliche Reduktion der Umlagenmenge (Letztverbrauchermenge) durch die stärkere eigengenutzte Erzeugung und damit (teilweise) Abkopplung der Prosumer vom Gesamtenegiesystem. So führt etwa ein 30-prozentiger Prosumer-Anteil bei Ein- und Zwei-Familienhäusern²² bei nicht-systemdienlichen Speichereinsatz zu Abgaben-/Umlagenerhöhungen²³ von 0,7-0,8 ct/kWh (abhängig vom angenommenen Festvergütungssatz) im Vergleich zur derzeitigen Höhe (2015), während die Erhöhung der Abgaben und Umlagen bei systemdienlichen Speichereinsatz mit 0,6-0,7 ct/kWh etwas niedriger ausfällt, siehe Abbildung 3-15. Während der Unterschied zwischen den beiden Einsatzweisen bei 30% Prosumer-Durchdringung vergleichsweise gering ist, erhöht sich das Delta mit zunehmenden Prosumer-Anteil. Bei 90% Prosumer-Anteil kommt es zu einer Erhöhung 2,4-2,7 ct/kWh im nicht-systemdienlichen Fall versus 1,8-2,3 ct/kWh im systemdienlichen Fall. Das Delta der Betriebsweisen entspricht also ca. einem halben Cent je kWh. Wenn zusätzlich Prosuming in anderen Sektoren berücksichtigt wird, treten Effekte in Größenordnung der derzeitigen EEG-Umlage (6,2 ct/kWh 2015) auf. In einem Extremszenario werden dabei auch 50%-Prosumer-Anteil in Gewerbe angenommen²⁴,

²¹ Statistisches Bundesamt, 2016

²² Als Basis wurden 15,6 Mio. Ein- und Zwei-Familienhäuser (2015) zugrunde gelegt (siehe Zensus des statistischen Bundesamtes) mit einem angenommenen Prosumer-Jahrestromverbrauch von 5.760 kWh p.a.

²³ Summe aus EEG-Umlage und Netzentgelten. Weitere Abgaben/ Umlagen wie KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Umlage gemäß Verordnung über Abschaltbare Lasten, Umlage nach §19 Absatz 2 StromNEV sind im Vergleich vernachlässigbar.

²⁴ Auf Basis eines Verbrauches von 141 TWh (2015) im Gewerbe (BDEW: Entwicklung der Energieversorgung). Angenommen wurden ferner eigengenutzte Erzeugungsanteile von 30% (70%) im Fall A (Fall B).

welcher zu Erhöhungen der Abgaben/Umlagen von 6,0-6,5 ct/kWh (nicht-systemdienlich) respektive 2,9-3,7 ct/kWh (systemdienlich) führt. Das Delta entspricht in diesem Fall etwa der Hälfte der derzeitigen EEG-Umlage.

		Prosumer-Durchdringungsrate →											
		Fall A	30%	90%	90%, 50% Gewerbe	Fall B	30%	90%	90%, 50% Gewerbe	Delta	30%	90%	90%, 50% Gewerbe
PV-Festvergütungssatz ↓	8,4 ct/kWh	0,8	2,7	6,5	8,4 ct/kWh	0,7	2,3	3,7	8,4 ct/kWh	0,1	0,4	2,8	
	7,4 ct/kWh	0,8	2,6	6,2	7,4 ct/kWh	0,6	2,1	3,3	7,4 ct/kWh	0,1	0,5	3,0	
	6,4 ct/kWh	0,7	2,4	6,0	6,4 ct/kWh	0,6	1,8	2,9	6,4 ct/kWh	0,1	0,5	3,1	

Abbildung 3-15: Abgaben- und Umlagen-Effekte auf nicht-befreite Endverbraucher. Gesamteffekt aus EEG-Umlage und Netzentgelte vs. 2015 in ct/kWh in Abhängigkeit von Prosumer-Durchdringungsrate bei Ein- und Zwei-Familienhäusern (in %) und PV-Festvergütungssätze (in EUR/MWh)²⁵

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich bei allen Werten jeweils um eine reine Delta-Betrachtung handelt. Aussagen zur Gesamthöhe der EEG-Umlage sind hieraus nicht ableitbar.

Systemeffekte

Auch aus Gesamtsystemperspektive ergeben sich deutliche Unterschiede je nach Betriebsweise der PV-/Speichersysteme. Generell führt ein systemdienlicher Speichereinsatz dazu, dass *in Summe* (nicht aus Sicht des einzelnen Prosumers) höhere Anteile Erneuerbarer Energien tatsächlich genutzt, d.h. verbraucht werden können. Zu beachten ist dabei, dass hierbei ohne Investitionsoption gerechnet wird, d.h. die Speicher als vorhanden angesehen werden und der Fokus auf den Unterschieden in der Betriebsweise liegt. Im Vergleich von Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 fällt auf, dass durch den systemdienlichen Speichereinsatz die typischerweise mittags auftretenden Rückspeisespitzen deutlich reduziert werden können. Im Vergleich zum nicht-systemdienlichen Fall werden die Speicher in der systemdienlichen Betriebsweise zeitversetzt geladen, und zwar so, dass möglichst hohe Anteile der mittäglichen Solarstromproduktion auch eingespeichert (und zu einem späteren Zeitpunkt verbraucht) werden können. Zu diesen Zeiten sind in der nicht-systemdienlichen, eigenverbrauchsmaximierenden Betriebsweise die Batteriespeicher oftmals bereits vollgeladen und können daher keine weiteren Energiemengen aufnehmen. Diese Unterschiede in der Ein- und Ausspeicherungskurve sind in Abbildung 3-18 verdeutlicht. Obwohl in der Analyse nur marktseitige Effekte berücksichtigt wurden, scheint der hier betrachtete systemdienliche Fall durch die Vermeidung von Rückspeisespitzen unter Umständen zugleich netzdienlich(er) zu sein.

²⁵ Ohne Berücksichtigung von Effekten aus EEG-Kontoausgleich (Verrechnung des EEG-Kontosaldos zum 30. September) und Liquiditätsreserve (max. 10% der Förderkosten)

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

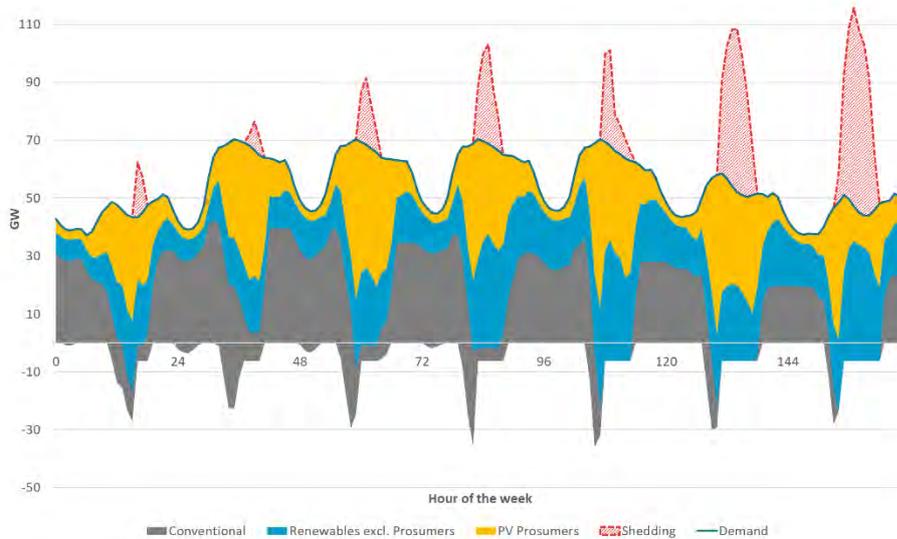


Abbildung 3-16: Dispatch für nicht-systemdienlichen Speichereinsatz; bei 30% Prosumer-Durchdringung und für Beispielwoche im Mai

In Zahlen ausgedrückt verringert sich die Überschussmenge nicht genutzter Energie im systemdienlichen Fall um ca. 8 TWh p.a. im 90%-Prosumer-Fall versus dem nicht-systemdienlichen Speichereinsatz. Umgekehrt kann im systemdienlichen Fall fossile Energieerzeugung in Höhe von 8 TWh bzw. eingespart werden, entsprechend geringer fallen in diesem Fall die Gesamtkosten für Brennstoffeinsatz und CO₂ aus.

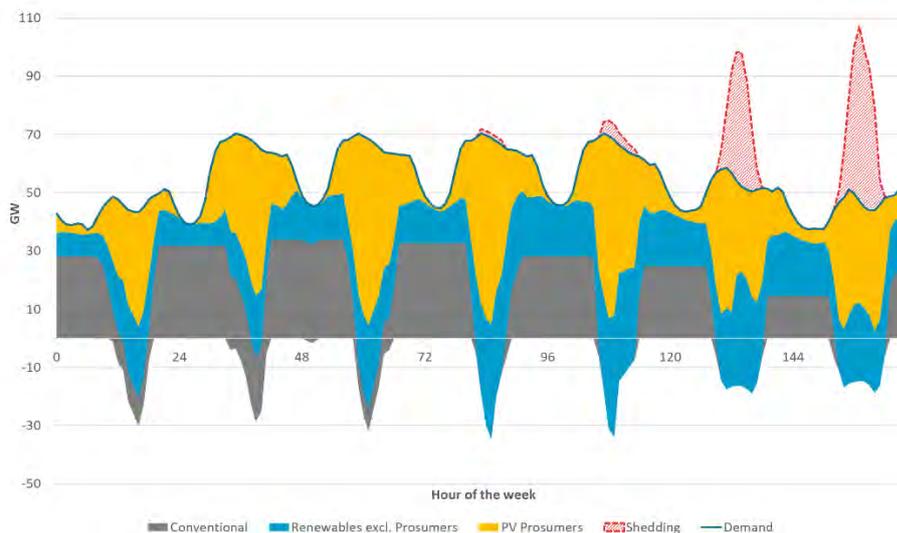


Abbildung 3-17: Dispatch für systemdienlichen Speichereinsatz; bei 30% Prosumer-Durchdringung und für Beispielwoche im Mai

Das jährliche Einsparpotenzial durch vornehmlich geringeren Brennstoffeinsatz/CO₂, u.a. durch effizientere Integration der erneuerbaren Energien, summiert sich pro Jahr auf ca. 334 Mio. EUR (systemdienlich vs. nicht-systemdienlich) im 90%-Prosumer-Fall. Gleichzeitig verringert sich der Großhandelsstrompreis um ca. 0,1 ct/kWh. Im Vergleich zum Abgaben-/Umlagen-Effekt (ca. 0,5 ct/kWh) fällt der Markteffekt also deutlich geringer aus. Dieses Verhältnis

spiegelt sich bereits heute in den Komponenten des Endkundenstrompreises wieder, wo ebenfalls die regulatorischen Bestandteile die reinen Stromerzeugungskosten deutlich übersteigen.

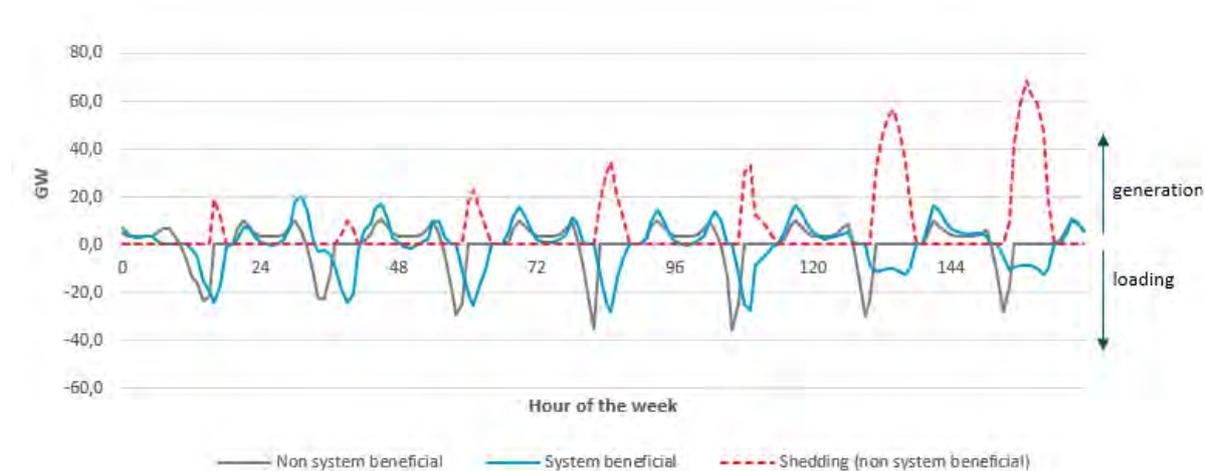


Abbildung 3-18: Ein- und Ausspeicherkurven der Batterien; systemdienlich versus nicht-systemdienlich bei 90% Prosumer-Durchdringung für eine Beispielwoche im Mai

In Tabelle 9 sind die Gesamtkosteneffekte sowie die Effekte auf Abgaben/Umlagen und Großhandelsstrompreise zusammengefasst. Während die Systemkostenreduktion im Hundert-Millionen-Euro-Bereich durch systemdienlicherer Speichereinsatz liegt, sind aus Endverbraucher-sicht die Abgaben- und Umlageneffekte deutlich gewichtiger.

Tabelle 9: Delta Effekte Fall A (nicht-systemdienlicher Speichereinsatz) versus Fall B (systemdienlicher Speichereinsatz)

Delta Fall A versus B	30%	90%
Systemkosten	~ 132 Mio. EUR	~ 334 Mio. EUR
Großhandelspreis	0,02 ct/kWh	0,08 ct/kWh
Abgaben/Umlagen	0,1 ct/kWh	0,5 ct/kWh
Gesamt-Effekt	0,12 ct/kWh	0,58 ct/kWh

Weitere Effekte

Bisher fokussierte die Untersuchung auf unterschiedliche Betriebsweisen *vorhandener* PV-/Speichersysteme. Für eine weitergehende Analyse muss aber ebenso zwingend das Investitionsverhalten der Prosumer miteinbezogen werden.

Aus den Überlegungen der vorherigen Kapitel ergab sich, dass der derzeitige Regulierungsrahmen eine Eigenverbrauchsmaximierung anreizt. In Abbildung 3-19 ist dieser Effekt im Rahmen einer Barwertbetrachtung aus Sicht eines einzelnen Prosumer-Haushalts quantifiziert: Dargestellt ist, wie der Barwert eines PV-/Speichersystems in Abhängigkeit des eigengenutzten Erzeugungsanteils steigt. Dabei wurde eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen und ein Diskontierungszinssatz von 8% zugrunde gelegt. Aus der Grafik wird ersichtlich, dass der Barwert um ca. 2.400 EUR steigt bei Erhöhung des eigengenutzten Erzeugungsanteils von ca. 35% auf ca. 55%, wie es dem Unterschied zwischen systemdienlichen und nicht-systemdienlichen Speichereinsatz im betrachteten Beispiel entspricht. Heutige Speicherkosten übersteigen diesen Wert zum Teil deutlich und entsprechende Systeme sind daher derzeit nur in Ausnahmefällen ohne Förderung wirtschaftlich rentabel. Wird der Speicher systemdienlich eingesetzt, verringert sich der Anteil eigengenutzter Erzeugung und folglich auch der Barwert aus Sicht des Prosumers – im dargestellten Beispiel um ca. 800 EUR²⁶. Dieses Delta kann als Größenordnung des Wertes interpretiert werden, der der Flexibilitätsdienstleistung der Speicherbereitstellung entspricht. Anders ausgedrückt, würde ein als reiner Homo oeconomicus handelnder Prosumer im betrachteten Fallbeispiel seinen Batteriespeicher aus rein ökonomischer Sicht für eine einmalige „Entschädigung“ von > 810 EUR über 15 Jahre dem System als vollständige Flexibilitätsoption zur Verfügung stellen.

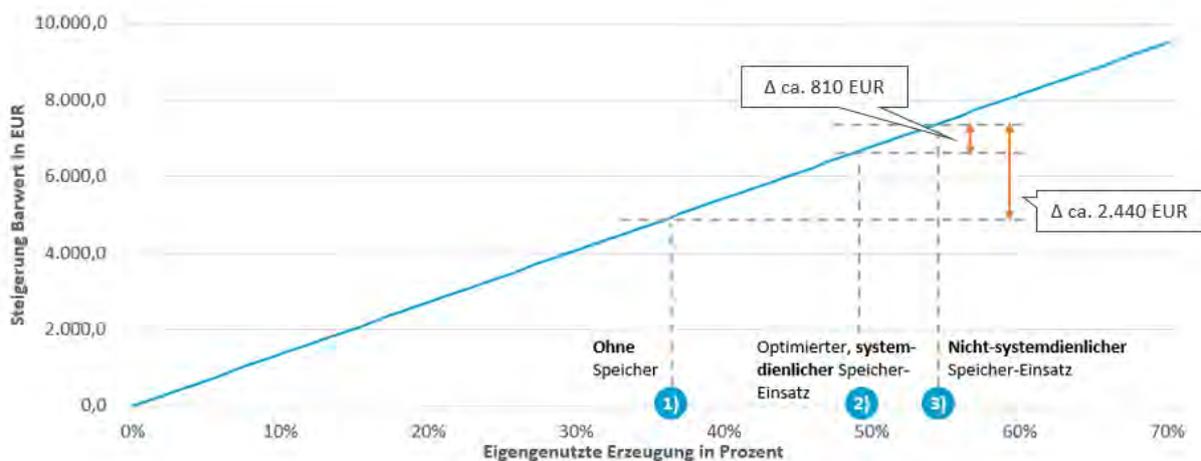


Abbildung 3-19: Barwertsteigerung PV-/Speichersystem²⁷ in Abhängigkeit des eigengenutzten Erzeugungsanteils: in EUR; ohne initialen Invest

Diese Argumentation kann sich unter Umständen noch verstärken, wenn auch andere Sektoren wie Wärme und Mobilität einbezogen werden. So skaliert der Effekt mit der eigen-erzeugten und -verbrauchten Strommenge, welche sich durch Einsatz von z.B. Wärmepumpe und/o-

²⁶ Für 30%-Prosumer-Durchdringung. Bei höherer Prosumer-Durchdringung ist geringeres Delta zu erwarten, da (systemdienlich optimierte) Prosumer-Eigenverbrauchsmaximierung gegen maximale Nutzung erneuerbarer Energiemengen im System „konvergiert“.

²⁷ 7,7 MWh angenommene jährliche Erzeugung je Prosumer-Haushalt und 5,8 MWh angenommene jährlicher Verbrauch je Prosumer-Haushalt, konsistent zur Systemanalyse bzw. Analyse der Abgaben-/Umlagen-Effekte. Annahme von externen Strombezugskosten von 290 EUR/MWh und durchschnittliche Einspeisevergütung von 84 EUR/MWh je Prosumer-Haushalt

der Elektrofahrzeug deutlich erhöhen kann. So hängt auch bei der Wärmepumpe bei derzeitigem regulatorischen Rahmen die wirtschaftliche Attraktivität deutlich mit der Betriebsweise zusammen: Unter Umständen hohe Attraktivität bei Eigenstrombetrieb versus geringere Attraktivität bei Betrieb mit Fremdstrombezug inkl. aller zu leistender Abgaben und Umlagen. Auch dies ist ein Beispiel für die Notwendigkeit einer sektorübergreifenden Betrachtung durch den Gesetzgeber, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen.

3.3 Analyse der Ausbildung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet

3.3.1 Einleitung und Motivation

(Scheben, H.; Hufendiek, K.)

Seit 2001 besteht in Deutschland und Österreich eine gemeinsame Strompreizone. Durch diese einheitliche Preizone kann Strom ohne die Einschränkung der real vorhandenen Netzinfrastruktur zwischen Deutschland und Österreich gehandelt werden. Die vorhandenen Übertragungsnetzverbindungen zwischen den beiden Nachbarländern waren im Jahr 2001 gut ausgebaut, sodass kein Bedarf bestand, Stromübertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich zu beschränken. Laut Bundesnetzagentur ist der Stromtransport aufgrund des Handels zwischen Deutschland und Österreich in den letzten Jahren jedoch stark gestiegen. Die hohen, gehandelten Stromexporte von Deutschland nach Österreich belasten das innerdeutsche Netz und führen teilweise zu physikalischen Stromflüssen über das polnische und tschechische Netz realisiert. (Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de, 2015). Polen und Tschechien reagieren hierauf mit der Installation von Phasenschiebertransformatoren (Hollfelder, 2017).

Es wird daher verstärkt diskutiert, ob anstelle des bislang praktizierten Redispatching durch die Transportnetzbetreiber regional differenzierte Preise als ein effizientes Mittel zum Anreiz eines verstärkt regionalen Ausgleichs von Last und Erzeugung eingeführt werden sollten, oder ob deren Nachteile überwiegen.

Die Diskussion um die Aufteilung des deutsch-österreichischen Marktgebiets wurde durch eine Klage der polnischen Energieregulierungsbehörde URE bei der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) ausgelöst. ACER forcierte daraufhin die Trennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich. Die österreichische Energieregulierungsbehörde E-Control wehrt sich gegen die Auftrennung des gemeinsamen Strommarktgebiets an der deutsch-österreichischen Grenze. Sie argumentiert unter anderem, dass der Netzengpass nicht an der Grenze vorliege, sondern hauptsächlich innerhalb Deutschlands. Die deutsche Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) befürwortet die Trennung an der deutsch-österreichischen Grenze und erhofft sich eine deutliche Reduzierung des Einsatzes von Redispatchmaßnahmen (Hollfelder, 2017).

Im Mai 2017 einigten sich BNetzA und E-Control auf eine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze. Zum 1. Oktober 2018 wird der Handel zwischen den beiden Marktgebieten auf 4,9 GW beschränkt. Bei voranschreitendem Leitungsausbau kann diese

Grenze angehoben werden. Als gemeinsames Ziel wird eine tagesaktuelle, lastflussbasierte Kapazitätsvergabe genannt (Hollfelder, 2017).

Ziel der Untersuchung in diesem Kapitel ist es, die Konsequenzen einer Einführung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet vorab abzuschätzen. Dafür wird zunächst das Praxisbeispiel Schweden untersucht, wo nach EU-Beschluss 2011 Strompreiszonen eingeführt wurden. Anschließend wird, entsprechend der aktuellen politischen Debatte, die geplante Trennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets anhand von Simulationsergebnissen des Energiesystemmodells E2M2 des IER analysiert. In einem zweiten Schritt wird untersucht, wie sich eine mögliche innerdeutsche Unterteilung in zwei Strompreiszonen (Nord und Süd) auswirken. Im Fokus der Betrachtung stehen einerseits die Rückwirkungen dieser Strompreiszonen auf die Strompreise am Großhandelsmarkt in den jeweiligen Zonen im Allgemeinen, sowie auf Endverbraucherpreise für Industrie, Gewerbe und Privathaushalte in Baden-Württemberg. Die Untersuchungen wurden am Beispiel des Stromsystems des Jahres 2015 mit Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

3.3.2 Einordnung in die Forschung

(Borggreffe, F.)

Vergleich der Marktsysteme

Die EU plant eine langfristige Harmonisierung des Europäischen Energiesystems. Der grenzüberschreitende Handel wurde in der letzten Dekade vereinfacht und gemeinsame Märkte geschaffen. Eine Herausforderung bei der Harmonisierung des Stromsystems war und ist noch immer die Preisgestaltung: Einerseits sollen einheitliche Märkte geschaffen werden, andererseits sollen Marktpreise Anreize sowohl für einen systemeffizienten Einsatz von Erzeugungsanlagen als auch für langfristige, systemeffiziente Investitionen in neue Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten bieten. In der Literatur werden in diesem Zusammenhang drei Ansätze zur Bestimmung der Marktpreise differenziert. Sie unterscheiden sich dabei insbesondere in der Berücksichtigung der Netztopologie innerhalb einer Region bzw. innerhalb eines Landes:

Einheitspreiszone: Ein Marktpreis gilt in einer vordefinierten Region. Deutschland und Österreich bilden hier bis zum heutigen Zeitpunkt eine gemeinsame Marktzone in der der Strom gehandelt wird. Innerhalb der Marktzone gibt es einen einheitlichen Marktpreis der im Day-ahead-Markt ermittelt wird. Hinzu kommt ein vorgelagerter Terminmarkt, sowie der Kurzfristmarkt Intraday. Innerhalb des Marktgebiets müssen Energiehändler und Lieferanten keine weiteren Netzaspekte beachten. Es liegt für sie ein homogenes Markt- und Netzgebiet vor. Netzentgelte übernehmen ausschließlich diejenigen, die Strom aus dem Netz entnehmen.

Zonal pricing: Beim Zonal pricing werden unterschiedliche Preiszonen definiert. Märkte mit diesem Marktdesign berücksichtigen Übertragungsempässe zwischen den Zonen. Innerhalb der Zonen wird ein einheitlicher Marktpreis bestimmt (Holmberg 2015). Die Literatur unterscheidet hier nochmals zwischen Market Splitting und Market Coupling (Marktkopplung).

- a. Market Splitting

Beim Market Splitting werden Marktzone, die einem Handelssystem unterliegen, in verschiedene Preiszone aufgeteilt. Für die einzelnen Zonen werden separate Marktpreise ermittelt.

b. Market Coupling (Marktkopplung)

Unterschiedliche regionale Preiszone werden durch eine stärkere Kopplung der Märkte miteinander verbunden. Die benötigten Übertragungskapazitäten werden in den Preisfindungsmechanismus integriert.

Deutschland-Österreich ist eine Preiszone innerhalb Europas.

Nodal pricing: Im knotenbasierten Marktpreisansatz wird für jeden Netzknoten ein eigener Preis ermittelt. Dabei wird die Topologie und Auslastung des Netzes als wichtiger Bestandteil des Preises mitberücksichtigt (Hogan 2002, Holmberg 2015, Burstedde 2012). Ohne Engpässe gibt es keine Preisunterschiede zwischen den Knoten. Bestehen Engpässe bei der Übertragung zu einem Knoten, müssen teurere Erzeugungseinheiten zur Umgehung der Netzengpässe genutzt werden, während billigere Kraftwerke nicht eingesetzt werden (Green 2007). Die Marktpreise an den Knoten mit den Netzengpässen sind erhöht. Insbesondere für Erzeugungseinheiten und Speicher ergibt sich somit eine hohe Lenkungswirkung durch die individuellen Preise für eine effiziente Einspeisung. „Nodal pricing“ wird in überwiegenden Teilen der USA und Kanadas angewendet.

Aktuelle Untersuchungen zu Strompreiszonen

Grimm et al. (2015 und 2016a) beschreibt einen umfassenden dreistufigen Modellierungsansatz zur Analyse von Strompreiszonen. Ihr Ziel ist es eine einheitliche Preiszone mit der Implementierung mehrerer Preiszone in Deutschland zu vergleichen. In Grimm et al. (2015) werden unterschiedliche Marktanzreize untersucht, die mit Hilfe von regionalen Preiskomponenten im Strommarkt die Kraftwerkseinsatzentscheidung sowie den Ausbau von Kraftwerken in den unterschiedlichen Regionen beeinflussen können. Verglichen werden das bestehende Marktdesign („Status Quo“), d.h. ein Energy Only-Markt einschließlich kostenbasiertem Redispatch mit

- 1.) einem Markt mit zwei Preiszone,
- 2.) einer Nodalpreislösung und
- 3.) einem leistungs-basierten Anreizmechanismus für Investitionen (G-Komponente)

Die Nodalpreislösung dient Grimm als „First Best“-Marktergebnis. Sie zeigt, dass ein Nodalpricing in Deutschland zumindest theoretisch zu einer Einsparung von jährlich 671 Mio. €/Jahr führen kann. Die alternativen Marktdesigns führen zu weniger als 50% der maximalen theoretischen Kostenverbesserung. Auch bei den entfalteten Investitionsanzreizen ergeben sich Unterschiede. Bei Betrachtung eines Nodalpreis-Ansatzes erfolgt ein Zubau von Gasanlagen in Süddeutschland, während in bestehender Einheitspreiszone einerseits Kohle (Braunkohle) in Norddeutschland sowie ein signifikanter Ausbau der Stromnetze zu beobachten ist. Die Ergebnisse von Grimm et al. (2015) zeigen, dass bei einer Einführung von zwei Preiszone („Nord“ und „Süd“) sich die erzielbaren Wohlfahrtsgewinne lediglich auf rund 255 Mio. €/Jahr (38% der max. Kostenverbesserung) belaufen.

Dabei wird jedoch ausschließlich auf theoretischen Analysen im Feld der Spotmärkte aufgebaut. Der Wegfall von Terminmärkten und deren ökonomischen Effizienzen im Fall von Nodalpricing wird nicht berücksichtigt. Zudem wird der Effekt von zunehmenden Marktmachtproblemen in den nodalen Märkten nicht adressiert, so dass die Ergebnisse für eine realistische Einschätzung der Marktgestaltung nicht hinreichend sind.

Aufgrund dieser Einschätzungen lassen sich die Ergebnisse von Grimm et al. (2015 und 2016a) nur begrenzt mit den in dieser Arbeit durchgeführten Analysen vergleichen, da diese sich ausschließlich mit den sich bei geänderten Preiszonen entstehenden Preiseffekten befassen.

Trepper, Bucksteeg und Weber (2013) analysieren und vergleichen unterschiedliche Engpassmanagement-Methoden für Deutschland (Jahr 2015). Diese Studie aus dem Jahr 2013 prognostiziert für 2015 einen Anstieg der kritischen Netzsituationen und eine Verdopplung des Redispatchbedarfs gegenüber 2011. Sie zeigen, dass die Einführung von Strompreiszonen innerhalb Deutschlands die Netzbelastung senken und den Redispatch-Bedarf um 59% reduzieren kann. Die Auswirkungen auf die Systemkosten sind mit 11 Mio € vergleichsweise gering.

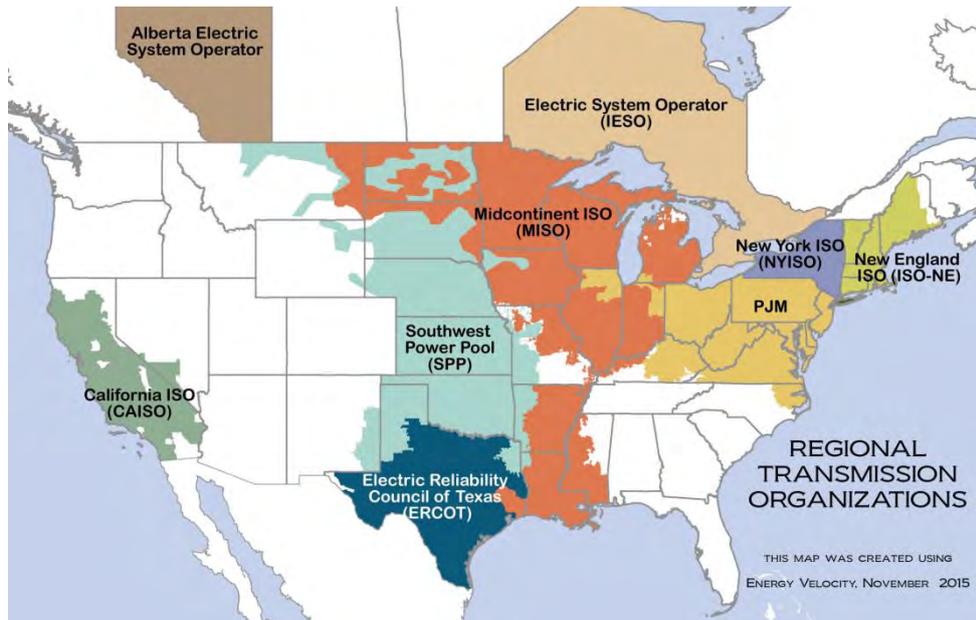
3.3.3 Bewertung bestehender Praxisbeispiele

Beispiel für Nodal Pricing: USA und Kanada

(Borggreffe, F.)

Eine ausführliche Analyse des Nodal-Pricing Systems in den USA erfolgt im Anhang. Im folgenden Abschnitt werden wesentliche Punkte der Diskussion zusammengefasst. In den Jahren von 1998 bis heute erfolgte parallel in den USA und in Europa die Entwicklung liberalisierter und marktbasierter Strommärkte. Gerade beim Umgang mit den Stromnetzen unterschieden sich die getroffenen Maßnahmen. Während in Deutschland und anderen Ländern Europas ursprünglich weitestgehend getrennte Märkte durch Market Coupling zusammengefasst wurden, jedoch die ursprünglichen einheitlichen Preiszonen beibehalten wurden, wurden in den USA mit der Einführung des Standard Market Designs (2002-2005) auch netzknotenscharfe Marktpreise eingeführt. Diese im englischen „Locational Marginal Price“ (LMP) genannten Großhandelspreise beinhalten dabei nicht nur die Kosten für die Erzeugung, sondern auch Kosten für die Nutzung der Netze und berücksichtigen dabei die physischen Gegebenheiten des Übertragungsnetzes. Die LMPs bestimmen sich dabei an den Grenzkosten (Marginal costs) bei einer zusätzlichen MWh Stromnachfrage an einem spezifischen Knoten im Netz.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg



Im Rahmen des zwischen 2002 und 2005 durch die FERC (Federal Energy Regulatory Commission) eingeführten Standard Market Designs erfolgte auch die Einführung von Nodal-Pricing in den USA. Das Standard Market Design (SMD) beschreibt den Aufbau der Märkte und setzt den regulatorischen Rahmen für die Handelsaktivitäten. In jeder Handelsregion wird ein RTO, d.h. ein unabhängiger Regional Transmission Operators eingesetzt. Diese Non-Profit Unternehmen sind der FERC unterstellt. Der RTO hat dabei vier zentrale Aufgaben: (1) Er stellt den Marktplatz für den Energiehandel in der Region. (2) Er bestimmt die Fahrpläne für die Netzbetreiber (3) er bestimmt die Übertragung zu den Nachbarregionen (4) er bestimmt die Regularien und die spezifische Ausgestaltung des Marktdesigns. Überwacht werden die Aktivitäten durch die FERC.

Über 60% der amerikanischen Stromnachfrage implementieren nun Nodal-Pricing. Das SMD wurde auf viele Regionen der USA und mehrere Regionen in Canada ausgerollt. Zusammen bilden sie einen großen Stromhandelsmarkt. Lediglich die Märkte in Kalifornien und Texas sind unabhängig von diesem Großhandelsmarkt. Jedoch haben nicht alle Bundesstaaten in den USA das SMD übernommen. Es gibt noch immer Regionen im Süd-Osten der USA und der überwiegende Teil der Westlichen USA (mit Ausnahme Kaliforniens) in denen vertikal integrierte Stromunternehmen agieren und kein freier Wettbewerb vorliegt.

Mehr 12 Jahre hat die USA nun schon Erfahrungen mit dem Standard Market Design und mit Nodal-Pricing. Die Einführung wurde durch eine breite wissenschaftliche Diskussion durch die Ökonomen begleitet. Mittlerweile ist das Verfahren etabliert und hat seine grundsätzliche Funktionsfähigkeit nachgewiesen. Allerdings sind auch erhebliche Probleme, vor allem im langfristigen Zeitbereich, sichtbar geworden. In der letzten Dekade wurde die Kopplung der Marktsysteme ausgebaut, sodass über Regionengrenzen hinweg sich ein großes zusammenhängendes Marktsystem entwickeln konnte. (Siehe Abbildung)

Nodalpricing bedingt regionale Unterschiede der Endkundenpreise. Preise im Nord-Osten der USA und Kalifornien sind deutlich höher als im Süden und im mittleren Westen der USA. So liegt der Strompreis an der Ostküste bei rund 16 Cent/KWh und in den Regionen rund um

Texas und insgesamt im Zentrum der USA bei 8 Cent/KWh. Der Preis spiegelt dabei einerseits die niedrigen Erzeugungskosten durch Öl, Gas (insb. Durch Fracking) und Kohle in der Mitte der USA wieder, sowie andererseits die Übertragungsengpässe an den Leitungen zu den Küstenregionen im Westen und Osten, sowie das eingeschränkte Ressourcenvorkommen– insbesondere im Nord-Osten der USA.

Bei der Einführung war ein häufig angeführter Kritikpunkt an LMPs, dass es den Kraftwerksbetreibern aufgrund der unterschiedlichen Preise schwerfällt, im Terminmarkt die Risiken der Preisschwankungen vorab auszugleichen. Auch ist ein Marktdesign, in dem die LMPs sich aus dezentralen Handelsaktivitäten ergeben, sehr komplex und für Marktmacht einzelner Akteure anfällig.

Bereits 1998 zeigte Stoff (1998), dass LMP mit der Hilfe eines zentralen Planers und der Einführung von Referenzpreisen je Region an den sogenannten Hubs, ein transparentes Verfahren für die Marktteilnehmer zur langfristigen Planung entwickelt werden kann. Stoff erläutert, dass die langfristige Absicherung der Kraftwerksbetreiber dadurch in zwei Komponenten zerlegt werden kann: Den gehandelten Strompreis an den Hubs und die Kosten für die Stromübertragung (entsprechend der Europäischen Netzentgelte). Das vorgeschlagene Verfahren wurde in den einzelnen Regionen implementiert.

Je Strompreiszone gibt es heute einen Referenzhub. Die Preise an den sogenannten Hubs stellen die einheitlichen Marktpreise dar. Zur langfristigen Absicherung kann die Höhe des zu erwartenden Strompreises über Futures der Preise an den jeweiligen Referenzknoten (Hubs) gehandelt werden. Darüber hinaus können Übertragungskapazitäten von den Hubs zum Standort des Marktteilnehmers gehandelt werden. Für diese sind die Terminmärkte jedoch in der Regel sehr illiquide und es gelten dieselben Probleme wie für die LMPs, so dass sich durch dieses System die grundsätzlichen Schwächen des Nodalpricings nicht beheben lassen. Das Handelssystem entspricht dabei einem System mit Preiszonen, wie es in Europa existiert. Die RTOs (und ISOs) als zentrale Systemdienstleister bestimmen dabei die Kosten für die Übertragungskapazitäten.

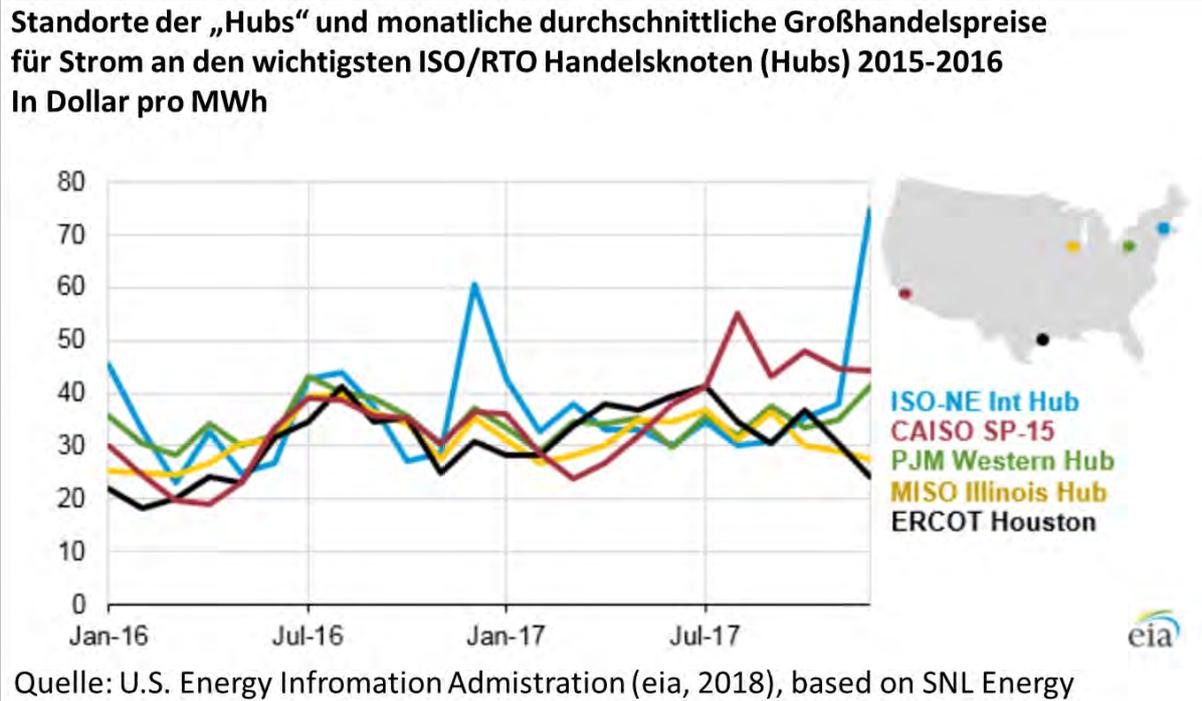


Abbildung 3-20: Die Entwicklung der Strompreise an den zentralen Hubs in den USA.

Die LMPs haben maßgeblich Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und somit die Investitionsentscheidung der Erzeuger. Es besteht der Anreiz, dort zu investieren, wo es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, daher in Regionen in denen eine hohe Stromnachfrage besteht und eher geringe Übertragungsleitungen zur Versorgung der Region bestehen.

Beispiel für zonale Preiszonen: Schweden

(Scheben, H.; Hufendiek, K.)

In Schweden wurden 2011 auf Beschluss der EU Strompreiszonen eingeführt. Dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber wurde vorgeworfen bewusst grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten geringer zu halten, um das inländische Netz zu entlasten. Um den EU-Handel zu stärken und die Diskriminierungsfreiheit aller Länder zu gewährleisten, wurden Netzengpässe innerhalb Schwedens identifiziert und vier Strompreiszonen eingeführt. Seitdem erfolgt die tägliche Veröffentlichung der verfügbaren Übertragungskapazitäten für den folgenden Tag an der nordischen Strommarktbörse Nord Pool Spot. Die Gewinne aus den Exporten innerhalb der zu Nord Pool gehörenden Staaten gehen an die Übertragungsnetzbetreiber, die diese für Netzausbau und Engpassmanagement nutzen müssen (Brenner, 2017).

Als Folge der Einführung von Strompreiszonen ließ sich erkennen, dass bei gleichbleibenden Importen die **schwedischen Exporte** deutlich gestiegen sind (vgl. Anhang). Das Ziel der Stärkung des EU-Handels wurde also erreicht. Gleichzeitig sind die schwedischen **Redispatchkosten** von 17 Mio. € pro Jahr (2007-2010) auf relativ konstante zwei Mio. € pro Jahr (2012-2015) gesunken (vgl. Anhang). Interessant ist auch die Betrachtung der **Entwicklung der Preisdifferenzen** nach Einführung der Strompreiszonen: Kann ein Angleichen der Preise festgestellt wer-

den? Wie hoch waren die Preisunterschiede? Reichen die Preisunterschiede aus, um Investitionsanreize zu schaffen? In den Abbildungen 3-8 und 3-9 sind die Häufigkeiten der Preisdifferenzen und die durchschnittlichen, jährlichen Preisdifferenzen zu sehen. Ein Angleichen der Preise ist weder in der Häufigkeit der Preisunterschiede noch in den durchschnittlichen Preisdifferenzen erkennbar.

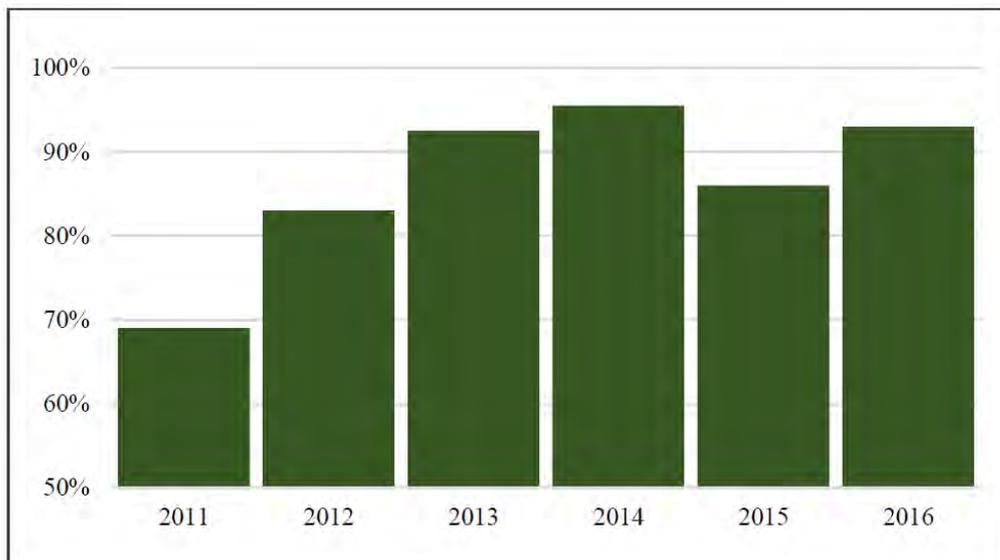


Abbildung 3-21: Häufigkeit eines gemeinsamen stündlichen Strompreises am Spotmarkt für alle vier schwedischen Preiszonen seit der Einführung von Preiszonen am 01. November 2011 (Daten: Nord Pool) Quelle: (Brenner, 2017)

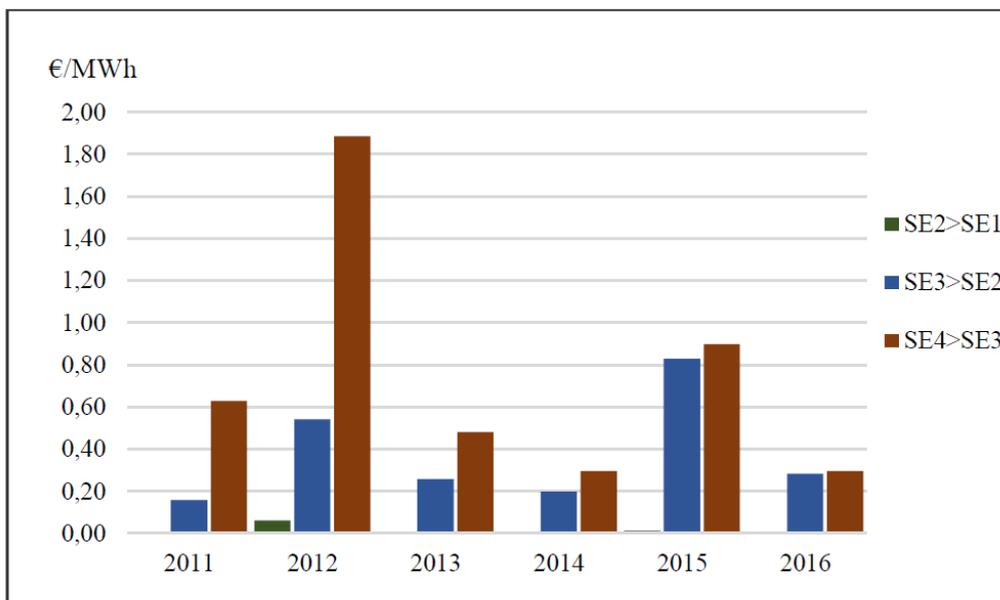


Abbildung 3-22: Durchschnittliche absolute Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten pro Jahr seit der Einführung von Strompreiszonen in Schweden (Daten: Nord Pool) Quelle: (Brenner, 2017)

Insgesamt liegen die jährlichen, durchschnittlichen Preisdifferenzen zwischen der billigsten und teuersten Zone zwischen ca. 0,5 €/MWh und 2,5 €/MWh. Diese Preisunterschiede scheinen nicht auszureichen, um einen **Investitionsanreiz** für neu installierte Kraftwerke oder

standortrelevante Effekte auf die Industrie darzustellen. Für die Preise in den vier schwedischen Zonen gilt mit Ausnahme einer einzigen Stunde $P_{SE1} < P_{SE2} < P_{SE3} < P_{SE4}$. Trotzdem wurden neue Kraftwerke zwischen 2013 und 2015 hauptsächlich in Zone 2 oder 3 gebaut und nicht in der teuersten Zone 4 (siehe Abb. 3-10). Der Untersuchungszeitraum für Kraftwerksinvestitionen ist nicht besonders lang, die Anzeizeffekte durch Strompreisunterschiede an der Börse scheinen jedoch von anderen Standortfaktoren überlagert zu werden. Hierbei sollte insbesondere angemerkt werden, dass ein großer Teil der Investitionen in Windenergieanlagen stattgefunden hat, welche unabhängig von der Zonenwahl subventioniert werden.

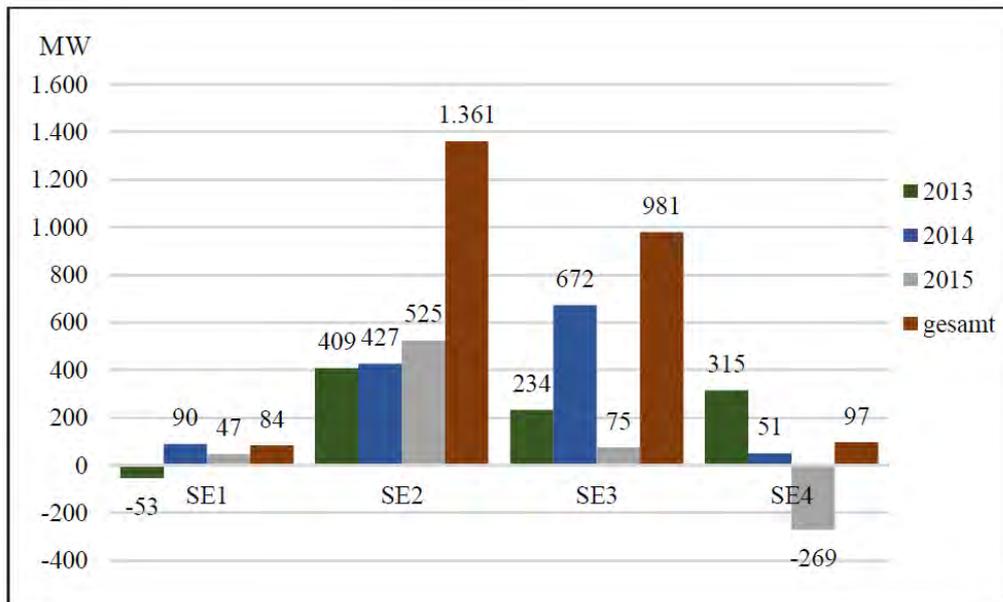


Abbildung 3-23: Jährlicher absoluter Zubau an installierter Kraftwerksleistung je Preiszone (Daten: Svensk Energi) Quelle: (Brenner, 2017)

Eine Verlagerung der Stromnachfrage in Richtung der günstigen Zonen ist nicht ersichtlich. Die Produktionswerte der Industrie steigen sogar vergleichsweise in den teureren Zonen SE3 und SE4 deutlich mehr. Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber hat steigende Einnahmen durch die Einführung von innerschwedischen Strompreiszonen (vgl. Anhang). Bislang wurden die Engpässe jedoch nur marginal ausgebaut (vgl. Anhang). Allerdings kann der Ausbau von Übertragungsleistung oft mehrere (zehn) Jahre dauern. Einige Netzausbauten an Engpassstellen sind geplant (vgl. Anhang). (Brenner, 2017)

Als relevantes Fazit für die Einführung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet lässt sich aus der Analyse des Praxisbeispiels Schweden festhalten, dass die Redispatchkosten in Schweden stark gesunken sind, die Preisunterschiede in den einzelnen Zonen jedoch nicht für entsprechende Investitionsanreize bzgl. Produktion und Nachfrage ausgereicht haben. Da der Untersuchungszeitraum von vier Jahren für Investitionen relativ kurz ist, würde sich hier eine weitere Untersuchung in einigen Jahren lohnen. (Brenner, 2017)

3.3.5 Modellgestützte Analyse zu den Auswirkungen einer Einführung zentraler Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Marktgebiet

(Scheben, H.; Hufendiek, K.)

Durch den Beschluss im Oktober 2018 das deutsch-österreichische Marktgebiet an der deutsch-österreichischen Grenze zu trennen, liegt der Fokus auf der Untersuchung dieser Trennung. Da zunächst eine Übertragungsleistung an der Grenze von 4,9 GW gelten soll, beschreibt dies ein Szenario. Die Übertragungsleistung von 4,9 GW überschreitet allerdings die aktuelle, reale Übertragungsleistung zwischen Deutschland und Österreich. Laut Bundesnetzagentur können „heute“ (Stand April 2017) nur ca. 2,5 GW (n-1)-sicher über die Grenze transportiert werden, ohne die Netze der Nachbarländer zu beanspruchen (Bundesnetzagentur, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019, 2017). Da langfristig ein Übergang auf lastflussbasierte Übertragungsleistung erfolgen soll, wurde zusätzlich ein Szenario mit 2,5 GW Übertragungsleistung an der Grenze untersucht. Seit 2017 wird die momentan überlastete Leitung Simbach – St. Peter um ca. 2 GW ausgebaut (Erläuterungsbericht Anlage 2, 2016). Langfristig kann also von einer Übertragungsleistung von ca. 4,5 GW ausgegangen werden. Hierfür wurde allerdings kein zusätzliches Szenario gerechnet, da auf das 4,9 GW Szenario verwiesen werden kann. Eine innerdeutsche Trennung in naher Zukunft scheint mit Blick auf den Koalitionsvertrag (Handelsblatt, 2018) unwahrscheinlich. Da innerdeutsche Netzengpässe jedoch Teil der Diskussion um Ringflüsse durch Nachbarländern waren, soll auch der Einfluss einer zusätzlichen, innerdeutschen Strompreiszonengrenze untersucht werden. In Tabelle 10 werden die untersuchten Szenarien noch einmal zusammengefasst.

Übertragungskapazität DE/AT		4,9 GW	2,5 GW	4,9 GW	2,5 GW
Zonale Auftrennung	Einheitspreiszone	Preiszonen DE & AT	Preiszonen DE & AT	Preiszonen DE Nord, DE Süd & AT	Preiszonen DE Nord, DE Süd & AT

Tabelle 10: Untersuchte Szenarien



Abbildung 3-24: Netzengpässe 2015 und Einteilung in Strompreiszonen; (Monitoringbericht 2016, 2016)

In der Abbildung sind die Netzengpässe 2015 ersichtlich. Aufgrund der Netzengpässe der letzten Jahre wurde die innerdeutsche Grenze wie in Abbildung 3-24 festgelegt. Die Effekte einer Einführung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet wurden mit Hilfe des kostenoptimierenden Fundamentalmodells E2M2 untersucht. Dieses Modell bildet die Preisbildung in einem idealen Markt ab. Modelliert wurden Deutschland und Österreich mit Bezugsjahr 2015 und fixiertem Im- und Export aus/in Drittländer/n. Diese Annahme führt tendenziell zu höheren Preiseffekten, da bei einer Reaktion der Im-/Exporte aus/in Drittländer/n Preiseffekte ggf. zusätzlich gedämpft werden könnten. Sensitivitäten wurden bezüglich Wind-, Solar- und Wasserkrafterzeugung, sowie Nachfrage gerechnet.

Einfluss auf Strommarktpreise

Der historische Jahresdurchschnittspreis der Day-Ahead Preise in Deutschland/ Österreich an der Strommarktbörse EEX betrug im Jahr 2015 31,63€/MWh²⁸. Die Modellrechnung für die Einheitspreiszone kommt mit einem durchschnittlichen Preis von 31,81 €/MWh nahe an den realen Wert heran. Wie auch in der Abbildung zu erkennen ist, hat die Einführung einer Übertragungskapazitätsbeschränkung von 4,9 GW nur geringen Einfluss auf die deutschen Großhandelspreise. Sie sinken in den

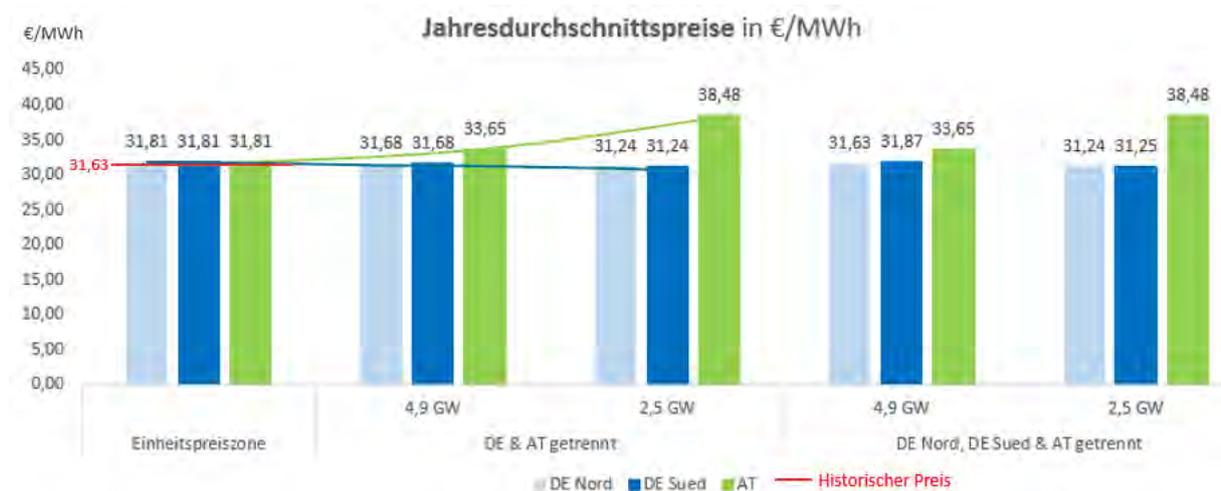


Abbildung 3-25: Jahresdurchschnittspreise DE und AT und nach Preiszonen

Modellrechnungen um 0,13 €/MWh. In Österreich steigen die Preise hingegen deutlich stärker, d.h. um 1,84 €/MWh, an. Dies deckt sich mit der Erwartung des Marktes: der Spread der deutschen und österreichischen Year Futures Strom in Cal-19 beträgt ca. 2 €/MWh (EEX, 2017). Bei einer Beschränkung der Übertragungsleistung an der deutsch-österreichischen Grenze auf 2,5 GW fällt die Preisdifferenz zwischen Deutschland und Österreich mit 7,24 €/MWh deutlicher aus. Auch in diesem Szenario fällt auf, dass die deutschen Preise nur leicht sinken, die österreichischen hingegen stark steigen. Hierbei sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Im- und Exporte in der Modellrechnung fixiert wurden. Die Preisdifferenzen könnten durch den Handel mit anderen Ländern, z.B. Polen, geringer ausfallen.

Eine zusätzliche Übertragungsbegrenzung innerhalb Deutschlands ändert an den Stromgroßhandelsmarktpreisen nur wenig. Die Differenz zwischen Nord- und Süddeutschland beträgt im 4,9 GW Szenario 0,24 €/MWh, im 2,5 GW Szenario geht sie auf 0,01 €/MWh zurück.

²⁸ Eigene Berechnung aus den stündlichen Day-ahead Spotmarktpreisen der EPEX (volumenungewichteter Mittelwert)

Für den kommenden Fall einer 4,9 GW Beschränkung an der deutsch-österreichischen Grenze wurden zudem Sensitivitäten bezüglich der erneuerbaren Einspeisung gerechnet.

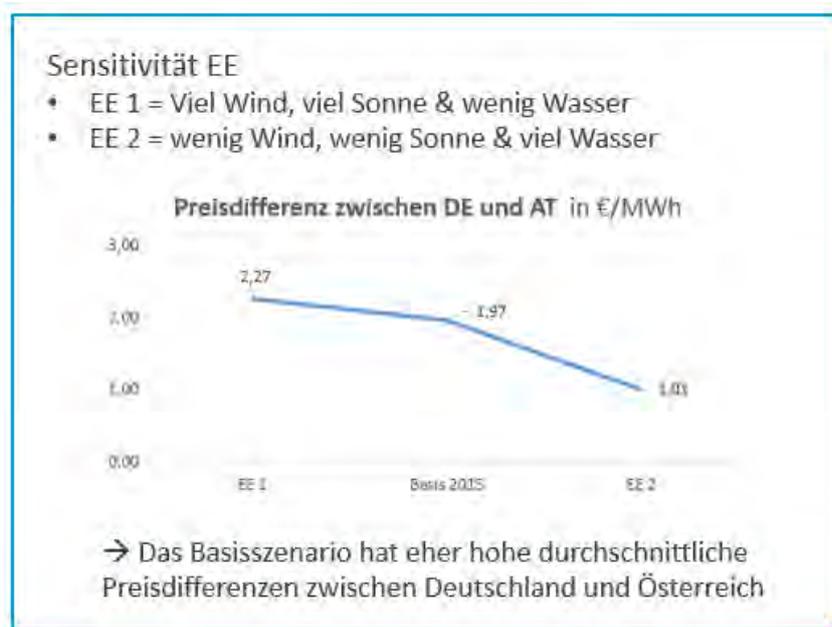


Abbildung 3-26: Sensitivitäten

Da 2015 ein relativ Wind- und PV-reiches, aber wasserarmes Jahr war, steigt die Preisdifferenz in den Szenarien mit hoher erneuerbarer Erzeugung nur um 0,3€/MWh im Jahresdurchschnitt. Durch den weiteren Zubau an Wind und PV könnte dieser Unterschied jedoch weiter zunehmen.

Als Fazit kann zum einen festgehalten werden, dass bei einer 4,9 GW Trennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets die deutschen Preise nur leicht sinken und im Bereich der Modellgenauigkeit liegen. Zum anderen betragen aber die durchschnittlichen Jahresdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich ca. 1€ bis 3€. In Schweden lagen die Strompreisdifferenzen zwischen der teuersten und billigsten Zone zwischen 0,5€ und 2,5€, was bis heute nicht für einen Investitionsanreiz bzgl. Produktion und Nachfrage in billigeren/teureren Zonen ausgereicht hat. Demnach ist zu vermuten, dass auch keine Verlagerung von Produktion und Verbrauch zwischen Deutschland und Österreich stattfindet. Die innerdeutschen Differenzen fallen mit ca. 0,24€ so gering aus, dass sie keinen Anreiz für die Verlagerung von Produktion und Verbrauch erwarten lassen.

Einfluss auf die Produzentenrente und Nachfragekosten

Der Einfluss einer Einführung von Preiszonen an der Grenze Deutschland-Österreich hat einen leicht senkenden Einfluss auf die Produzentenrente in Süddeutschland (0,6% bei 4,9GW, 2% bei 2,5 GW) (siehe Abbildung). Eine größere Veränderung bezüglich der Produzentenrente ist in Österreich und Norddeutschland zu sehen. Bei einer zusätzlichen Einführung einer innerdeutschen Preiszone steigt die süddeutsche Produzentenrente im Fall einer 4,9 GW Beschränkung an der österreichischen Grenze um 0,3% niedriger und sinkt bei einer 2,5 GW um 1,9% gegenüber Status quo. Bei den Nachfragekosten verhält es sich äquivalent zur Produzentenrente und auch die Prozentzahlen bezüglich der Veränderung stimmen ungefähr überein.



Abbildung 3-27: Produzentenrente und Nachfragekosten

Einfluss auf Endverbraucherkosten Baden-Württemberg

Prinzipiell setzen sich die Endverbraucherpreise in Deutschland aus dem Nettonetzentgelt, das die Redispatchkosten enthält, Energiebeschaffung, Vertriebskosten und restliche Umlagen und Steuern zusammen.

Im Jahr 2015 lag der Endverbraucherpreis für Haushalte bei ca. 32,91 ct/kWh (Abbildung 3-16). Die Zahlen in Tabelle 11 sind dabei nur beispielhaft zu verstehen, da die Endverbraucherpreise zum einen aufgrund unterschiedlicher Abnahmebänder differieren und zum anderen aufgrund von Netzentgelten regional unterschiedlich sind. Eine Karte der Netzentgelte im Jahr 2005 findet sich im Anhang.

Endverbraucherpreise in Deutschland 2015	
Haushaltskunden Grundversorgungsvertrag ²⁹	32,91 ct/kWh
Gewerbekunde ³⁰	21,2 ct/kWh
Industriekunde ³¹	14,21 ct/kWh

Tabelle 11: Eigene Darstellung; Quelle (Bundesnetzagentur, Monitoringbericht, 2016)

	DE & AT getrennt (4,9 GW)	DE & AT getrennt (2,5 GW)	DE Nord, DE Süd & AT getrennt (4,9 GW)	DE Nord, DE Süd & AT getrennt (2,5 GW)

²⁹ Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat:DB) Preisstand: 1. April 2016 in ct/kWh

³⁰ Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen, ohne Umsatzsteuer

³¹ Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Haushaltskunden Grundversorgungs- vertrag	0,04%	0,17%	0,05%	0,17%
Gewerbekunde	0,06%	0,27%	0,08%	0,27%
Industriekunde	0,09%	0,40%	0,12%	0,40%

Werden die oben ermittelten absoluten Veränderungen der Großhandelsstrommarktpreise auf die Endkundenpreise angewendet, zeigt sich, dass die Endverbraucherpreise hierdurch nur relativ verschwindend verändert werden.

Die historischen Redispatch- und Einsatzmanagementkosten sind in den letzten Jahren und insbesondere seit 2015 jedoch stark gestiegen (vgl. Anhang). Der Anteil der Redispatch- und Einsatzmanagementkosten an den Endverbraucherpreisen der Haushalte betrug 2015 ca. 0,84%³². Durch eine deutliche Senkung der Redispatchkosten könnten die Endverbraucherpreise also stärker reduziert werden, als durch die Änderung der Großhandelspreise. Es wird im Folgendem untersucht, ob bzw. inwieweit die Trennung der Einheitspreiszone Deutschland-Österreich die Redispatchkosten senkt.

Redispatch und Einspeisemanagement

(Borggreffe, F.)

1) Erklärung Redispatch- und Einsatzmanagementkosten

Redispatch (Leistungserhöhung, Leistungsreduktion):

Die erste Option ist dabei der Redispatch, die Anpassung der Leistung der konventionellen Kraftwerke und Speicher. Auch das Management der Nachfrageseite kann als Redispatch angeboten werden. Kraftwerksleistung wird dafür in der Region „Nord“ heruntergefahren (1) und zusätzliche Kraftwerksleistung in der Region „Süd“ bereitgestellt (2). Dadurch reduzieren sich die physischen Stromflüsse zwischen den beiden Regionen und die Netze werden entlastet. In der ökonomischen Theorie müssen für die Leistungserhöhung in der Region Süd die tatsächlichen variablen Kosten (bzw. Gebote) der Kraftwerke vergütet werden. Für die Leistungsreduktion in der Region Nord (1) müssen die entgangenen Gewinne vergütet werden. Dies entspricht dem Marktpreis im Day-Ahead Markt minus der variablen Kosten, d.h. insbesondere der Brennstoffkosten.

Einspeisemanagement (Leistungsreduktion durch Erneuerbaren Energien):

Reicht die Lastreduktion durch konventionelle Kraftwerke in der Region „Nord“ nicht aus, müssen auch Erneuerbare Erzeuger abgeregelt werden. Für den Erzeuger ändert sich an der Vergütung nichts, er erhält weiterhin die volle Vergütungshöhe. Dem Netzbetreiber entgeht jedoch der Erlös des Marktpreises. Das Einspeisemanagement (EinsMan) soll dabei als letztes

³² Referenz für diese Überschlagsrechnung sind die in Tabelle gelisteten HH, Gewerbe & Industrie, sowie die Endenergieverbrauchsdaten der BMWi-Energiedaten (BMW, 2018)

Mittel erfolgen und erfolgt immer nachgelagert zum Redispatch. In der Praxis treten Netzengpässe in Deutschland häufig auf, wenn insbesondere in Norddeutschland eine hohe Einspeisung der Windenergie erfolgt, sodass in den letzten Jahren die Aufwendungen für das Einspeisemanagement den Redispatch überstiegen.

Abbildung 3-28 skizziert die zugrundeliegende ökonomische Theorie. Dargestellt sind beispielhaft zwei Regionen „Nord“ und „Süd“. Beide Regionen befinden sich innerhalb einer Strompreiszone.

Im Day-Ahead-Markt werden beide Regionen als eine einheitliche Region ohne Netzrestriktionen behandelt. Die günstigsten Kraftwerke sowie die Erneuerbaren Energien bekommen den Zuschlag und aus den gemeinsamen Geboten ergibt sich ein einheitlicher Preis am Day-Ahead Markt. Entsprechend erhalten wir ein Market-Clearing, das in den beiden Regionen „Nord“ und „Süd“ jeweils ein bestimmtes Maß an Leistung zusichert. Beim Kraftwerkseinsatz in Echtzeit müssen nun die physischen Engpässe berücksichtigt werden.

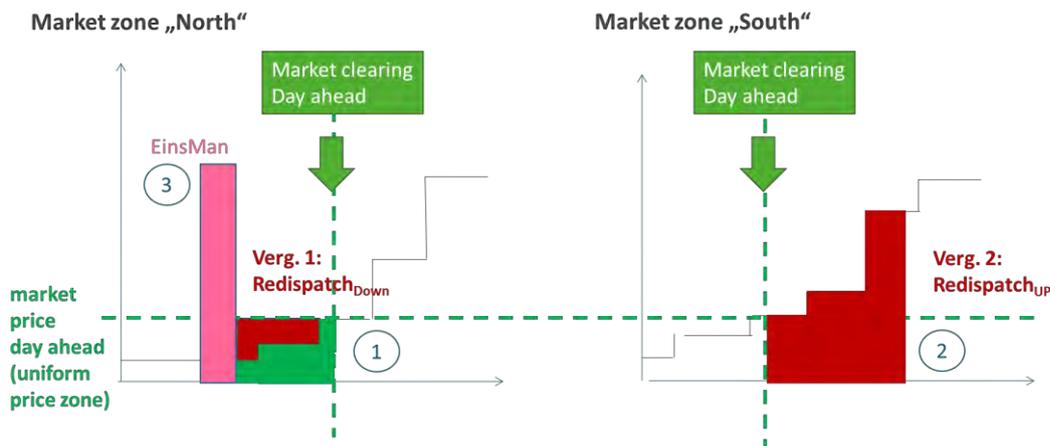


Abbildung 3-28: Beispielhafte Darstellung der Kosten für das Engpassmanagement

2) Berechnung der Redispatch- und Einsatzmanagementkosten

Die Kosten für die Redispatch- und Einsatzmanagementkosten werden wie unten dargestellt anhand des Kraftwerkseinsatzes der Erzeugungseinheiten und der Erneuerbaren Energien anhand der Ergebnisse der Szenarienläufe ermittelt. Anhand eines Basislaufs werden die Kosten für das Market Clearing in einer einheitlichen Preiszone (ohne Engpässe) bestimmt. Ausgehend von diesem Lauf werden die Abweichungen in der Stromerzeugung bei den Läufen mit Engpässen wie folgt berechnet:

1. Kosten für Market Clearing:

$$\text{market clearing}_h = \sum_{\text{tech}} \text{dispatch}_{\text{Day ahead, tech, h}} * \text{market price}$$

2. Kosten für Negatives Engpassmanagement (Lastabwurf):

$$\begin{aligned} \text{negative Engp-Management}_{h,h} &= \sum_{\text{tech}} - \text{priceday ahead} * \text{redispatchDown}_{h, \text{tech}} \\ &+ (\text{priceday ahead} - \text{var coststech}) * \text{redispatchDown}_{h, \text{tech}} \\ &+ \text{EE comp} * \text{einsManDown}_{h, \text{tech}} \end{aligned}$$

3. Kosten für Positives Redispatch (Anfahrt):

$$\begin{aligned} \text{positives Engp-Management}_{h,h} &= \sum_{\text{tech}} \text{var coststech} * \text{redispatchup}_{h, \text{tech}} \\ &+ \text{„adequate compensation“ (20\%)} \\ \text{negative Engp-Management}_{h,h} &= \sum_{\text{tech}} - \text{priceday ahead} * \text{redispatchDown}_{h, \text{tech}} \\ &+ (\text{priceday ahead} - \text{var coststech}) * \text{redispatchDown}_{h, \text{tech}} \\ &+ \text{EE comp} * \text{einsManDown}_{h, \text{tech}} \end{aligned}$$

4. Kosten für Positives Redispatch (Anfahrt):

$$\begin{aligned} \text{positives Engp-Management}_{h,h} &= \sum_{\text{tech}} \text{var coststech} * \text{redispatchup}_{h, \text{tech}} \\ &+ \text{„adequate compensation“ (20\%)} \end{aligned}$$

Beim Lastabwurf reduzieren sich die Kosten gegenüber dem Day-ahead-Markt um die nun nicht eingesetzte Menge in der Region, in der Last abgeworfen wird. Demgegenüber stehen die Kosten für den Lastabwurf. Sie ermitteln sich dabei aus dem gezahlten Marktpreis minus den variablen Kosten, sowie den Kosten für die EE-Vergütung im Rahmen des Einspeisemanagements. Für das Anfahren der Kraftwerke in der Region mit der Lasterhöhung fallen die variablen Kosten inkl. Brennstoffkosten an. Zusätzlich wird von einer adäquaten Kompensation der Kraftwerksbetreiber ausgegangen. Diese ist in den Rechnungen überschlagsweise mit 20% der variablen Kosten angesetzt.

Bedingt durch die für dieses Projekt nutzbare Methodik und dadurch getroffenen Vereinfachungen werden nicht alle Aspekte des Redispatches im Stromsystem berücksichtigt. Aufgrund der fehlenden Betrachtung der europäischen Stromübertragung können Aspekte wie verringerte Ringflüsse und die Auswirkung veränderter Im- und Exporte bedingt durch die Einführung von Preiszonen nicht abgebildet werden. Die Modellierung unterschätzt zudem den Redispatchbedarf für die drei Szenarien: Unsicherheiten bei Wind- und PV-Einspeisung und Nachfrageprognose, sowie Kraftwerksausfälle werden nicht berücksichtigt. Zudem werden Engpässe innerhalb der drei betrachteten Regionen nicht untersucht, da die Betrachtung der drei Regionen bereits die höchste im Modell abgebildete Auflösung darstellt. Hinzu kommt außerdem, dass keine Lastflüsse im Stromnetz betrachtet werden und nur vereinfacht mit den Netz-Transfer-Capacities (NTCs) gearbeitet wird.

3) Ergebnisse Redispatchkosten

Basis-Szenario – Einheitliche Strompreiszone in Deutschland

Anhand der Simulationsläufe werden Kosten und Mengen für Einspeisemanagement (für Erneuerbare) und konventionellen netzbedingten Redispatch (alle anderen Marktteilnehmer) ermittelt. Der Fokus der Betrachtung liegt auf der Analyse der potentiellen Netzengpässe innerhalb der Deutsch-Österreichischen Strompreiszone.

Abbildung 3-29 zeigt den gemittelten Bedarf für positives und negatives Engpassmanagement in Stunden pro Jahr in den Regionen Norddeutschland, Süddeutschland und Österreich. Im

hier dargestellten Basisszenario wird von einer für den Handel zur Verfügung stehenden Übertragungsleistung von 2,5 GW ausgegangen.

Die Ergebnisse zeigen, dass zwischen einer einheitlichen Strompreiszone und dem Kraftwerkseinsatz der Netzbetreiber in vielen Stunden ein Redispatch und Einspeisemanagement stattfindet, um insbesondere den Engpass zwischen Österreich und Deutschland zu bewirtschaften.

In den Simulationsläufen erfolgt in Österreich in über 7000 Stunden positiver Redispatch. Zusätzliche Leistung muss bereitgestellt werden, um die Engpässe insbesondere an den grenznahen Übertragungsleitungen auszugleichen. Gleichzeitig muss in Norddeutschland die Erzeugung, insbesondere durch Einspeisemanagement reduziert werden. In Süddeutschland ist in vielen Stunden kein Engpassmanagement zu beobachten. Das vergleichsweise geringe Engpassmanagement in Süddeutschland liegt bei rund 2000h (Positiv) bzw. 1000h (Negativ). Das positive Redispatch in Süddeutschland erfolgt dabei tendenziell bei windstarken Stunden. Abregelungen erfolgen hingegen in Stunden mit hoher Sonneneinstrahlung.

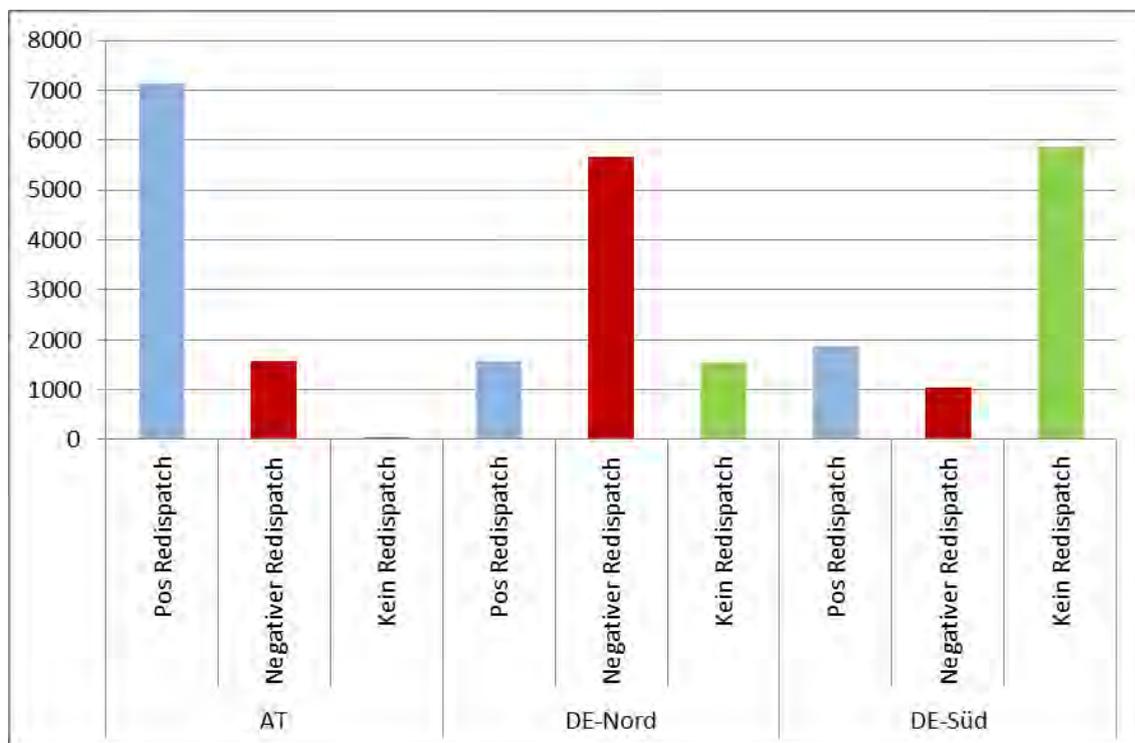


Abbildung 3-29: Verteilung der Stunden mit Einspeisemanagement in den drei untersuchten Regionen

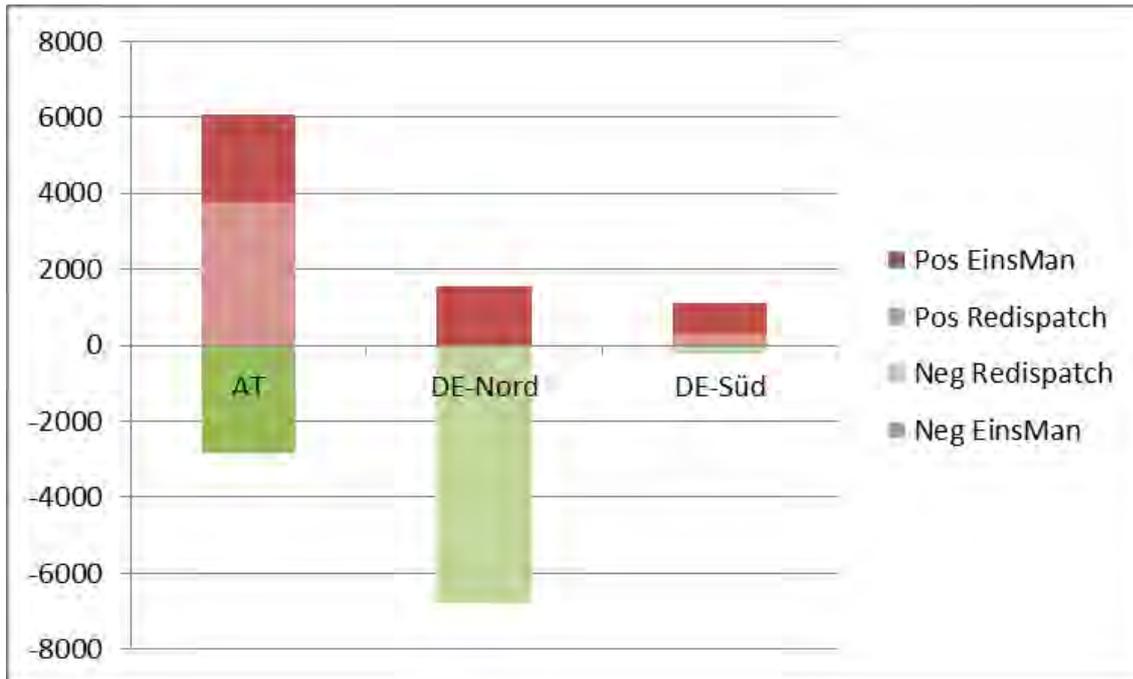


Abbildung 3-30: Einspeisemanagement und Redispatchbedarf in den drei Zonen

Abbildung 3-30 zeigt, mit welchen Mitteln das Engpassmanagement durchgeführt wird: In Norddeutschland muss für das Einspeisemanagement überwiegend Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien herunter gefahren werden. Dieses Einspeisemanagement erfolgt unter Annahme einer einheitlichen Strompreiszone für Deutschland und Österreich in den Simulationsläufen in rund 6000 Stunden im Jahr. Auch in Norddeutschland müssen in manchen Stunden zusätzliche Kraftwerke hochgefahren werden. Jedoch ist der positive Redispatch mir rund 1600 Stunden deutlich seltener. Positiver Redispatch fällt dabei insbesondere in Stunden an, in denen viel PV-Strom in Süddeutschland eingespeist wird und die Einspeisung von Windstrom zur gleichen Zeit in Norddeutschland niedrig ist.

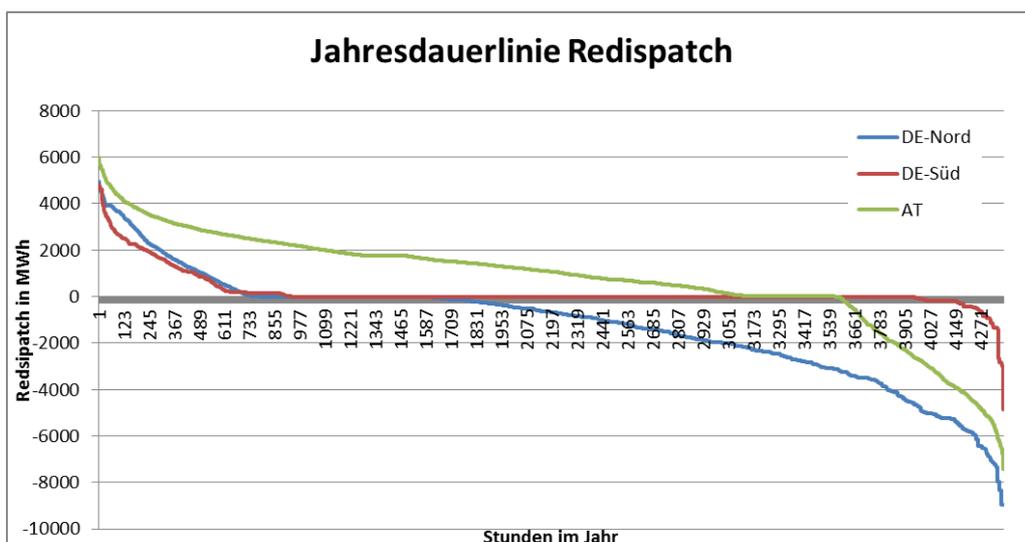


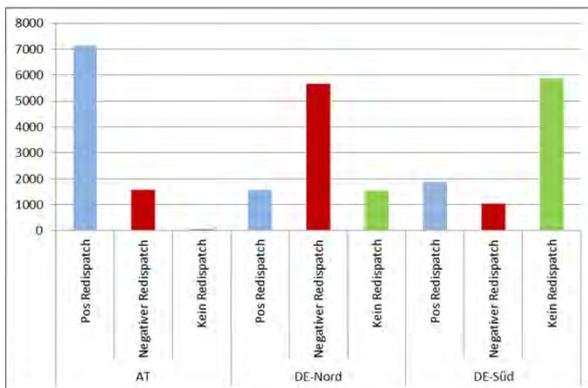
Abbildung 3-31: Jahresdauerlinie Einspeisemanagement

Zusammenfassend können die Ergebnisse anhand der Jahresdauerlinie gut dargestellt werden (Abbildung 3-31). Die Jahresdauerlinie bestätigt die Beobachtungen, die 2015 im deutschen System gemacht werden konnten: Basierend auf den Daten für 2015 bestand in den süddeutschen Regionen von Transnet BW und Amprion nur ein sehr geringer Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement.

Sensitivitätsrechnungen I – Einfluss der Kuppelkapazität

A. Status-Quo: Einheitliche Preiszone

Konservative Übertragungskapazität (2,5 GW)



B. Einheitliche Preiszone

Erhöhte Kapazität zwischen DE und AT (4,9 GW)

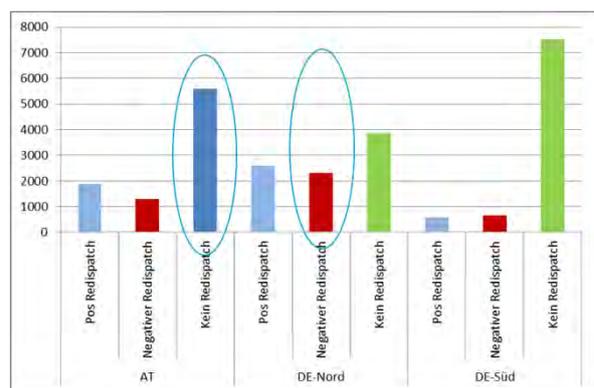


Abbildung 3-32: Vergleich des Redispatch-Bedarfs bei erhöhter Kuppelkapazität

In dieser Sensitivitätsrechnung wird untersucht, welchen Einfluss eine Ausweitung der Kuppelkapazität hat. In dem Szenarienlauf wurden die geplanten, durch die Politik gesetzten Übertragungskapazitäten von 4,9 GW unterstellt. Es zeigt sich das der Redispatch-Bedarf in Österreich von rund 7000 auf unter 2000 Stunden sinkt. Zeitgleich reduziert sich der Bedarf für das negative Einspeisemanagement insbesondere in Norddeutschland (von rund 5500 Stunden auf 2300 Stunden) und in Süddeutschland (von 1900 auf knapp über 500 Stunden)

Sensitivitätsrechnungen II – Aufspaltung in zwei Preiszonen

Durch die Aufspaltung in zwei Preiszonen wird der Bedarf für Redispatch nahezu komplett reduziert. Lediglich in Norddeutschland fällt weiter ein deutlicher positiver Redispatch an. Der Grund hierfür sind Stunden mit viel Strom aus PV-Anlagen in Süddeutschland, die aufgrund des innerdeutschen Netzengpasses nicht effizient genutzt werden können.

B. Zwei Preiszonen DE und AT

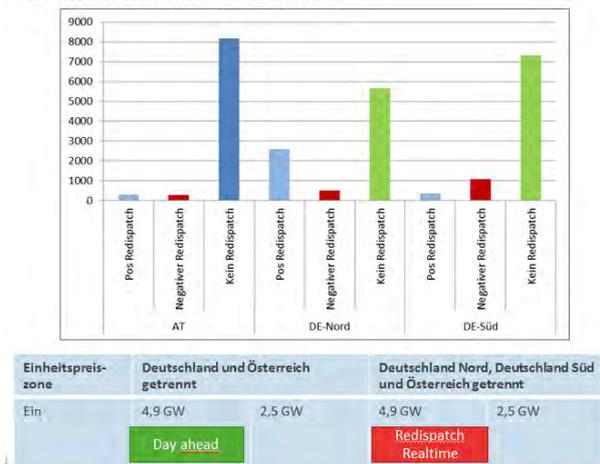


Abbildung 3-33: Vergleich des Redispatch-Bedarfs bei einer Aufspaltung in zwei Zonen DE und AT

Ermittelte Redispatchkosten

Abbildung 3-34 zeigt die resultierenden Kosten für das Engpassmanagement ohne eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone, jeweils in Abhängigkeit von der Übertragungskapazität (2,5 GW und 4,9 GW). In der dritten Spalte werden die Kosten für das Engpassmanagement ausgewiesen, wenn das Market Clearing getrennt für die deutsche und österreichische Strompreiszone erfolgt. Einerseits sind die Redispatchkosten sehr stark abhängig von den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten. Vergleichsweise moderate Änderungen haben hier schon einen deutlichen Einfluss auf die Kosten. Auch wenn bei der Betrachtung von zwei Preiszonen, Deutschland weiterhin als eine Preiszone agiert, so ist für das Jahr 2015 zu beobachten, dass eine Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone zu einer nahezu vollständigen Eliminierung der Redispatch-Kosten geführt hätte.

Redispatchkosten (einschl. Einspeisemanagement)

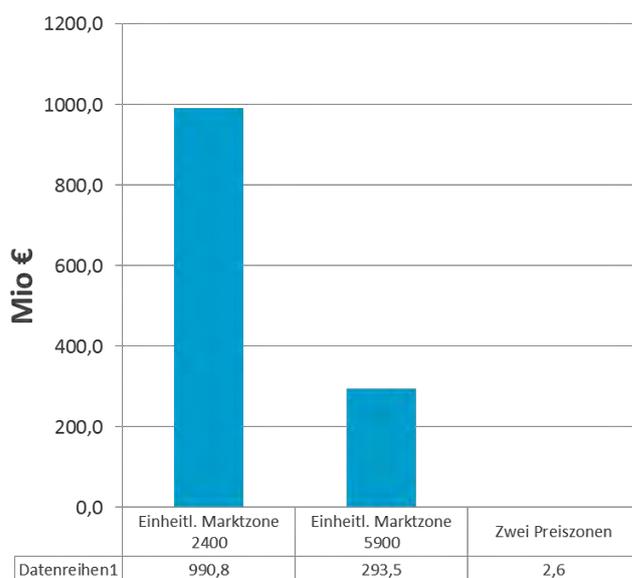


Abbildung 3-34: Ermittelte Redispatch-Kosten für die einzelnen Szenarien

Die Redispatch-Kosten im Gesamtsystem sinken durch die Einführung einer getrennten Strompreiszone deutlich. Jedoch sind gerade die Veränderungen im Jahr 2015 für Baden-Württemberg gering. Während in der Region Deutschland-Nord und Österreich deutlich Redispatch-Kosten eingespart werden können, sind die Veränderungen des Redispatch-Bedarfs in Baden-Württemberg und Süddeutschland allgemein vergleichsweise gering. Im Schnitt über ganz Deutschland sinken die Kosten für Endverbraucher für Redispatch um 2-3 cent/kWh, was jedoch eine wesentlich höhere Veränderung darstellt, als der Einfluss der veränderten Großhandelsmarktpreise auf die Endkundenpreise.

Fazit Redispatch

In den kommenden Jahren werden die Aufwendungen für Redispatch und generell die Kosten und eingesetzten Mengen für das Einspeisemanagement stark schwanken. Einflussfaktoren sind einerseits einmalige Effekte durch Verbesserung der Verfahren zwischen den Verteilnetzbetreiber und die Fertigstellung neuer Leitungen. Gleichzeitig wird durch die bestehenden Anreize weiterhin stark in Windanlagen in Norddeutschland investiert. Gepaart mit der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke in Süddeutschland wird der Bedarf tendenziell weiter ansteigen. Die resultierende Entwicklung der Kosten für das Engpassmanagement sind daher für alle Beteiligten nur schwer zu prognostizieren.

Die hier getroffenen Kostenschätzungen und Analysen sind nur als Indikator zu verstehen. Viele Aspekte des Stromhandels und der resultierenden Maßnahmen der Netzbetreiber zum benötigten Engpassmanagements können mit dem verwendeten Modellierungsansatz nur eingeschränkt abgebildet werden. Durch die Fixierung der Flüsse mit dem Ausland, können sogenannte Loopflows z.B. durch Polen und Tschechien nicht berücksichtigt werden. Auch wird in dem Modellansatz nur von drei Marktpreiszielen ausgegangen. Eine weitere detailliertere Modellierung der Netze und deren Lastflüsse sowie insbesondere der Engpässe innerhalb der Zonen und resultierenden Kosten wäre wünschenswert, übersteigt aber den Rahmen dieses Vorhabens. Da auch Maßnahmen zum Ausgleich von weiteren Unsicherheiten nicht berücksichtigt werden, geht der Autor davon aus, dass die Redispatch-Kosten für die getroffenen Szenarien eher unterschätzt werden.

Die Ergebnisse der Szenarien bestätigen jedoch das aktuelle Vorgehen der Netzbetreiber: Mit der anstehenden Einführung getrennter Strompreiszielen zwischen Deutschland und Österreich kann der Redispatch-Bedarf deutlich gesenkt werden. Dies wirkt sich in 2019 auch auf die Vorhaltung von Reservekraftwerken aus, die gegenüber dem Winter 2017/18 nahezu halbiert werden sollen.

3.4 Schlussfolgerungen

(Schick, C; Scheben, H.; Borggreffe, F.; Hufendiek, K.)

Analyse der Auswirkungen von Rahmensetzungen für Erneuerbare Energien auf die Entwicklung des Energiesystems

Das Kapitel 3.1 befasst sich mit den heutigen Rahmenbedingungen für Windkraftanlagen. Es wurde untersucht welche Auswirkungen die aktuellen und geplanten Fördermechanismen auf den Zubau von Windanlagen insbesondere in Baden-Württemberg haben.

Die durchgeführte Analyse der im Jahr 2017 eingeführten Auktionen für Windanlagen, zeigt, dass aktuell nicht genügend Anreize bestehen in Baden-Württemberg im großen Maße neue Windanlagen zuzubauen. Nach steigenden Zubau-Zahlen in den Jahren 2015 bis 2017 wird der Ausbau der Windenergie in den kommenden Jahren stark zurückgehen. Mittel- und Langfristig können die im Rahmen des integrierten Energie- und Klimakonzepts des Landes Baden-Württemberg gesetzten Ziele zum Ausbau der Windenergie unter dem derzeitigen Rahmen nicht erreicht werden. Eine Anpassung des bundesweiten Auktionsverfahrens ist daher nötig, um eine bessere räumliche Verteilung der Windanlagen innerhalb Deutschlands zu gewährleisten und einen stetigen Ausbau auch in Süddeutschland zu ermöglichen.

Ein zweiter Teil untersucht den Einfluss von Akzeptanzaspekten auf die Potentiale und langfristige Zielerreichung in Baden-Württemberg: Sozialwissenschaftliche Untersuchungen und die Befragungen von Fokusgruppen und Experten im Rahmen dieser Studie (Kapitel 3) ergeben, dass die Nähe von Windanlagen zu Siedlungsflächen einen gewichtigen Einfluss auf die Akzeptanz von Windanlagen haben. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass diese Art von Akzeptanzproblemen langfristig nicht durch restriktive Vorgaben in Bezug auf Abstandsregelungen zu Siedlungsflächen umgangen werden können. Stattdessen müssen einerseits die Abstandsregelungen deutlich differenzierter formuliert werden. Zudem muss, statt auf eine Vermeidung von Akzeptanzproblemen, verstärkt auf akzeptanzschaffende Maßnahmen in der Bevölkerung gesetzt werden. Nur auf diesem Wege können langfristig die gesetzten Ziele in Bezug auf den Windenergieausbau in Baden-Württemberg erreicht werden.

Analyse der Abgaben- und Umlagensystematik mit Fokus auf die Systemeinbindung von Prosumern

Die Ergebnisse der Untersuchung legen nahe, dass der derzeitige regulatorische Rahmen erweitert bzw. angepasst werden sollte, insbesondere in Hinblick auf die Zielerreichung von Systemdienlichkeit und Herstellung des Verursacherprinzips.

Wie die Analyse zeigt, weicht die Summe der individuellen mikroökonomischen Optima vom Gesamtsystemoptimum als Folge des derzeitigen regulatorischen Rahmens ab, der für den Speicherbetrieb für Kleinanlagen eine reine Eigenverbrauchsmaximierung anreizt. Zudem werden Kosten zum Teil nicht verursachungsgerecht verteilt, da bei der heutigen Struktur von

EEG-Umlage und Netzentgelten Kosten, die von Prosumern erzeugt werden, von der Allgemeinheit getragen werden. Darunter fallen auch Effekte, die in der vorangegangenen Analyse nicht berücksichtigt wurden, aber dennoch von Relevanz sind, wie beispielsweise Kosten eines stabilen Verteilnetzbetriebs, die aus Profildifferenzen von Standard-Haushalten und Prosumern resultieren und über die Netzentgelte umgelegt werden.

Mögliche Weiterentwicklungen des regulatorischen Rahmens könnten daher unter anderem umfassen:

- **Design von Systemdienstleistungsprodukten** für markt- und netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen durch Batterie-Speichersysteme und ggf. stärkere Verknüpfung von Investitionsfördermöglichkeiten mit Bereitstellung von Speicherflexibilitäten
- **Dynamisierung der regulierten Strombestandteile**, insbesondere Netzentgelte und ggf. EEG-Umlage, aus marktseitiger und netzseitiger Perspektive, vergleiche auch Maßnahme 7 des Weißbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende“ mit explizitem Verweis auf Speichereinsatz für Systemdienstleistungen³³
- Intelligenter dezentraler Ausgleich zwischen Last und Erzeugung zur Vermeidung von Netzengpässen durch Einbeziehung und Koordination aller Marktakteure in einem **weiterentwickelten Rollenmodell** (bspw. dynamischer Bilanzkreisbewirtschafter oder „Netzampel“-Konzept)³⁴
- Einführung von **Leistungskomponenten** für Netznutzung und gesicherte Leistung
- Vermeidung von ungünstiger regulatorischer Verzerrung von **Sektorkopplungspotenzialen**, etwa zur Förderung strombasierter Wärmetechnologien wie Wärmepumpen (z.B. andere Verteilung von EEG-/KWK-Umlage etc.)

Allen genannten Instrumenten ist gemein, dass eine stärkere Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Prosumer-Speichersysteme angereizt werden soll, was der derzeitige regulatorische Rahmen nicht bzw. nur unzureichend erfüllt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass hohe Interdependenzen im Energiesystem existieren und nicht alle oben angeführten Vorschläge dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit entsprechen. Entsprechend sind die Vor- und Nachteile möglicher Anpassungen gründlich abzuwägen.

Analyse der Ausbildung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet

Als relevantes Fazit für die Einführung von Strompreiszonen im deutsch-österreichischen Strommarktgebiet lässt sich aus der Analyse des Praxisbeispiels Schweden festhalten, dass die Redispatchkosten in Schweden stark gesunken sind, die Preisunterschiede in den einzelnen Zonen jedoch nicht für entsprechende Investitionsanreize bzgl. Produktion und Nachfrage ausgereicht haben. Da der Untersuchungszeitraum von vier Jahren für Investitionen relativ

³³ Maßnahme 7 des Weißbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“: Entwicklung eines Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte mit dem Ziel der Reduktion der Systemkosten durch fairen und möglichst unverzerrten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen; auf diese Weise kann (Markt-)Preissignal verstärkt werden und an den Endkunden weitergereicht werden; allerdings besteht netzseitig die Gefahr einer ungünstigeren Durchmischung des Verteilnetzes durch fehlende Korrelation von Marktsignal und Netzauslastung, vergleiche (Zerres 2015)

³⁴ Hillemaier et al. (2013): Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt. In: Z Energiewirtschaft 37 (3), S. 195–210.

kurz ist, würde sich hier eine weitere Untersuchung nach einigen Jahren lohnen. (Brenner, 2017)

Aus den modellgestützten Analysen ergibt sich, dass die Preisunterschiede zwischen Deutschland und Österreich bei der kommenden 4,9 GW Begrenzung (und mit Blick auf den 2017 gestarteten Ausbau des Übertragungsnetzes zwischen Deutschland und Österreich) vermutlich nicht ausreichen, um eine Verlagerung von Produktion und Verbrauch zu induzieren. Die Einführung der Strompreiszonen zwischen Deutschland und Österreich hat aber deutliche Auswirkungen auf das Engpassmanagement. Die Kosten, die heute für das Redispatch und das Einspeisemanagement entstehen, sollten erwartungsgemäß deutlich sinken. Ausgehend von den Analysen für das Jahr 2015 kann auch festgestellt werden, dass eine Unterteilung innerhalb Deutschlands rückwirkend betrachtet keine weiteren Vorteile gebracht hätte. Bei einer unterstellten Begrenzung von 4,9 GW hätten die Kosten um rund 250 Mio € reduziert werden können. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die Redispatch Kosten sehr sensitiv auf die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sind. Bei unterstellten Übertragungskapazitäten von 2,9 GW fallen in der Modellrechnung rund 1 Mrd. € an Redispatch-Kosten an. Durch eine Aufteilung der Deutsch-Österreichischen Strompreiszone können diese erheblich reduziert werden.

Die Einführung von Strompreiszonen hat auf die deutschen Großhandelspreise kaum Einfluss. Sie sinken sehr geringfügig, wohingegen die österreichischen Großhandelspreise deutlich stärker steigen.

Prinzipiell sinken in Süddeutschland die Produzentenrente und die Nachfragekosten, der Effekt ist jedoch insbesondere im Verhältnis zu Österreich und Norddeutschland auf Ebene des Großhandelsmarkts gering.

Die sinkenden Großhandelspreise in Süddeutschland lassen die Endverbraucherpreise um ca. 0,05% sinken und haben somit keinen spürbaren Einfluss. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement für das betrachtete Jahr primär in Norddeutschland und Österreich anfallen. Dies deckt sich mit den Beobachtungen für die Jahre 2015 und 2016. Die Einführung einer getrennten Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich hat voraussichtlich einen geringeren Einfluss auf die Netzkosten in Baden-Württemberg und Süddeutschland im Allgemeinen, wobei die Verteilung der Redispatchkosten auf die Netznutzungsentgelte in der hier erfolgten Analyse nicht sicher abgeschätzt werden kann. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass über alle drei Regionen hinweg der Redispatch-Bedarf deutlich reduziert und somit auch die Netzkosten gesenkt werden können und dieser Effekt in Hinblick auf die Endkundenpreise in Deutschland wesentlich höher ist als die Auswirkungen im Großhandelsmarkt.

Die zukünftige Entwicklung der Kosten und des Umfangs für das Engpassmanagement innerhalb der deutschen Strompreiszone sind zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer zu bestimmen und unterliegen vielen Einflussfaktoren. Während zunehmend der Ausbau der Windanlagen in Norddeutschland und die Stilllegung der letzten Kernkraftwerke in Süddeutschland die innerdeutsche Netzauslastung verstärken wird, sind gleichzeitig erste positive Maßnahmen zu verbuchen, die den Redispatch-Bedarf senken und die Engpässe zwischen Nord- und Süddeutschland reduzieren: Die Fertigstellung neuer Trassen sowie neue Verfahren zur Abstimmung zwischen den Netzbetreibern zeigten erste positive Wirkung in 2017.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist zu erwarten, dass durch die Einführung der getrennten Strompreiszonen zwischen Deutschland und Österreich und weiteren positiven Maßnahmen der Redispatch-Bedarf in den kommenden Jahren ggü. 2017 gesenkt wird. In den kommenden Jahren ist dann jedoch wieder ein Anstieg der Kosten und des Redispatch-Bedarfs zu erwarten - zumindest bis zur Fertigstellung der 3-4 HGÜ-Stromtrassen durch Deutschland. Diese Projekte haben in den kommenden Jahren eine besondere Bedeutung.

4 Sozialwissenschaftliche Analysen

(Fahl, U.; Scheele, R.; Scheel, O.)

Die Energiewende in Deutschland als ein sozio-technisches Transformationsprojekt bedarf neben der Entwicklung technischer sowie wettbewerblicher Lösungsansätze auch die Erforschung der gesellschaftlichen Akzeptanz und der sozialen Einbettung von Technologien sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite des Energiesystems. Die Dekarbonisierung der Strombereitstellung wird in Deutschland insbesondere durch den Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben, wodurch das Portfolio der Umwandlungstechnologien vervielfältigt und ausdifferenziert wurde. Dabei besitzen die einzelnen Technologien ein unterschiedliches Profil von Vor- und Nachteilen in verschiedenen technischen und gesellschaftsrelevanten Dimensionen. In der Energiesystemanalyse erfolgte bisher meist eine technikbezogene Untersuchung zur Erreichung bestimmter energiepolitischer Ziele (vgl. Tomaschek (2013), Kuder (2014), Kober, (2014), Haasz (2017)). Dazu gehören etwa volkswirtschaftliche und individuelle Auswirkungen, mögliche Umwelt- und Gesundheitsfolgen, Anforderungen an die technische Realisierbarkeit und notwendige Systemintegration oder Zutrauen in die Technikbeherrschbarkeit sowie die gerechte Verteilung von Nutzen und Risiko. In einem subjektiven Werturteil über Akzeptanz bzw. Nicht-Akzeptanz über Technologien fließen diese Aspekte bewusst oder unbewusst immer mit ein. Um aussagekräftige Ergebnisse über die Akzeptanz von Stromtechnologien und klimaverträglichen Energiemixen zu erhalten, ist eine gleichzeitige Bewertung der gesamten Bandbreite der prinzipiell zur Verfügung stehenden Technologien und Energiemixoptionen notwendig. Vor diesem Hintergrund soll die Frage untersucht werden, welche Akzeptanz in der Gesellschaft hinsichtlich unterschiedlicher sozio-technischer Energiemixoptionen besteht.

Zur Untersuchung der gesellschaftlichen Akzeptanz verschiedener Energiemixe wurden diese zunächst qualitativ beschrieben und durch eine nachfolgende Szenarioanalyse mit einem Energiesystemmodell in quantitative Ergebnisse überführt. Die Ergebnisse der Szenarioanalyse wurden nachfolgend in Kombination mit der qualitativen Beschreibung der Energiemixe zur Prüfung der Akzeptanz in Fokusgruppen genutzt. Aus der Diskussion in den Fokusgruppen wurde die Akzeptanz einzelner Aspekte der Energiemixe herausgearbeitet und vergleichend gegenübergestellt. Die nachfolgende Abbildung zeigt den schematischen Ablauf der Untersuchung.

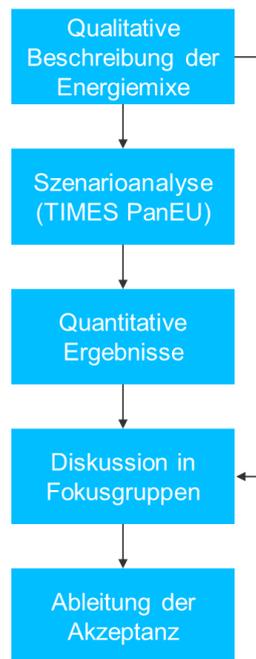


Abbildung 4-1 Flussdiagramm des Arbeitsablaufs im Arbeitspaket „Sozialwissenschaftliche Analysen“ als Zusammenspiel der energiewirtschaftlichen Analyse mit TIMES PanEU und der sozialwissenschaftlichen Untersuchung über Fokusgruppen

Das Energiesystemmodell TIMES PanEU

Für die Quantifizierung der Szenarien wird eine Anwendung des Energiesystemmodellgenerators TIMES (The Integrated Market Eform System) genutzt. TIMES wurde im Rahmen des „Energy Technology Systems Analysis Programme“ (ETSAP) der IEA unter Mitwirkung des IER entwickelt. TIMES ist ein mehrperiodisches, lineares Optimierungsmodell, das auf einem prozesstechnischen Ansatz basiert, bei dem einzelne Anlagen im Energiesystem aggregiert abgebildet werden. TIMES stellt streng genommen einen Modellgenerator dar, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) in Form eines sogenannten Referenzenergiesystems abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor, technologisch detailliert abbilden.

Ziel ist die Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Energieversorgungsstruktur bei einem modellexogen vorgegebenden Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und gegebenenfalls energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Hierzu erfolgt zeitintegral eine Minimierung der diskontierten Gesamtsystemkosten. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise und der Energienachfrage sowie techno-ökonomischen Parameter der einzelnen Technologien im Energiesystem.

Vorrangige Zielsetzung der Modellentwicklung von TIMES ist die flexible Struktur, um eine einfache Anpassung der mathematischen Modellformulierung an die jeweilige Problemstellung zu gewährleisten. TIMES Modellanwendungen können beispielsweise aufgrund der allgemein formulierten Gleichungen unterschiedliche regionale oder temporale Auflösungen bieten und somit auf spezifische Fragestellungen zugeschnitten werden.

Die verwendete Modellanwendung Pan-European TIMES (TIMES PanEU) enthält für die EU28 auf Länderebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Rohstoffbereitstellung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor und bildet auch prozessbedingte CO₂-Emissionen ab. Die Modellregion Deutschland wurde für die modelltechnischen Untersuchungen in zwei Regionen, Baden-Württemberg und übrige Bundesländer, unterteilt, um die energiepolitischen Ziele und nachfolgend deren Akzeptanz in Baden-Württemberg analysieren zu können.

4.1 Energiemixe und Annahmen der Szenarioanalyse

Tabelle 12 zeigt die Annahmen zu den Treibhausgasminderungszielen in den analysierten Szenarien. Es wird unterstellt, dass innerhalb der EU-28 bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % im Vergleich zu 1990 erreicht wird (EK 2017). Für Deutschland wird von einer Treibhausgasemissionsminderung bis 2050 von 90 % im Vergleich zu 1990 ausgegangen, die somit innerhalb des angestrebten Korridors einer Treibhausgasreduktion von mindestens 80 % bis 95 % im Vergleich zu 1990 liegt (BMW i 2015). Darüber hinaus wird für Baden-Württemberg ebenfalls ein landesspezifisches Treibhausgasminderungsziel von 90 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 fixiert (Landtag von Baden-Württemberg 2013).

Tabelle 12 Treibhausgasminderungsziele für die Szenarioanalyse in der EU-28, in Deutschland und in Baden-Württemberg von 2030 bis 2050

	EU-28	Deutschland	Baden-Württemberg
2030	40 %	55 %	45 %
2040	61 %	70 %	65 %
2050	80 %	90 %	90 %

Für die EU-28 wird darüber hinaus auch das EU-Emissionshandelssystem (EHS) berücksichtigt. Bis 2030 orientiert sich die verfügbare Menge an Emissionsberechtigungen im Markt (Umlaufmenge) an einer Analyse für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, in der sowohl die Marktstabilitätsreserve als auch eine Zuteilungsreserve Berücksichtigung finden (Geres et al. 2015). Die Umlaufmenge sinkt demnach von 2622 Mio. EUAs (European Union Allowance) in 2015 auf 1414 Mio. EUAs in 2030. Für die weitere Entwicklung im EHS wird ausgehend von 2030 bis 2050 von einem jährlichen Reduktionsfaktor von 2,2 % ausgegangen.

Zur Untersuchung der Erreichbarkeit der klimapolitischen Ziele in Baden-Württemberg, der Akzeptanz von Technologiemixen und der Zusammensetzung der Energiebilanz wird die Sze-

nariotechnik verwendet. Nachfolgend werden Szenarien beschrieben, die jeweils abweichende Schwerpunkte hinsichtlich Energieträgern, Technologien oder sozialen Entwicklungen setzen und daher als Energiemixe bezeichnet werden. Die Rahmenannahmen der untersuchten Energiemixe sind in Tabelle 13 Tabelle 13 Qualitative Beschreibung der Szenarioannahmen beschrieben. Zur quantitativen Einordnung der qualitativen Szenariobeschreibung wurde zunächst ein Szenariolauf mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele in der EU-28, in Deutschland und Baden-Württemberg durchgeführt. Ausgehend von diesen Modellergebnissen wurden die qualitativen Annahmen für Baden-Württemberg in quantitative Ziele übersetzt.

Tabelle 13 Qualitative Beschreibung der Szenarioannahmen

Szenario	Technik		Sektoren (S=Strom, W=Wärme, V=Ver- kehr)	Außenhandel (Import: DE oder EU; kein Import: BaWü)
Elektrifi- zierung	EE-Strom	Hoch	S: Ausbau PV, Batte- riespeicher, Lastma- nagement	Import: EE-Strom, Biokraftstoffe
	CCS-Kohle/Gas	Gering		
	Wasserstoff	Gering	W: Ausbau Wärme- pumpe mit Speicher	Kein-Import: Was- serstoff
	Biokraftstoffe	Moderat		
	Speicher	Hoch		
Effizienz	Moderat	V: früherer Umstieg E-Mobilität		
geringe Importab- hängigkeit	EE-Strom	Hoch	S: viel BaWü-Wind, PV, Biomasse, Ver- teilnetz, Speicher	Kein-Import: max. 25 % des Bezugs- szenarios
	CCS-Kohle/Gas	Gering		
	Wasserstoff	Hoch	W: starke Elektrifi- zierung mit Ge- bäude-WP und Netze-WP	
	Biokraftstoffe	Hoch		
	Speicher	Hoch		
Effizienz	Normal	V: Wasserstoff, syn- thetische und Biok- raftstoffe		
Energie- effizienz	EE-Strom	Moderat	S: viel BaWü-Wind, PV, Biomasse, Ver- teilnetz, Speicher	Import: EE-Strom Kein-Import: Biok- raftstoffe
	CCS-Kohle/Gas	Gering		
	Wasserstoff	Gering	W: starke Gebäude- sanierung, Ge- bäude-WP und Netze-WP	
	Biokraftstoffe	Moderat		
	Speicher	Moderat		
Effizienz	Hoch	V: ÖPNV-Ausbau, Car-sharing, synthe- tische und Biokraft- stoffe		

Übersetzung der Energiemixe in die Szenarioanalyse

Im Szenario „Elektrifizierung“ wurde der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg erhöht, indem ein Stromanteil am Endenergieverbrauch von mindestens 75 % für 2050 definiert wurde. Weiterhin wurden die Kosten für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) gesenkt, um den früheren Umstieg auf die E-Mobilität zu implementieren. Die unterstellten Subventionen betragen 4000 € pro Fahrzeug in 2030, 3000 € pro Fahrzeug in 2040 und

2000 € pro Fahrzeug in 2050. Im Vergleich zum Szenario mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele wurde der Import von Energieträgern im Szenario „geringe Importabhängigkeit“ auf maximal 25 % des Bezugsszenarios begrenzt.

Das Szenario „Energieeffizienz“ ist durch einen reduzierten Endenergieverbrauch gekennzeichnet. Dieser wurde für Baden-Württemberg auf 446 PJ in 2050 begrenzt, was einer Reduktion um 25 % im Vergleich zum Szenario mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele entspricht. Dabei müssen in diesem Szenario auch die modellierten Potenziale zur Gebäudesanierung umgesetzt werden. In Tabelle 14 Verteilung der Transportnachfrage von Personen nach Modi von 2020 bis 2050 für die Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz ist die Veränderung der Transportleistung in Abhängigkeit des genutzten Modi zur Modellierung einer stärkeren Nutzung öffentlicher Transportmittel dargestellt. Auf Basis der Szenarioannahmen erfolgt im Szenario Energieeffizienz eine stärkere Nutzung von schienengebunden Verkehrsmitteln, die einen Teil der Transportnachfrage des motorisierten Individualverkehrs und der Transportleistung von Bussen bedienen. Das Szenario Energieeffizienz ist weiterhin dadurch gekennzeichnet, dass keine Biokraftstoffe nach Baden-Württemberg importiert werden dürfen.

Tabelle 14 Verteilung der Transportnachfrage von Personen nach Modi von 2020 bis 2050 für die Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz

Jahr	Anteil in den Szenarien Elektrifizierung und geringe Importabhängigkeit			Anteil im Szenario Energieeffizienz		
	Motorisierter Individualverkehr	Eisenbahnverkehr	Busse	Motorisierter Individualverkehr	Eisenbahnverkehr	Busse
2020	86 %	7 %	7 %	83 %	9 %	7 %
2030	85 %	8 %	7 %	82 %	11 %	7 %
2040	84 %	8 %	8 %	80 %	13 %	7 %
2050	82 %	9 %	10 %	77 %	15 %	8 %

4.2 Szenariogestützte Analyse der Energiemixe

In den nachfolgenden Abschnitten werden vergleichend exemplarische Ergebnisse der Szenarien Elektrifizierung, geringe Importunabhängigkeit und Energieeffizienz präsentiert, die als Input in die Diskussionen in den Fokusgruppen eingeflossen sind. In der Diskussion der Ergebnisse wird insbesondere auf das Untersuchungsjahr 2050 fokussiert, da dieses einerseits als Referenz für die formulierten energiepolitischen Ziele dient und andererseits in den Diskussionen innerhalb der Fokusgruppen auf dieses Meilensteinjahr fokussiert wurde.

Installierte Kraftwerksleistung und Nettostromerzeugung

Die Szenarien Elektrifizierung und geringe Importabhängigkeit weisen hinsichtlich der installierten Kraftwerksleistung und der Nettostromerzeugung starke Gemeinsamkeiten auf. Die installierte Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg ist für alle drei Energiemixe in 2050 in Abbildung 4-2 dargestellt. In Baden-Württemberg beträgt diese in 2050 im Szenario Elektrifizierung 61,2 GW. Davon entfallen etwa 83 % auf erneuerbare Energien (inkl. Pumpspeicherkraftwerke). Die verbleibende konventionelle Kraftwerksleistung wird hauptsächlich durch mit Erdgas befeuerte GuD-Kraftwerke bereitgestellt. Die installierte Kraftwerksleistung steigt in diesem Szenario im Zeitverlauf insbesondere in den letzten Meilensteinjahren, während der Zubau im Szenario geringe Importabhängigkeit zur Zielerreichung gleichmäßiger verläuft. Die Nettostromerzeugung steigt im Szenario Elektrifizierung in Baden-Württemberg in 2050 im Vergleich zu 2010 um 74 %. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung beträgt 81 % (exklusive Speicher). Davon werden knapp 31 TWh in Windkraft- und 24 TWh in Photovoltaikanlagen erzeugt.

In 2050 beträgt die installierte Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg im Szenario geringe Importabhängigkeit etwa 60 GW, was einer Steigerung von über 50 % im Vergleich zu 2040 entspricht. Photovoltaik- und Windkraftanlagen tragen mit 47,5 GW etwa 79 % zur insgesamt installierten Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg bei. Setzt man dies in Bezug zur installierten Nettoleistung in Baden-Württemberg im Jahr 2017 (Bundesnetzagentur 2017), so steigt die installierte Nettoleistung in Windkraft- und Photovoltaikanlagen um den Faktor 8,1. Mit über 6 GW (1,8 GW in 2017) steigt auch die Speicherleistung insbesondere in 2050 deutlich an. Der hohe Anteil erneuerbarer Energien an der installierten Kraftwerksleistung wird mit weiteren 3 GW (0,8 GW in 2017) in Biomasseanlagen komplettiert. Die Nettostromerzeugung steigt in Baden-Württemberg bis 2050 verglichen mit 2010 um 76 % auf knapp 85 TWh. Davon werden 58 TWh in Photovoltaik- und Windkraftanlagen erzeugt. Insgesamt beträgt der Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung im Szenario geringe Importabhängigkeit in 2050 83 %.

Im Vergleich zum Szenario geringe Importabhängigkeit ist die installierte Kraftwerksleistung im Energiemix Energieeffizienz in 2050 etwa 50 % geringer. Dennoch verdoppelt sich die installierte Kraftwerksleistung im Vergleich zu 2010. Auch in diesem Szenario können über zwei Drittel der installierten Leistung Photovoltaik- und Windkraftanlagen zugerechnet werden. Die Nettostromerzeugung steigt in diesem Szenario langfristig nur moderat an und ist in 2050 etwa 6 TWh größer als in 2010. 73 % der Nettostromerzeugung stammen jedoch auch im Szenario Energieeffizienz in 2050 aus erneuerbaren Energien (exklusive Speicher), was insbesondere auf das Treibhausgasminderungsziel in Kombination mit dem Verzicht auf die Nutzung von Carbon Capture and Storage (CCS) zurückgeführt werden kann.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

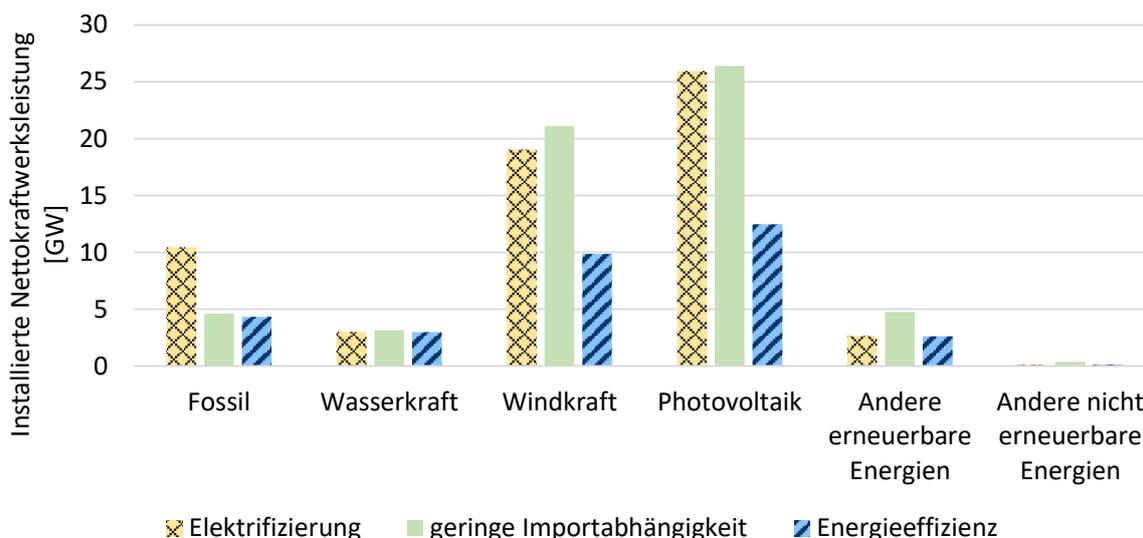


Abbildung 4-2 Installierte Nettokraftwerksleistung in Baden-Württemberg in 2050 nach Energieträgern im Vergleich der drei Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz

Verkehr und Elektromobilität

In Abbildung 4-3 ist die Anzahl der Pkw in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Vergleich der drei Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz dargestellt. Entsprechend der Annahmen aus Tabelle 14 Verteilung der Transportnachfrage von Personen nach Modi von 2020 bis 2050 für die Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz zur stärkeren Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel ist die Anzahl der Pkw im Szenario Energieeffizienz von 2020 bis 2050 etwa 4 % bis 5 % niedriger als in den beiden übrigen Szenarien.

Die angenommene Kostenreduktion der Elektrofahrzeuge (batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)) im Szenario Elektrifizierung führt bereits in 2030 zu einem Ausbau der BEV-Kapazitäten, deren Anteil am gesamten Fahrzeugbestand knapp 5 % beträgt. In 2040 steigt der Anteil der BEV auf etwa 37 % und in 2050 ist die komplette Fahrzeugflotte elektrifiziert, wenn auch Plug-In Hybride (PHEV) berücksichtigt werden. Auch im Energieeffizienzscenario kommt der Elektromobilität aufgrund der modellexogenen Vorgaben zur Reduktion des Endenergieverbrauchs eine große Bedeutung zu. Im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario findet der Umstieg auf BEV später statt und ist in 2040 auch schwächer ausgeprägt, da der Anteil von BEV nur etwa 29 % beträgt. In 2050 steigt der Anteil von BEV im Energieeffizienzscenario auf 86 %. Unter Berücksichtigung der PHEV wird aber auch in diesem Szenario der komplette Fahrzeugbestand in 2050 elektrifiziert. Im Gegensatz zu den beiden anderen Szenarien werden BEV im Szenario geringe Importabhängigkeit nicht genutzt. Stattdessen werden Fahrzeuge mit Hybridantrieben oder PHEV bei einer weiterhin hohen Nutzung von Diesel- und Benzinfahrzeugen verwendet. Der Stromanteil am gesamten Endenergieverbrauch des Transportsektors in Baden-Württemberg beträgt aber auch im Szenario geringe Importabhängigkeit 49 % in 2050. Weiterhin wird in diesem Szenario mit 49 % am Endenergieverbrauch der höchste Anteil von Biokraftstoffen erreicht. Im Szenario Elektrifizierung beträgt der Anteil von Biokraftstoffen am Endenergieverbrauch des Transportsektors 39 % in 2050, während im Energieeffizienzscenario

der Biokraftstoffanteil 13 % beträgt. Obwohl in den Szenarien Elektrifizierung und Energieeffizienz Pkw weitestgehend elektrisch betrieben werden, ist der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch des Transportsektors mit 47 % bzw. 48 % geringfügig niedriger als im Szenario geringe Importabhängigkeit.

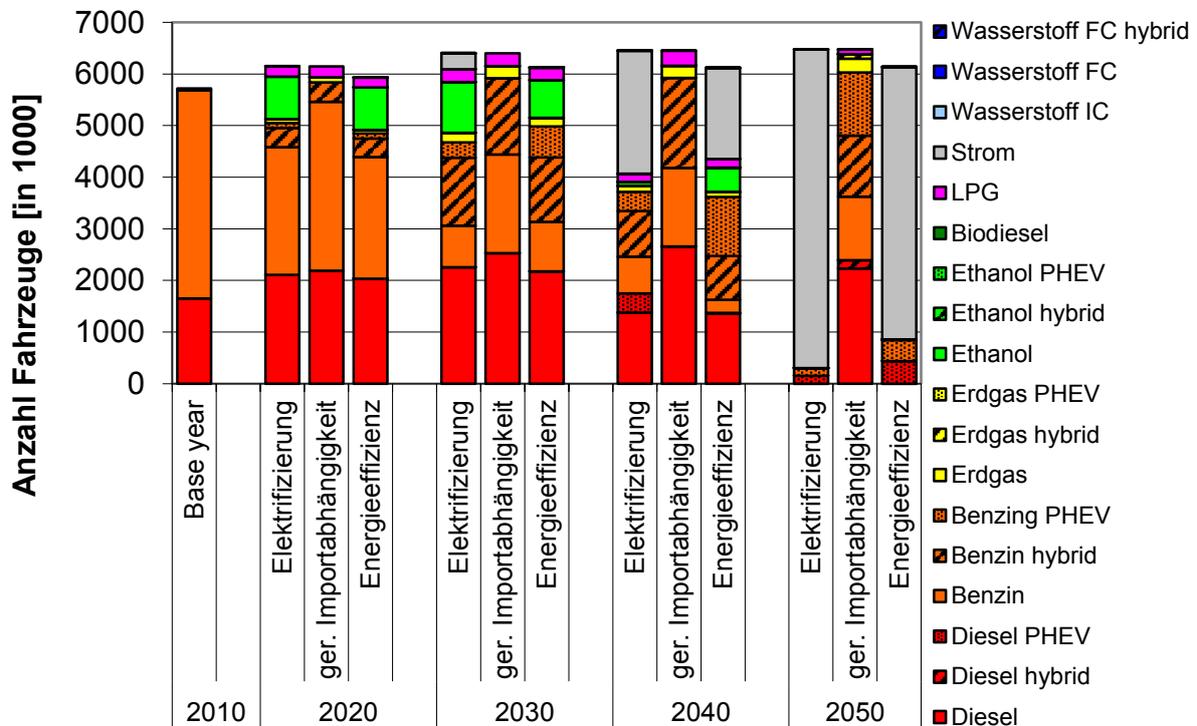


Abbildung 4-3 Anzahl der Pkw in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Vergleich der Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz von 2010 bis 2050

Wohngebäude und Wärmebereitstellung

In den Szenarien geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz werden die verfügbaren Energieeinsparungen durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle langfristig ausgeschöpft. Während dies im Szenario Energieeffizienz auf die modellexogene Vorgabe zur starken Sanierung zurückzuführen ist, erfolgt die Sanierung im Szenario geringe Importabhängigkeit primär zur Reduktion des Endenergieverbrauchs. Demgegenüber werden die Sanierungspotenziale im Szenario Elektrifizierung für im Optimierungszeitraum neu errichtete Einfamilienhäuser nicht vollständig ausgeschöpft, da diese bereits einen vergleichsweise geringen spezifischen Heizbedarf aufweisen und eine weitergehende energetische Optimierung entsprechend hohe Kosten verursachen würde.

Hinsichtlich der Wärmebereitstellung sind die Szenarien geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz durch hohe Anteile von Wärmepumpen zur Bereitstellung der Raumwärme gekennzeichnet. In 2050 werden über 80 % der neu gebauten Ein- und Mehrfamilienhäuser im Szenario geringe Importabhängigkeit durch Wärmepumpen beheizt (Umgebungswärme und Geothermie sind in Abbildung 4-4 unter erneuerbare Energien zusammengefasst). Darüber hinaus werden Wärmepumpen in über 50 % der Mehrfamilienhäuser im Bestand genutzt. Demgegenüber bleibt der Wärmepumpenanteil sowohl in städtischen als auch in ländlichen Einfamilienhäusern mit knapp unter 15 % vergleichsweise gering. Auch im Szenario

Energieeffizienz wird die überwiegende Anzahl der Neubauten mit Wärmepumpen ausgestattet. Im Vergleich zum Szenario geringe Importabhängigkeit bleibt die Nachrüstung von Wärmepumpen im Gebäudebestand mit etwa 5 % in 2050 deutlich niedriger. Im Elektrifizierungsszenario erreichen Wärmepumpen einen maximalen Anteil von 18 % an den genutzten Heizungssystemen in Einfamilienhaus Neubauten. Letztlich ist der Anteil elektrischer Heizungssysteme aber vergleichbar zu den übrigen Szenarien, da in diesem Szenario verstärkt direktelektrische Heizungssysteme verwendet werden. Dies kann auf die Nebenbedingung zur Steigerung des Stromanteils am Endenergieverbrauch zurückgeführt werden. Diese führt dazu, dass statt Wärmepumpen direktelektrische Heizungssysteme verwendet werden, da aufgrund des niedrigeren Wirkungsgrades im Vergleich zur Leistungszahl von Wärmepumpen zur Bereitstellung der Energiedienstleistung mehr Endenergie eingesetzt werden muss. Dieser Effekt wird auch anhand des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden deutlich. 2050 ist der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden mit über 60 % deutlich größer als in den übrigen Szenarien. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme trägt darüber hinaus im Szenario geringe Importabhängigkeit zu einer hohen Ausnutzung der verfügbaren Energieträger bei.

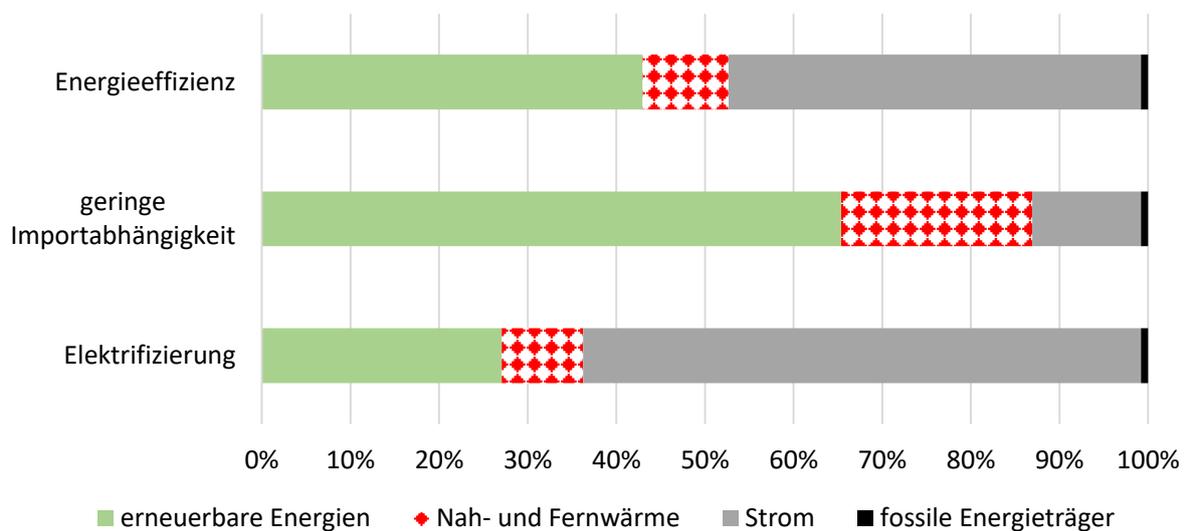


Abbildung 4-4 Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden in Baden-Württemberg in 2050 nach Energieträgern

Flächenbedarf

Der Flächenbedarf in Baden-Württemberg in den drei Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz ist in Tabelle 15 für das Jahr 2050 einander gegenübergestellt. Hinsichtlich des Flächenbedarfs für Windkraft- und Photovoltaikanlagen unterscheiden sich die beiden Szenarien Elektrifizierung und geringe Importabhängigkeit nur geringfügig, da einerseits ein hoher Anteil von Strom am Endenergieverbrauch per Definition zu erreichen ist und andererseits die lokale Erzeugung bei stark beschränkter Möglichkeit zum Import alternativer Energieträger die primäre Option zur Bereitstellung der Endenergienachfrage ist.

Demgegenüber beträgt der Flächenbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Szenario Energieeffizienz etwa 50 % des Flächenbedarfs der übrigen Szenarien, da der Endenergieverbrauch in diesem Szenario insgesamt geringer ist.

Hinsichtlich des Flächenbedarfs für Biomasse erscheint das Ergebnis des Szenariovergleichs zunächst kontraintuitiv, da das Szenario geringe Importabhängigkeit den geringsten Flächenbedarf aufweist. Dies kann jedoch darauf zurückgeführt werden, dass in TIMES PanEU verschiedene Biomassepotenziale zu unterschiedlichen Kosten modelliert sind. Im Szenario geringe Importabhängigkeit werden insbesondere hölzerne Biomassepotenziale genutzt, die einen höheren Energieertrag pro Fläche zu höheren Kosten ermöglichen. Wird die genutzte Energiemenge als Vergleichsgröße herangezogen, stellt sich das erwartete Ergebnis (in PJ) der größten Biomassenutzung im Szenario geringe Importabhängigkeit ein.

Tabelle 15 Flächenbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie den Anbau von Biomasse in den Szenarien Elektrifizierung, geringe Importabhängigkeit und Energieeffizienz in Baden-Württemberg in 2050

Flächenbedarf [km ²]	Elektrifizierung	geringe Importabhängigkeit	Energieeffizienz
Windkraft	1,9	2,1	1,0
Photovoltaik	233,4	237,5	112,2
Biomasse	3.909,5 (38 PJ)	1.726,2 (87 PJ)	2.716,0 (49 PJ)

Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Baden-Württemberg ist für den Vergleich der drei Energiemixe in Abbildung 4-5 dargestellt. Über alle Szenarien hinweg ist im Zeitraum von 2010 bis 2050 eine sinkende Entwicklung des Endenergieverbrauchs zu beobachten. Im Szenario Elektrifizierung beträgt der Endenergieverbrauch in 2050 noch etwa 65 % des Bezugswerts aus 2010 (63 % im Vergleich mit 2008). Im Szenario geringe Importabhängigkeit wird der Endenergieverbrauch in 2050 im Vergleich zu 2010 um etwa 49 % reduziert (-51 % im Vergleich zu 2008), während im Szenario Energieeffizienz eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um etwa 55 % erreicht wird (-57 % im Vergleich zu 2008). Hohe Anteile fossiler Energieträger sind über alle Szenarien hinweg bis einschließlich 2040 zu beobachten. Dieser Anteil beträgt in 2040 etwa 34 %. In 2050 werden fossile Energieträger kaum mehr als Endenergie-träger eingesetzt. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern bleibt der Beitrag erneuerbarer Energieträger zum Endenergieverbrauch über den Analysezeitraum hinweg relativ konstant. Insbesondere im Szenario geringe Importabhängigkeit ist jedoch eine Verdreifachung des Endenergieverbrauchs erneuerbarer Energien in 2050 im Vergleich zu 2010 festzustellen. Der Stromanteil am Endenergieverbrauch ist stark vom untersuchten Szenario abhängig. Während der Stromanteil im Szenario Elektrifizierung 73 % in 2050 beträgt, verzeichnet das Szenario geringe Importabhängigkeit mit knapp 50 % den geringsten Anteil. Diese Entwicklung spiegelt unter anderem die verwendeten Antriebskonzepte im Transportsektor wieder (vgl. Abbildung 4-6).

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

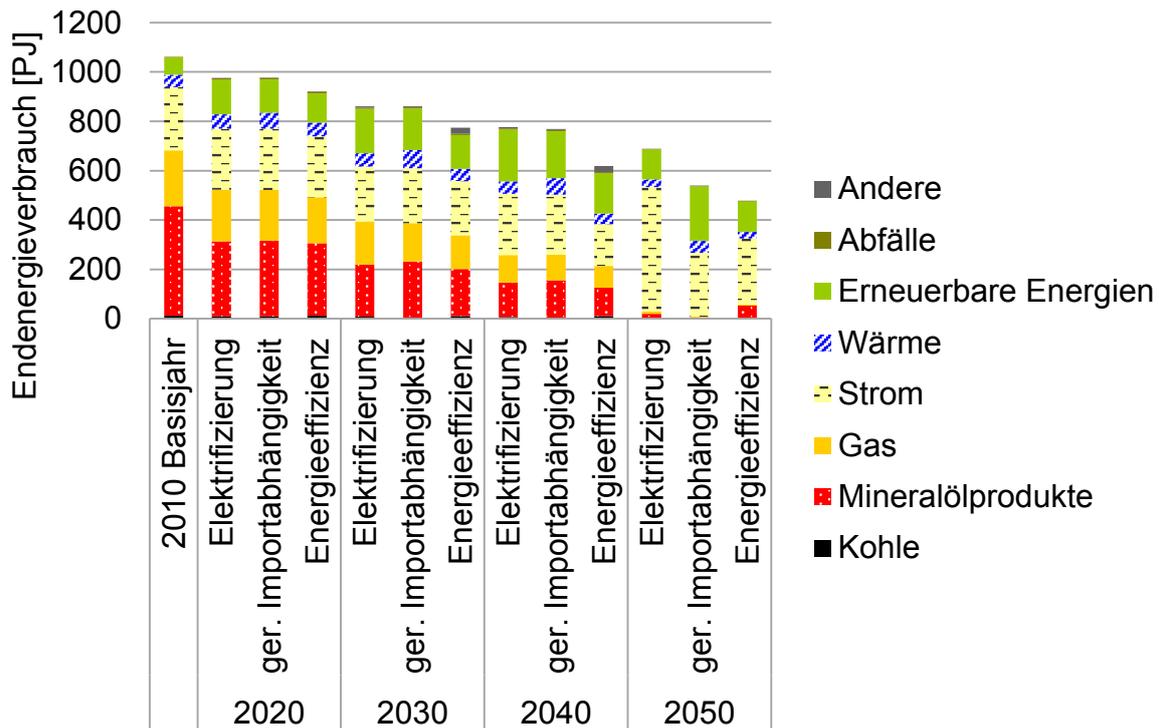


Abbildung 4-5 Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Untersuchungszeitraum für die untersuchten Szenarien

Aus der Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Abbildung 4-6 geht hervor, dass starke Verbrauchsreduktionen bis 2030 in Haushalten und im Verkehr sowie in geringerem Umfang im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen umgesetzt werden. Demgegenüber werden in der Industrie im gleichen Betrachtungszeitraum kaum Verbrauchsreduktionen erzielt. Während in Haushalten und im Verkehr langfristig (bis 2050) Energieverbrauchsreduktionen von etwa 50 % gegenüber 2010 erzielt werden, wird im Szenario „Elektrifizierung“ praktisch keine Verbrauchsreduktion in der Industrie umgesetzt. Diese Situation ändert sich im Szenario „geringe Importabhängigkeit“ und insbesondere auch im Szenario „Energieeffizienz“. Der Vergleich dieser beiden Szenarien in 2050 zeigt, dass die weitergehende Endenergieverbrauchsreduktion von 62 PJ im Szenario „Energieeffizienz“ nahezu vollständig auf die Industrie zurückzuführen ist.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

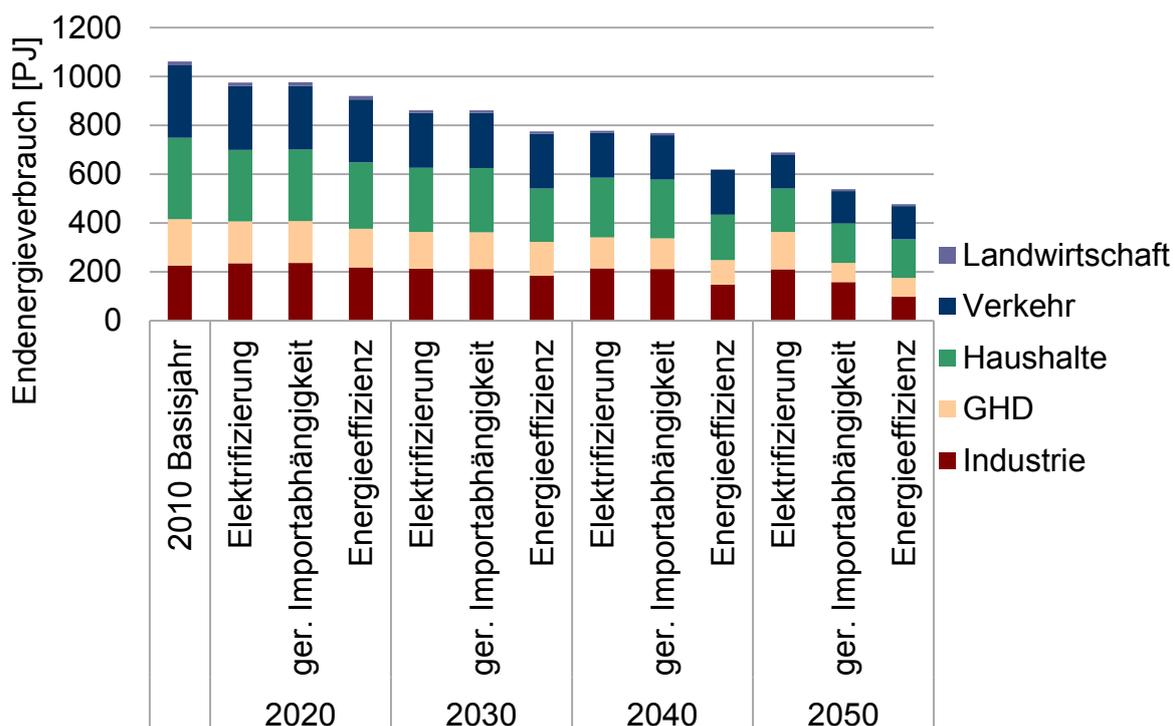


Abbildung 4-6 Endenergieverbrauch nach Sektoren in Baden-Württemberg von 2010 bis 2050

Primärenergieverbrauch

Abbildung 4-7 zeigt den Primärenergieverbrauch nach Energieträgern für Baden-Württemberg für die drei untersuchten Energiemixe von 2010 bis 2050. Über alle Szenarien hinweg ist eine rückläufige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 in Baden-Württemberg zu beobachten.³⁵ Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg sinkt bis 2050 im Szenario Elektrifizierung, ausgehend von 2010, um 38 %, im Szenario geringe Importabhängigkeit um 51 % und im Szenario Energieeffizienz um 53 %. In allen Szenarien steigt der Anteil erneuerbarer Energien über den Betrachtungszeitraum signifikant an, was unter anderem auf die angestrebte Minderung der Treibhausgasemissionen zurückgeführt werden kann. Im Szenario geringe Importabhängigkeit wirkt sich darüber hinaus auch das limitierte Importpotenzial auf die Nutzung erneuerbarer Energien aus. In diesem Szenario beträgt der Anteil nicht erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg etwa 5 % in 2050. Im Vergleich dazu beträgt der Anteil erneuerbarer Energien in 2050 im Szenario Elektrifizierung 64 % und 71 % im Szenario Energieeffizienz. Die modellexogen definierte Steigerung der Elektrifizierung führt in diesem Szenario zu hohen Stromimporten von etwa 67 TWh in 2050, wovon etwa 43 % aus dem übrigen Deutschland importiert werden.

³⁵ Dieser Trend ist teilweise auf einen Bewertungseffekt in der Bilanzierung erneuerbarer Energien zurückzuführen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

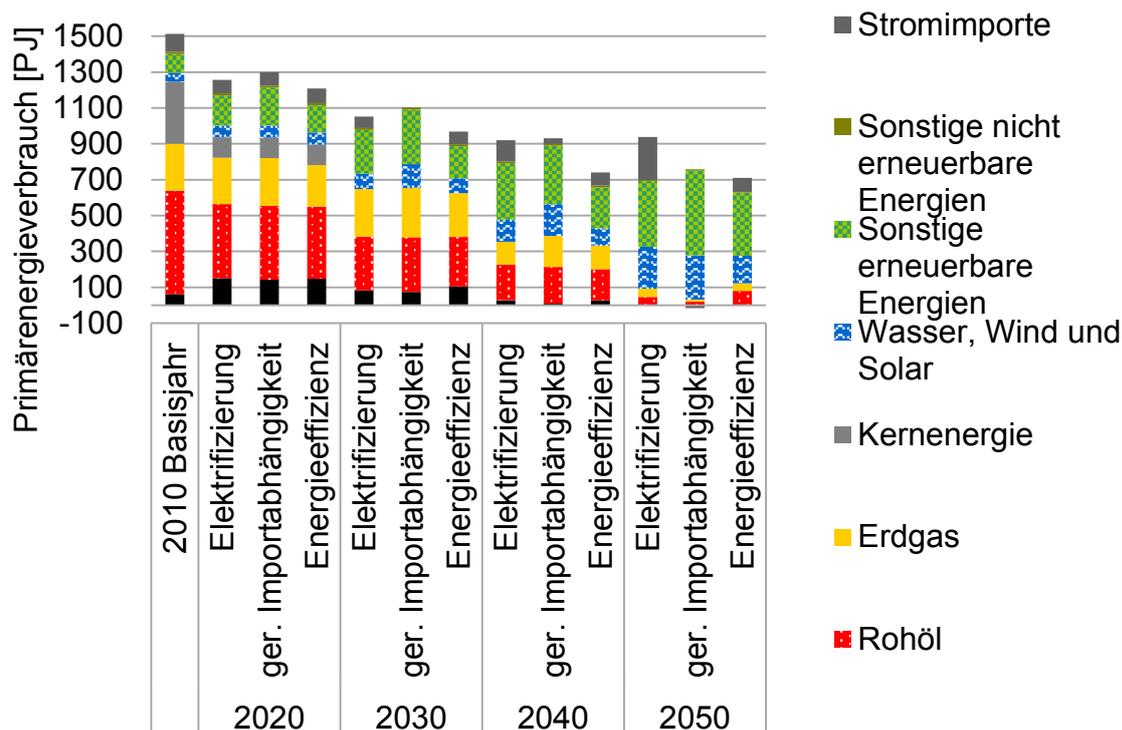


Abbildung 4-7 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Baden-Württemberg für die drei untersuchten Energiemixe von 2010 bis 2050

Systemkosten

In Tabelle 16 sind die kumulierten und diskontierten Systemkosten der drei Energiemixe als Differenz zum Szenario mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele in der EU28, Deutschland und Baden-Württemberg aufgeführt. Daraus geht hervor, dass das Szenario Elektrifizierung im Vergleich zu den übrigen Szenarien nur moderate Mehrkosten verursacht. Dies erfolgt jedoch unter der Annahme, dass die Kosten für BEV aufgrund von Skaleneffekten entsprechend stark sinken. Die höchsten Mehrkosten entstehen im Szenario geringe Importabhängigkeit, wodurch die Vorteile einer Integration Baden-Württembergs in das europäische Energiesystem hervorgehoben werden. Die Mehrkosten des Energieeffizienz Szenarios verdeutlichen, dass weitere Energieeinsparungen technisch erschlossen werden können, diese jedoch nicht notwendigerweise zu einer Senkung der Systemkosten führen und somit im Vergleich zum Bezugsszenario als ineffizient zu bezeichnen sind. Darüber hinaus erfasst das Szenario „Energieeffizienz“ nicht alle Kosten, die mit einer verstärkten Nutzung öffentlicher Transportmittel einhergehen könnten.³⁶

Tabelle 16 Differenz der kumulierten und diskontierten Systemkosten im Vergleich zum Szenario mit kostenoptimaler Erreichung der Treibhausgasminderungsziele in der EU28, Deutschland und Baden-Württemberg

³⁶ Zu den nicht erfassten Kostenkomponenten gehören beispielsweise Investitionen in das Schienennetz, wenn die vorhandenen Kapazitäten ausgeschöpft sein sollten.

	Elektrifizierung	geringe Importabhängigkeit	Energieeffizienz
Mrd. € ₂₀₁₀	4	1.303	107

4.3 Sozialwissenschaftliche Bewertung von Energiemixen: Fokusgruppen

Energieszenarien³⁷ stellen ein zentrales Instrument der Diskussion, Ausgestaltung und Kommunikation möglicher Pfade von Energiesystemtransformationen dar (Schippl, Grunwald und Renn, 2017; Acatech, 2016) und erfahren auch im gesellschaftlichen Diskurs zunehmende Aufmerksamkeit (Scheer 2017). Im Kontext angestrebter, gesellschaftlicher Transformationsprozesse sind dabei zunächst zwei grundsätzliche Konstellationen zu unterscheiden; Garb, Pulver und vanDeveer (2008) beschreiben diese als „Society in Scenarios“ beziehungsweise „Scenarios in Society“ bezeichnen.

Auf der einen Seite sollen Energieszenarien gesellschaftliche Dynamiken berücksichtigen, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass technische und ökonomische Entwicklungsmöglichkeiten maßgeblich von gesellschaftlichen Entwicklungen beeinflusst werden können. Die Abbildung und Analyse gesellschaftlicher Entwicklungspfade in technisch-ökonomischen Energieszenarien wird seit einigen Jahren verstärkt gefordert und auch zunehmend empirisch realisiert (Weimer-Jehle et al. 2016, O’Mahony 2014, Trutnevvyte et al. 2014).

Auf der anderen Seite stellen Energieszenarien ein geeignetes Medium für den gesellschaftlichen Diskurs dar, indem sie weit entfernte, mögliche Zukünfte für gesellschaftliche Akteure diskutierbar und somit zugänglich machen („Scenarios in Society“). Aus sozialwissenschaftlicher Perspektive schließt sich daran die Möglichkeit, gesellschaftliche Wahrnehmungen und Bewertungen möglicher Entwicklungspfade im Kontext zu erforschen. Anstelle von Befragungen oder Studien zur Akzeptanz einzelner Energietechnologien wird somit die Diskussion komplexere Energieportfolios oder gar Transformationsszenarien auch als eine zentrale Forschungsagenda in der Akzeptanzforschung thematisiert (Schubert et al., 2015; Demski et al., 2015). Die Autoren argumentieren, dass sozialwissenschaftliche Forschungsdesigns auf der Basis von Kombinationen Energietechnologien und mehreren Alternativen realistischere Einblicke in gesellschaftliche Präferenzen und Bewertungsmuster generiert (Fleishman et al. 2010).

Die Abbildung 4-8 zeigt, dass in diesem Projekt Forschungsansätze zu beiden Perspektiven – „Society in Scenarios“ und „Scenarios in Society“ – präsent waren. Zunächst wurden gemeinsam mit dem Konsortium exemplarisch drei Energieszenarien ausgewählt, die in Fokusgrup-

³⁷ Das ZIRIUS-Autorenteam Scheele und Scheel dankt ihrer ehemaligen Projektmitarbeiterin Regina Schröter sowie den studentischen Hilfskräften Fabienne Minn und Jan Velimsky für die Mitarbeit und Unterstützung beim Verfassen der Kapitel 4.3. und 4.4.

pen mit Bürgerinnen und Bürgern diskutiert wurden. Somit konnte eine ganzheitliche Bewertung und Kontextualisierung der Szenarien erreicht werden. Die Bewertungen und Argumentationsmuster wurden daraufhin durch das Forscherteam am ZIRIUS ausgewertet, mit den Projektpartnern ausführlich diskutiert und wurden in der finalen Erstellung der Langfristszenarien für Baden-Württemberg berücksichtigt.

Ziel der sozialwissenschaftlichen Erhebungen in diesem Projekt war es somit, Argumenten und Sichtweisen von Bürgerinnen und Bürgern im Rahmen von Fokusgruppen zu erheben und mögliche Akzeptanzmuster hinsichtlich verschiedener „Energiezukünfte“ für Baden-Württemberg zu identifizieren und zu analysieren. Konzeptionell und methodisch knüpft diese Analyse dabei an aktuelle, soziologische Akzeptanzforschung an.

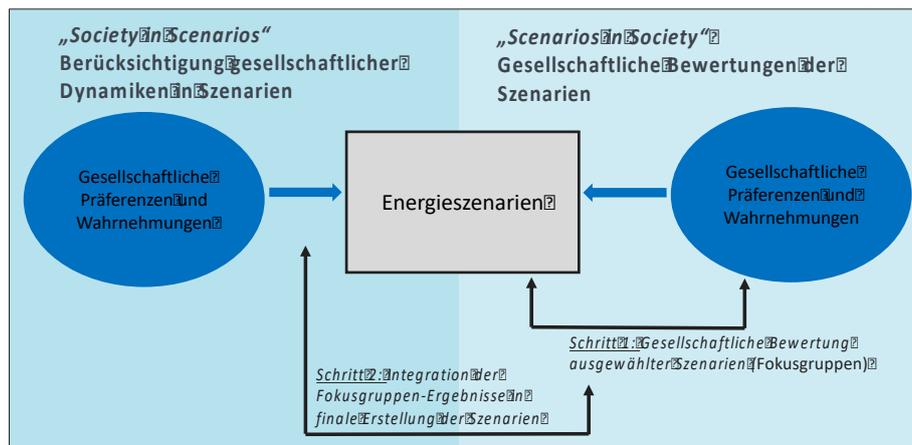


Abbildung 4-8 Einbettung des sozialwissenschaftlichen Forschungsdesigns in EnSys-BaWü (eigene Darstellung)

Die im Projekt durchgeführten Fokusgruppen thematisieren mithilfe von Energieszenarien hypothetische und noch nicht stattgefundene Zukünfte; die Analyse und Identifizierung von Akzeptanz für mögliche Ausgestaltungen des Energiesystems spielt sich daher ausschließlich auf der Bewertungs- und nicht auf der Handlungsebene ab (für diese konzeptionelle Unterscheidung siehe Schweizer-Ries et al. 2011). Auf dieser Ebene hat die Forschungsliteratur bereits wichtige Beiträge geleistet. Wüstenhagen et al. (2007) zum Beispiel unterscheiden zwischen generellen Einstellungen gegenüber Technologien oder Maßnahmen („sozio-politische Akzeptanz“) und der Akzeptanz von Bürgerinnen und Bürgern gegenüber konkret geplanten oder bereits durchgeführten Technologie-Projekten direkt im Umfeld („lokale Akzeptanz“). In Bezug auf sozio-politische Akzeptanz identifizieren Sonnberger und Ruddat (2017) Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit, wahrgenommene Vorteile, Kosten und Risiken, Vertrauen in Entscheidungsträger und Beteiligungsverhältnisse sowie Ortsverbundenheit. Im Gegensatz zu den vorliegenden Analysen der Fokusgruppen beschäftigt sich die bisherige Akzeptanzforschung jedoch hauptsächlich mit der Bewertung einzelner Energie-Technologien, wie etwa Windkraft im Beitrag von Sonnberger und Ruddat (2017) – nicht aber mit komplexen Lebenswelten, in denen neben Technologien auch gesellschaftliche Werte und Akteurskonstellationen für die Bewertung bedeutsam sind. Scheer et al. (2017) beschäftigen sich mit der Frage, welche Bewertungskriterien Bürgerinnen und Bürger bei einer Beurteilung einzelner Technologien anwenden und inwieweit diese Kriterien auch bei der Bewertung ganzer Energieportfolios einer Rolle spielen. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass im Gegensatz zu den

heterogenen Kriterien der Bewertung einzelner Technologien, häufig homogenere Kriterien zu Bewertung der Portfolios hinzugezogen werden. Demski et al. (2015) argumentieren, dass Argumente und Sichtweisen von Bürgerinnen und Bürger zu komplexeren Transformationspfaden („whole-system lens“) verschiedenen Werte-Clustern unterliegen, auf die Bürgerinnen und Bürger als „kulturelle Ressourcen“ bei der Bewertung ganzheitlicher Systemwechsel zurückgreifen.

Die folgenden Analysen bauen auf diese Forschungsliteratur auf. Nachdem zunächst kurz das methodische Vorgehen erläutert wird, werden die empirischen Ergebnisse der Fokusgruppen strukturiert nach zwei Forschungsfragen dargelegt: (1) Welche Sichtweisen und Argumentationen werden in Bezug auf die in den Fokusgruppen diskutierten drei Szenarien von den Bürgerinnen und Bürgern vorgebracht, und (2) welche Szenario-übergreifenden Bewertungsmuster lassen sich daraus identifizieren.

Methodisches Vorgehen in den Fokusgruppen

Fokusgruppen sind moderierte, leitfadengestützte Gruppeninterviews mit einer begrenzten Zahl an Teilnehmern (Zwick und Schröter, 2012: 24). Im Mai 2017 wurden vier Fokusgruppen mit insgesamt 35 Teilnehmerinnen und Teilnehmern durchgeführt, zwei davon in Stuttgart und zwei in Karlsruhe. Um auch Berufstätigen die Teilnahme zu ermöglichen, fanden die Fokusgruppen jeweils an einem Wochentag abends über einen Zeitraum von drei Stunden (inklusive Pause) statt. Um Einschätzungen und Bewertungen von Bürgerinnen und Bürgern aus städtischen und ländlichen Gebieten zu repräsentieren, wurden in Karlsruhe und Stuttgart jeweils eine Gruppe mit Teilnehmenden gebildet, die in der Stadt wohnen; die zweite Gruppe setzte sich aus Menschen zusammen, die in einer Gemeinde des jeweiligen Großraums leben. Für die Rekrutierung der Fokusgruppen wurde darauf geachtet, Teilnehmerinnen und Teilnehmer mit unterschiedlichen soziodemographischen Merkmalen zu gewinnen. Für die Anwerbung wurde ein Rekrutierungsbüro beauftragt. Unter den Teilnehmenden waren 17 Frauen und 18 Männer mit einem Altersdurchschnitt von 38 Jahren (jüngste Teilnehmerin 22, älteste Teilnehmerin 68 Jahre).

Als Grundlage für die Diskussionen in den Fokusgruppen dienten Materialien („Stimuli“), die den Teilnehmenden eine Woche vor der jeweiligen Veranstaltung per Email zur Verfügung gestellt wurden. Die Materialien basierten auf eigens für die Fokusgruppen erstellten Analysen, die in Zusammenarbeit zwischen DLR, IER und ZIRIUS entstanden. Als Ergebnis dieser Analysen wurden im Material drei Szenarien präsentiert. Alle drei Szenarien gewährleisteten eine kostenoptimale Erreichung von 80 % THG-Minderung in der EU-28 und 90 % THG-Reduktion in DE und Baden-Württemberg, jedoch mit unterschiedlichen Schwerpunkten:

1. *„Energieimportunabhängiges Baden-Württemberg“*: Max. 25 % der Primärenergieimporte des Basis-Szenarios;
2. *„Elektrifiziertes Baden-Württemberg“*: Höherer Stromanteil am Endenergieverbrauch, Stromimporte möglich;
3. *„Energieeffizientes Baden-Württemberg“*: Weitere Reduktion des Endenergieverbrauchs im Vergleich zum Basis-Szenario, Stromimporte möglich, ÖPNV-Ausbau.

Für die Präsentation der komplexen Inhalte der Szenarien wurden zwei Darstellungsformen kombiniert. Zum einen wurden die drei Szenarien anhand eines narrativen Textes dargestellt,

die möglichen Auswirkungen der jeweiligen Szenarien auf den Alltag wurden hier anhand der „Modellfamilie Müller“ mit mehreren Generationen veranschaulicht. Zusätzlich erhielten die Teilnehmenden eine graphische Darstellung der Kernpunkte der jeweiligen Szenarien, differenziert nach den unterschiedlichen Einsatzbereichen von Energie, d.h. Stromversorgung, Wärmeversorgung und Mobilität. Beide Materialien befinden sich im Anhang A.4.3. Neben dem Forscherteam des ZIRIUS waren bei allen Fokusgruppen jeweils ein Projektpartner des DLR bzw. des IER als Modell-Experte anwesend. Diese Projektpartner waren an der Erstellung der jeweiligen Szenarien beteiligt und konnten somit den Teilnehmenden bei Bedarf Fragen zum Erstellungshintergrund der Szenarien beantworten.

Die Diskussionen in den Fokusgruppen waren in zwei Phasen unterteilt (Abbildung 4-9): Im ersten Teil wurden die Teilnehmenden gebeten, sich auf einem großen Dreieck (Flipchart) dem Szenario zuzuordnen, das sie sich am besten für ihren persönlichen Alltag vorstellen können. Die Positionierung mit bunten Klebepunkten auf einem Dreieck ermöglichte den Teilnehmenden, sich auch zwischen zwei Szenarien oder gar in der Mitte zu positionieren. Daraufhin leitete der Moderator strukturierte Erörterungen und Vergleiche der drei Szenarien mit den Teilnehmern. Nach dieser Diskussionsrunde wurden die Teilnehmenden im zweiten Teil aufgefordert, sich erneut – mit einem anders farbigen Klebepunkt – auf dem Dreieck zu verorten und anschließend ihre Veränderung oder konstante Bewertung zu erläutern. Die Fokusgruppen endeten jeweils mit einer Diskussionsrunde zu eigenen Ideen und Visionen über die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems in Baden-Württemberg und Deutschland.

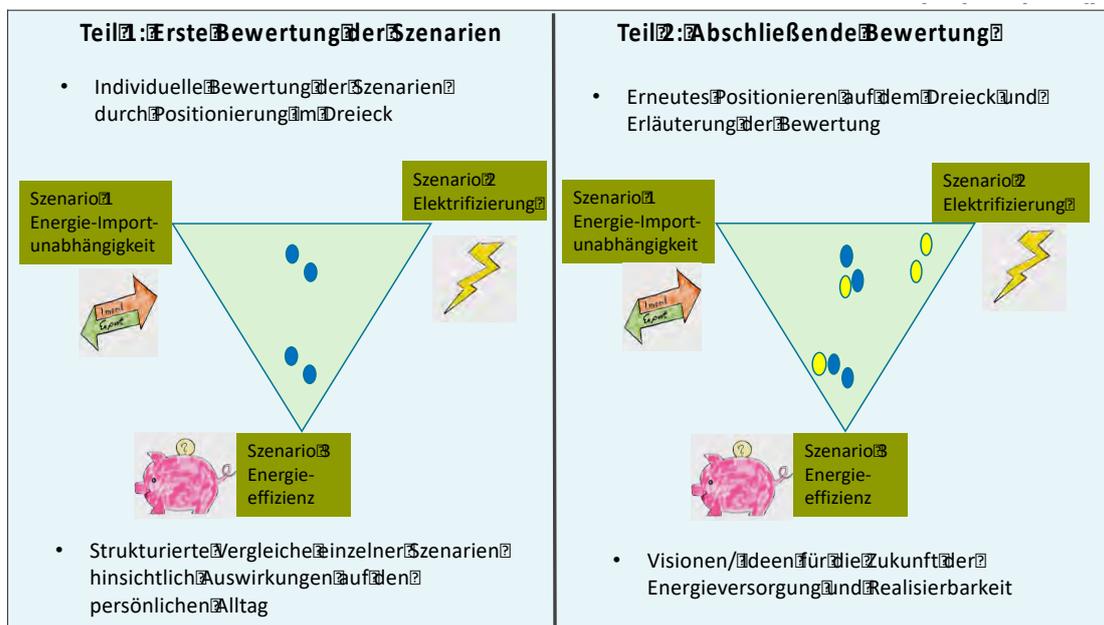


Abbildung 4-9 Ablauf und Design der Fokusgruppen (eigene Darstellung)

Die Diskussionen aller Fokusgruppen wurden digital aufgezeichnet und im Anschluss an die Fokusgruppen wörtlich transkribiert, in das Software-Programm MAXQDA eingelesen und ausgewertet. Die Auswertung erfolgte mit Hilfe eines Codier-Schemas. Diese gab die grundlegenden Fragen des Projekts, etwa der Vergleich der Szenarien in einzelnen Punkten deduktiv vor, konnte aber auch um spezielle Aspekte induktiv ergänzt werden, beispielsweise, wenn sich in der Analyse spezifische Indikatoren ergaben, die sich im Vorfeld der Auswertung nicht

als relevant abzeichneten. Das Forscherteam erarbeitete dafür zunächst eine gemeinsame Code-Struktur, in der einzelne Faktoren zur Auswertung der Diskussionen aufgelistet waren. Die Transkripte aller Fokusgruppen wurden daraufhin von insgesamt vier Personen³⁸ individuell codiert. In einem gemeinsamen Prozess wurden die individuellen Codierungen der Forscher diskutiert, Übereinstimmungen und Diskrepanzen³⁹ in den Codierungen analysiert und eine gemeinsame Codierung entwickelt. Insgesamt wurde das Material anhand von rund 1000 einzelnen Codes systematisch analysiert.

Szenario-spezifische Analyseergebnisse

Aus den Diskussionen der Fokusgruppen ist zunächst zu entnehmen, dass sich die Teilnehmenden unterschiedlicher Wissensbestände bedienen, um ihre Bewertungen zu formulieren (Tabelle 17). Auffällig ist dabei, dass sich die Teilnehmenden für Ihre Bewertungen relativ selten auf die narrativen Beschreibungen und die schematischen Abbildungen beziehen. Persönliche Erlebnisse sowie Erfahrungen durch Peers scheinen in den Bewertungen der Szenarien eine zentralere Rolle zu spielen.

Wissensbestände	Beispiele in den Fokusgruppen
Stimulus für Teilnehmende (Narrative und Abbildung je Szenario)	<i>„[B]eim Szenario drei sehe ich das kritisch, dass die Häusersanierung von oben herab wieder diktiert wird (...). Das steht ja hier im Szenario so auch, dass der Herr Müller sein Haus sanieren musste, aber er sich eigentlich damit noch ein bisschen Zeit lassen wollte.“</i>
Persönliche Erlebnisse/ Erfahrungen	<i>„Ich komme vom Land (...). Und ich stelle fest, da gibt es jetzt mittlerweile nur noch 2 oder 3 Großbauern, früher noch ungefähr 20 oder 25 Kleinbauern. Es ist alles Monokultur. Es gibt eine Biogasanlage, es gibt keinen Fruchtwechsel mehr (...).“</i>
Professionelles Wissen	<i>„(...) was mich so ein bisschen stört, dass zum Beispiel diese Maßnahmen wie Dämmung (...) quasi so stark gefördert sind, (...) wir hatten das jetzt in der Uni, (...) das macht jetzt nicht bei allen Häusern so viel Sinn, weil man dann irgendwie wieder klimatisieren muss und kühlen muss und so weiter.“</i>
Erfahrungen durch „Peers“	<i>„Ein Kumpel hat jetzt in Sindelfingen eine Solaranlage sich aufs Dach bauen [lassen]. Und der [ist] sehr begeistert.“</i>
Wissen aus weiteren Quellen	<i>„Es ist eine gute Kombination, E-Mobilität-Ausbau, öffentliche Verkehrsmittel und Begrenzung von diesem Individualverkehr. (...) Weil wir haben hier natürlich das alles vor Augen in Stuttgart mit diesen Fahrverboten, die in der Presse jetzt kursieren.“</i>

Tabelle 17 Wissensbestandteile zur Bewertung der Szenarien (eigene Darstellung)

Im Folgenden werden nun die inhaltlichen Bewertungen der Teilnehmenden qualitativ analysiert. Im **Szenario 1 „Energieimportunabhängiges Baden-Württemberg“** wird die Idee der Importunabhängigkeit Baden-Württembergs von den Teilnehmenden mehrheitlich kritisch betrachtet. In den Diskussionen kristallisierten sich zwei unterschiedliche Positionen heraus. Die

³⁸ Die Personen waren Ricarda Scheele, Regina Schröter, Fabienne Minn und Jan Velimsky (beide studentische Hilfskräfte am ZIRIUS).

³⁹ Diskrepanzen in der Codierung resultierten aus der Schwierigkeit, verschiedene Codes inhaltlich klar voneinander zu trennen. Als Beispiel enthält die Code-Liste sowohl die Kategorien „Akzeptabilität von Zukünften“ als auch „NIMBY-Tendenzen“; hier gab es häufig Überschneidungen in der Codierung.

Mehrheit der Teilnehmenden empfindet eine Importunabhängigkeit als nicht erstrebenswertes Ziel für ihr Bundesland. Im Gegenteil wird argumentiert, dass die Stromerzeugung, gerade in Bezug auf erneuerbare Energien in besonderem Maße standortabhängig sei und die Standortwahl nicht von politischen Entscheidungen abhängig sein dürfe. Viele Teilnehmende sprechen sich dafür aus, deutschland- oder gar europaweite Erzeugungsstandorte zu nutzen, die hohe und stabile Erträge versprechen. Aus Sicht der Teilnehmenden über alle Fokusgruppen hinweg sind dies vor allem Flächen in Norddeutschland; hier, so die Teilnehmenden, sei auch die Bevölkerungsdichte nicht so hoch wie in Baden-Württemberg. Raumnutzungskonflikte im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden besonders häufig angeführt; so könne nach Meinung der Teilnehmenden dieses Szenario auch zu Abhängigkeiten in anderen Bereichen führen, da notwendige Flächen für den Anbau von Lebensmitteln wegfielen oder beispielsweise den Tourismus beeinträchtigen.

Weiterhin werden die Kosten des verstärkten Ausbaus von Energieproduktionsstätten in BW kritisch betrachtet. Teilnehmende sehen dabei übergreifende technische Lösungen im großen Maßstab als kosteneffizienter als „kleine“, dezentrale Ansätze. Ein Teilnehmer erklärt:

„Also mich stört diese Importunabhängigkeit. Weil ich denke, alles, was man gemeinsam im Großen macht, ist bei der Ausführung oder bei der Durchführung billiger, als wie, wenn jeder klein-klein vor sich hin wirtschaftet. Außerdem denke ich (...) zum Beispiel [an] die Nordländer bei uns, das Meer, Ebbe und Flut gibt es immer, so Gezeitenkraftwerk zum Beispiel. [Da] hat man gar nicht das Risiko, dass mal drei Tage kein Wind geht oder einen Monat keine Sonne scheint.“ (Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung)

Einige wenige Teilnehmende sehen eine politische Unabhängigkeit Baden-Württembergs von der Zulieferung von Energieträgern aus anderen Teilen Deutschlands aber auch international als Vorteil. Importunabhängigkeit wird dabei direkt mit einer verbesserten Versorgungssicherheit in Verbindung gebracht, da so leichter Ausfälle kompensiert werden könnten. So wird eine verstärkte Eigenproduktion und der Ausbau der Infrastruktur in BW unter Sicherheitsaspekten betrachtet, nicht jedoch als grundsätzliche Verantwortung im gesamtdeutschen Kontext der Energiewende. Ein Teilnehmer erläutert:

„(...) Und dann [denke ich; R. S.] mir auch zu Szenario Nummer eins auch, dass man im Prinzip auch schauen muss, dass [man] von anderen Ländern, sage ich mal, oder Bundesländern etwas unabhängiger ist. Dass man auch selber (...) produziert. Und wenn, sage ich mal, in anderen Bundesländern das Ganze produziert, die Energie produziert wird, wenn da irgendwas passiert, dann ist man eigentlich sofort (...) ohne Energie. (...)“ (Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung)

Abschließend ist festzuhalten, dass die Bewertungen dieses Szenarios besonders durch lokale Effekte in Form von Landnutzung und resultierenden volkswirtschaftlichen Effekten geprägt sind. Technische Möglichkeiten, wie etwa Windkraft, werden dabei weniger aus ökologischer oder gesundheitlicher Perspektive betrachtet.

In den Diskussionen zu **Szenario 2 „Elektrifiziertes Baden-Württemberg“** werden neben der Elektromobilität auch grundsätzliche Aspekte der Stromerzeugung und -speicherung thematisiert – ein Thema, das auf Grund der Fokussierung auf Elektrifizierung für die Teilnehmenden eine große Rolle spielt.

Zwar sehen es viele Teilnehmende als positiv, dass Strom durch den Ausbau von Photovoltaik an den Orten seines Verbrauchs erzeugt werden kann, ohne dass große Infrastrukturen nötig sind. Dem Einsatz von Batteriespeichern, die in diesem Szenario eine wichtige Rolle spielen,

stehen viele Teilnehmende jedoch kritisch gegenüber. Einerseits sehen sie die Technologie als noch nicht ausgereift an; andererseits fürchten sie ökologische Belastungen bei der Herstellung und späteren Entsorgung, wie es zum Beispiel eine Teilnehmerin formuliert:

„Ja, was ich noch gar nicht gesagt habe, ist, dass ich mir überlegt habe, wie viel seltene Erden es eigentlich braucht, um bei Szenario zwei die ganzen/ diese Mengen an Batteriespeichern, die ja nicht so total viel Energie speichern können, und das dann auch über längere Zeiträume, also da habe ich auch so meine Bauchschmerzen (...) Aber mit Stromspeichern, da, ja, das wird wahrscheinlich aus meiner Sicht nie richtig funktionieren.“ (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt)

Auch das Thema Versorgungssicherheit wird von den Teilnehmenden in Bezug auf eine verstärkte Elektrifizierung mit Sorge betrachtet:

„(...) [W]enn jetzt irgendwann mal das Stromnetz zusammenbrechen würde und ich abhängig bin vom Strom, habe ich natürlich ein Problem.“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)

Diskutiert wird im Rahmen dieses Szenarios auch der Einsatz von Smart-Metern bzw. Smart-Home-Technologien. Einerseits werden diese Technologien durchaus als Quelle wichtiger Informationen betrachtet, die zum Stromsparen anreizen können; auch wird es als Instrument des Lastmanagements anerkannt. In den Diskussionen werden jedoch immer wieder Sorgen im Hinblick auf die Datensicherheit vorgebracht. Viele Teilnehmende stehen dabei den Potenzialen und Einschränkungen der Automatisierung ambivalent gegenüber, wie etwa dieses Statement verdeutlicht:

„Nur kurz zu dem Smart Meter, also ich glaube, so grundsätzlich, wenn wir dann in 30 Jahren (...) sind, dann läuft das Ganze automatisch. Also du gibst einfach nur noch deine Präferenzen ein und der Rest läuft so mehr oder weniger automatisch (...). irgendwann musst du da gar nichts mehr machen, das geht quasi von alleine (...)“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)

Zusammenfassend wird das Szenario 2 durch die Bürgerinnen und Bürger vor allem unter einzeltechnologischen Gesichtspunkten bewertet. Ökologische Folgen, aber auch Befürchtungen zur Versorgungssicherheit stehen dabei im Vordergrund.

Das **Szenario 3 „Energieeffizientes Baden-Württemberg“** übt mit seinen Schwerpunkten Energieeffizienz und -suffizienz, aber auch mit einem stärkeren Stellenwert des ÖPNV für den Individualverkehr einen besonderen Reiz auf die Teilnehmenden aus. Während die Diskussionen der beiden anderen Szenarien häufig von Fragen der Sinnhaftigkeit und Relevanz des jeweiligen Ansatzes geprägt sind, stehen hier vorrangig Fragen der Umsetzbarkeit im Vordergrund. In den Argumentationen der Teilnehmenden lassen sich dabei grundsätzliche Dilemmata identifizieren. Zum einen erachten die Teilnehmenden das Szenario als *„am schnellsten umsetzbar“* und *„als Basis für alle anderen Szenarien“* (Fokusgruppen 1 und 3, Stuttgart Stadt, Karlsruhe Stadt). Auch äußern viele Teilnehmende den Wunsch nach mehr Effizienz- und Einsparungsmaßnahmen in ihrem persönlichen Alltag. Sie heben dabei die Einsparungen an Stellen, die eine Verschwendung von Strom vermeiden (z.B. Licht anlassen), aber auch Einsparungen durch neue und effizientere Technologien hervor. Die Wirksamkeit neuer Technologien wird jedoch mit dem Verweis auf potenzielle Rebound-Effekte, aber auch auf Grund der mit der Umsetzung teilweise verbundenen hohen Kosten, kritisch eingeschätzt.

Die Teilnehmenden sind sich in den Diskussionen auch durchaus der Begrenztheit ihrer eigenen Möglichkeiten bewusst und argumentieren: *„Wir können nicht alles beeinflussen“* (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt), oder auch *„Das [persönliche Einschränkungen, R.S.] wird nicht reichen“* (Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung). Vor dem Hintergrund dieses Konflikts zwischen Not-

wendigkeit und Wirksamkeit von Maßnahmen diskutieren die Teilnehmenden in den Fokusgruppen vor allem Maßnahmen, die aus ihrer Sicht Vorrang haben sollten. Maßnahmen, die auf eine freiwillige Verhaltensänderung setzen, werden dabei von der Mehrheit der Teilnehmenden kritisch bewertet, da sie die daraus resultierenden gesellschaftlichen Verhaltensänderungen für unwahrscheinlich halten. Aber auch restriktive Maßnahmen werden kritisiert, da sie als Eingriff in die persönliche Autonomie aufgefasst werden – gerade im Bereich der Mobilität. So argumentiert eine Teilnehmerin:

„Also ich finde auch, (...) dass halt Energieeffizienz an sich halt gut ist, wenn man weniger braucht, aber ich finde halt, es kommt drauf an halt, wie das gestaltet wird. Also, dass halt nicht von der Politik vorgegeben wird, man muss jetzt das und das machen. Sozusagen das Haus dämmen, wenn das halt nicht immer sinnvoll ist. Sondern dass man halt drauf achtet, dass man für die einzelnen Haushalte speziell halt sinnvolle Maßnahmen (...) umsetzt“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)

Die Bewertungen des Szenarios 3 sind somit deutlich durch Argumentationen zu individuellen ökonomischen Effekten geprägt. Gleichzeitig werden aber auch gesamtgesellschaftliche Verteilungen von Chancen und Risiken sowie politische Interventionsmechanismen angesprochen.

Szenario-übergreifende Analyseergebnisse

Die von den Bürgerinnen und Bürgern herangezogenen Bewertungskriterien für die drei Szenarien sind vielschichtig und zeigen eine Bandbreite von Faktoren, die auch in Forschungen zur Technik- und Risikowahrnehmung wiederzufinden sind (Scheer et al. 2017, Sjöberg 2002). Aus den Diskussionen der Fokusgruppen wird jedoch auch deutlich, dass Bürgerinnen und Bürgern bei einer vergleichenden Bewertung der drei Szenarien auch Abwägungsprozesse und Priorisierungen vornehmen müssen.

Um dies zu verdeutlichen werden nun zunächst eine Reihe von Themen besprochen, die in allen Fokusgruppen und über die drei Szenarien hinweg besonders intensiv von den Teilnehmenden diskutiert wurden und somit davon ausgegangen werden kann, dass diese Themen besonders wichtig für die Bewertungen der Szenarien sind. Im Anschluss daran werden Abwägungsprozesse auf der Basis von Werteclustern besprochen, die von den visuellen (pre-post) Bewertungen der Szenarien im Rahmen der Fokusgruppen unterstützt werden.

Die in den Szenarien implizierten **Landnutzungseffekte** (vor allem für die Nutzung durch erneuerbare Energien) in allen Fokusgruppen ein dominantes Element. Insbesondere mit Blick auf Szenario 1 und 2 wird die verstärkte Landnutzung durch den Ausbau der Windkraft beanstandet. So stellt ein Teilnehmer fest: *„(...) ich bin gegen den Windausbau, aus dem Grund der Landnutzung (...)“ (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt)*. Besonders häufig werden hier ästhetische Gründe genannt:

„(...) es [Windräder, R.S.] sieht einfach landschaftlich nicht schön aus. Zum Beispiel, wenn man die Strecke Richtung Rheinland-Pfalz fährt, da ist ein riesiger Windradpark. Und man kommt nach einer Erhöhung darauf zu, man wird erschlagen von diesem Anblick. Das ist ein richtiger, für mich, Schandfleck.“ (Fokusgruppe 4, Karlsruhe Umgebung)

Aus der Auswertung der Argumente und Sichtweisen ergeben sich aber auch Positionen zu Trassen und Energiepflanzen sowie die daraus für die Teilnehmenden resultierenden Konflikte zwischen unterschiedlichen Landnutzungsmöglichkeiten.

Neben den Landnutzungseffekten stellen auch die in den Szenarien vorgeschlagenen **Mobilitätskonzepte** ein besonders lebensnahes Thema dar, das die Teilnehmenden schwerpunktmäßig zur Bewertung der Szenarien heranziehen. Besonders ausgeprägt ist diese Tendenz in den Diskussionen zu Szenario 3, in dem der Ausbau des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Carsharings im Vordergrund zentral ist. Unabhängig davon, ob die Teilnehmenden in einem Stadtgebiet oder auf dem Land leben, wird der Gedanke, den öffentlichen Nahverkehr auszubauen (höhere Frequenz auch außerhalb der Stoßzeiten) begrüßt bzw. stärker gefordert. Mit Blick auf den Ausbau der Elektromobilität (vor allem in Szenario 2) zeigt sich ein geteiltes Meinungsbild. Grundsätzlich finden viele der Teilnehmende das Konzept durchaus attraktiv; kritisch betrachten sie allerdings die hohen Anschaffungspreise der Fahrzeuge und die damit verbundene, als zu gering empfundene, staatliche Förderung. Aber auch die geringe Reichweite der Fahrzeuge und fehlende Möglichkeiten, die Fahrzeuge zu laden werden kritisiert:

„Also ich versetze mich mal in die Sicht des Kunden. Im Moment ist das jetzt nicht attraktiv, ein Elektro-Auto zu fahren. Es ist einerseits sehr teuer, andererseits ist wie gesagt die Prämie zu niedrig angesetzt. Immer noch. Und zweitens – ich bin jetzt nicht so versiert in der geographischen Ordnung mit den Auflademodulen, sozusagen, man muss ja das Auto auch dann aufladen – wie verbreitet das in Deutschland denn überhaupt ist? (...)“ (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt)

Finanzielle Aspekte spielen auch in anderen angesprochenen Bereichen der Szenarien eine Rolle, wobei hier von den Teilnehmenden häufig auf die hohen Anschaffungskosten der unterschiedlichen technischen Lösungen (von Elektrofahrzeugen über Wärmedämmung bis hin zur Installation von Solaranlagen) verwiesen wird. Diese werden als wesentliches Hindernis betrachtet, die Technologie tatsächlich zu implementieren. Hier wird vor allem die Politik in der Verantwortung gesehen:

„Diese private Investition, alles nur auf privat umzulegen, geht nicht. Wir zahlen alle Steuern. Baden-Württemberg hat nach Bayern die größten Steuereinnahmen. Wenn wir es vorantreiben wollen, müssen wir auch gucken, wie viel Mittel ich als Land auch dafür bereitstelle. (...) Weil [als, R.S.] Privatpersonen, du kannst nicht alles zahlen. Man muss für Alter vorsorgen, man muss für das vorsorgen. (...). Die Leute wollen sanieren. Man sieht es an vielen Bauprojekten, sieht man auch an der Bereitschaft von den Menschen an diesen Staubalarmtagen, wie viele Leute dann doch auf die Öffentlichen umgestiegen sind.“ (Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung)

In vielen Diskussionen wird dabei deutlich, dass die Teilnehmenden die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems direkt mit gesellschaftlichen Verteilungs- und Gerechtigkeitsfragen assoziieren. Häufig wird der Bereich Energie zur Kanalisierung gesellschaftlicher Unzufriedenheit genutzt.

Abschließend ist festzuhalten, dass eine große Mehrheit der Teilnehmenden das Potenzial einer erfolgreichen Energiewende hauptsächlich mit technischem Fortschritt in Verbindung bringt und die Verantwortung vor allem bei der Politik sieht. Vereinzelt ist dabei in Diskussionen zu erkennen, dass eine Notwendigkeit der Auseinandersetzung mit Energiezukünften und Technologien in die Zukunft vertagt wird. Ein Teilnehmer argumentiert zum Beispiel:

*„Weil ich ja eher der Meinung bin, dass wir 2050 andere Chancen haben als nur Windkraft und PV“
(Fokusgruppe 4, Karlsruhe Umgebung).*

Aus den beschriebenen Themenfelder wird deutlich, dass die Bewertungen der Bürgerinnen und Bürger häufig unterschiedlichen gesellschaftlichen Werten und Idealen unterliegen. Einige Autoren haben bereits die Relevanz von Werten für die Akzeptanz von Energiezukünften unterstrichen (Scheer et al. 2017, Demski et al. 2015). Unsere Analysen der Fokusgruppen verdeutlichen, dass der Fokus auf Wertesysteme die häufig ambivalenten Haltungen der Teilnehmenden gegenüber den Szenarien aufgreifen und Abwägungsprozesse im Laufe der Bewertungen erklären kann.

Verschiedene Werte-Cluster lassen sich in den Diskussionen der Fokusgruppen finden (siehe Demski et al. 2015 für eine ausführliche Übersicht an möglichen Werten). So ist ein häufiger Rückgriff der Teilnehmenden auf das Cluster „Umwelt und Natur“ zu beobachten, welches in Verbindung mit Windkraft genannt wird. Die Tabelle 18 zeigt beispielhaft Argumente aus den Fokusgruppen für die verschiedenen Werte-Cluster. Über bisherige Analysen (Demski et al. (2015) hinausgehend zeigt diese Strukturierung aber auch, dass die Argumentationen der Teilnehmenden durch Konflikte zwischen den Werte-Clustern geprägt sind. In anderen Worten, einzelne Teilnehmende beziehen sich in ihrer Argumentation auf zwei (oder mehr) Werte-Cluster, die bei einer ganzheitlichen Bewertung von Szenarien miteinander in Konflikt stehen. Als Beispiel verweisen viele Teilnehmende auf die Notwendigkeit und ein persönliches Bedürfnis nach mehr Effizienz und Suffizienz, merken aber gleichzeitig an, dass Effizienzmaßnahmen negative Konsequenzen für sozial benachteiligte Bürgerinnen und Bürger haben könnte.

<p style="text-align: center;">Umwelt & Natur</p> <p><i>„Was mich (...) dennoch stört, ist auch die hohe Landnutzung. Das sehe ich auch selbst ein bisschen kritisch, sehe aber eigentlich keinerlei vernünftige Alternativen dazu.“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)</i></p>	<p style="text-align: center;">Sicherheit & Stabilität</p> <p><i>„(...) wie verbreitet das in Deutschland denn überhaupt ist? gibt's für beides eine Tankstelle? Und das ist die Frage. Und da muss was in der Zukunft passieren. Das sich überhaupt diese E-Autos auch durchsetzen können.“ (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt)</i></p>	<p style="text-align: center;">Effizienz & Verschwendung</p> <p><i>„Also [ich finde] (...) dass halt Energieeffizienz an sich halt gut ist, wenn man weniger braucht, aber ich finde halt, es kommt drauf an halt, wie das gestaltet wird. Also, dass halt nicht von der Politik vorgegeben wird, man muss jetzt das und das machen. (...) Sondern, dass man halt drauf achtet, dass man für die einzelnen Haushalte speziell halt sinnvolle Maßnahmen halt quasi umsetzt.“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)</i></p>
<p style="text-align: center;">Autonomie & Macht</p> <p><i>„Mir gefallen diese Windkrafttröder nicht (...). Durch mehr Windkraft hätte Baden-Württemberg mehr Mitspracherecht in Energiefragen und eine bessere Position“</i></p>	<p style="text-align: center;">Prozesse & Wandel</p> <p><i>„Am liebsten hätte ich einen dicken BMW (...) das geht wohl bald nicht mehr“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)</i></p>	<p style="text-align: center;">Soziale Gerechtigkeit & Fairness</p> <p><i>„Schön und gut mit diesen effizienten Technologien (...) Fakt ist doch, ärmere Bürger werden von der Energiewende abgehängt“ (Fokusgruppe 1, Stuttgart Stadt)</i></p>

in Berlin“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)

Tabelle 18 Verwendung von Werte-Clustern in der Bewertung von Energieszenarien (eigene Darstellung auf Basis von Demski et al. 2015)

Unsere Analysen zeigen keine klare Dominanz bestimmter Werte-Cluster; im Gegenteil scheint der Rückgriff auf die Cluster sehr kontext-abhängig zu sein. Dies zeigt sich zum Beispiel an der häufigen Verwendung des Clusters „Effizienz und Verschwendung“ im Szenario 3 sowie des Clusters „Autonomie und Macht“ in Diskussionen zum energieimportunabhängigen Szenario 1. Die Auswertung der Fokusgruppen nach Werte-Clustern verdeutlicht dabei vor allem, dass Bürgerinnen und Bürger ihre Bewertungen dynamisch an den jeweiligen Kontexten, in denen Energietransformationen stattfinden sollen, orientieren. Hieraus ergibt sich auch, dass sich Bürgerinnen und Bürger nicht per se gegen und für bestimmte Energiezukünfte aussprechen, sondern einzelne Aspekte der diskutierten Szenarien in den Blick nehmen. Hierzu sei abschließend auf die Änderungen der Bürgerinnen und Bürger in ihrer Bewertung der Szenarien vor und nach der Fokusgruppen verwiesen. Beispielhaft für eine der Fokusgruppen in Stuttgart verdeutlicht die Abbildung 4-10 die „Wanderungen“ einzelner Teilnehmenden in ihren Bewertungen vor und nach der Diskussion⁴⁰.

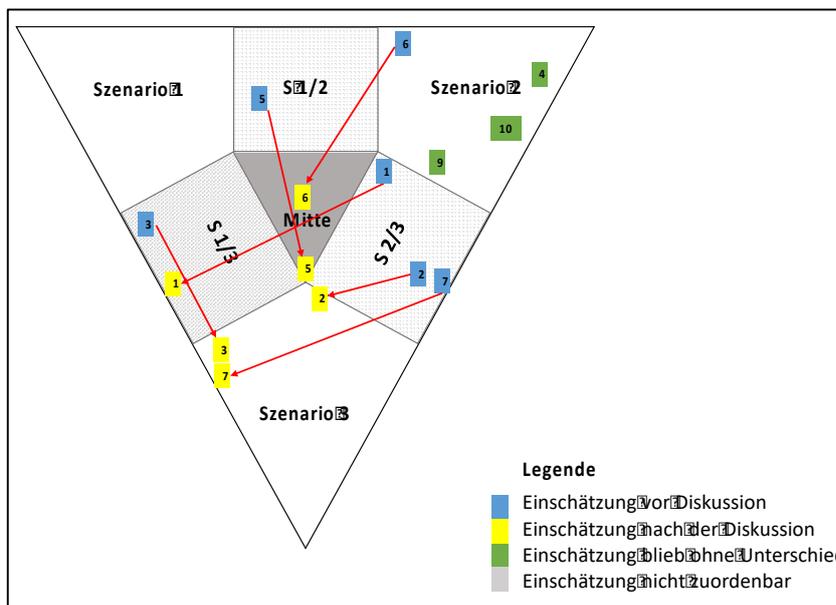


Abbildung 4-10 Änderungen der Szenario-Bewertungen in Fokusgruppe 2, Stuttgart Umgebung (eigene Darstellung)

Die Abbildung 4-11 zeigt die Pre-Post Veränderungen für alle Teilnehmenden der vier Fokusgruppen. Es zeigen sich Bewertungsmuster, die mit der qualitativen Auswertung der Diskussionen korrespondieren: Während das Szenario 1 „Energieimportunabhängiges BW“ weder vor noch nach der Diskussion eine attraktive Zukunft für die Teilnehmenden darstellt, zeichnet

⁴⁰ Die Auswertungen der anderen drei Fokusgruppen befinden sich im Anhang A.4.3.

sich für das Szenario 2 „Elektrifiziertes BW“ vor allem eine Abwanderung in Richtung Szenario 3 ab und der Mitte des Dreiecks ab. Das Szenario 3 „Energieeffizientes BW“ scheint dabei einen besonderen Reiz auf die Teilnehmenden auszuüben; sowohl zu Beginn als auch zum Ende der Diskussion erhält es die meisten Bewertungen. Auffällig ist auch der starke Zuwachs an Positionierungen in der Mitte des Dreiecks nach den Diskussionen. Aus den Rückmeldungen geht hervor, dass sich Teilnehmende für die Mitte entscheiden, da sie am Ende der Fokusgruppe entweder keines der Szenarien für sinnvoll hielten, einen Mix aus allen Szenarien forderten, oder für sie zu viele offene Fragen blieben.

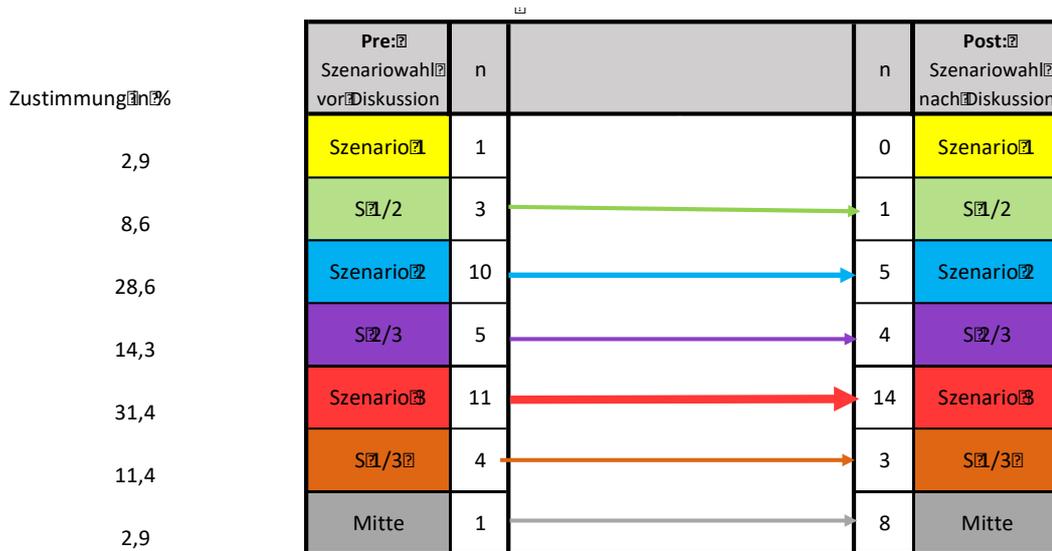


Abbildung 4-11 Visuelle Pre-Post Bewertungen der Szenarien in den vier Fokusgruppen (eigene Darstellung)

Zu beobachten ist, dass die Diversität der Meinungen im Laufe der Gruppendiskussionen in allen Fokusgruppen abnimmt und es teilweise zu Konvergenzen im Meinungsbild kommt. Gerade bei visuellen Bewertungen im Plenum einer Gruppe kann es zu Konvergenzen kommen, in dem Teilnehmende ihre eigene Einschätzung an den Bewertungen anderer Teilnehmender orientieren. Das Forscherteam hat die Bewertungen in den Fokusgruppen auf mögliche Konvergenzen analysiert; Anhaltspunkte darüber lieferten zum Beispiel Wortmeldungen von Teilnehmenden, die sich bei ihrer Bewertung explizit positiv auf Stellungnahmen anderer Teilnehmender beziehen. Besonders häufig ist dies in Statements zu Szenario 3 als auch zur Mittel-Kategorie der Fall. Die Fokusgruppe mit Bürgerinnen und Bürgern aus Stuttgart Stadt zeigt dabei ein extremes Beispiel, in dem die Mehrheit der Teilnehmenden nach der Diskussion zu Szenario 3 tendieren. Diese Analyse lässt den Schluss zu, dass sich Teilnehmende gerade hier besonders unsicher sind und sich somit empfänglich für die Bewertungen anderer zeigen.

4.4 Umsetzungspotential von Energiemixen: Experten-Delphi

Im Rahmen dieses Projektes wurden empirisch fundierte, modellgestützte Analysen zur möglichen technologischen Entwicklung sowie zur Finanzierung und dem Marktdesign durchgeführt. Als neues Paradigma steht aber auch die gesellschaftliche Akzeptanz von technologisch-ökonomischen Maßnahmen im Rahmen von energiepolitischen Fragestellungen immer stärker im Vordergrund. Wie die vorgeschlagenen technischen und ökonomischen Maßnahmen

von Bürgerinnen und Bürgern bewertet werden, konnte somit im Rahmen der sozialwissenschaftlichen Erhebung durch Fokusgruppen untersucht werden.

Für energiepolitische Entscheidungsträger ist es wichtig, sich mit planerischen, gestalterischen, partizipativen und kommunikativen Maßnahmen in Bezug auf die Akzeptanz von Energiezukünften auseinanderzusetzen. Im Rahmen des Projekts war es daher das Ziel, die Umsetzungs- und Partizipationsmöglichkeiten der in den vorherigen Arbeiten entwickelten Energieszenarien und Maßnahmen im Rahmen von Expertenkonsultationen zu identifizieren, diskutieren und zu bewerten. Mit der Durchführung eines Experten-Delphis im Oktober 2017 lag dabei der Fokus auf den gesellschaftlichen, technisch/ökologischen und ökonomischen Umsetzungspotenzialen der entwickelten Maßnahmen für Baden-Württemberg⁴¹. Partizipationsoptionen wurden dabei ebenfalls gestreift und werden am Ende dieses Kapitels reflektiert. Zunächst wird jedoch das methodische Vorgehen beim Experten-Gruppendelphi erläutert und die wichtigsten Ergebnisse präsentiert.

Methodisches Vorgehen beim Experten-Gruppendelphi

Ein Experten-Gruppendelphi ist ein semi-quantitatives, durch einen Moderator begleitetes Erhebungsverfahren in Form eines (meist eintägigen) Workshops. Dabei wird eine Gruppe von Expertinnen und Experten in mehrere, kleine Arbeitsgruppen unterteilt und darum gebeten, im Bereich ihrer Expertise gemeinsam einen Fragebogen strukturiert schriftlich zu beantworten. Die Ergebnisse der Kleingruppen werden im Anschluss verglichen und mit allen Expertinnen und Experten gemeinsam diskutiert. An diese erste „Delphi-Runde“ schließt sich eine zweite, ebenfalls in dieser Art gestaltete Runde an, wobei die Kleingruppen neu zusammengesetzt und nur die Fragen erneut diskutiert werden, die in der ersten Runde unterschiedlich oder gar kontrovers beantwortet wurden. Die Expertinnen und Experten haben so die Gelegenheit, ihre Einschätzungen intensiv zu diskutieren und zu reflektieren. Das Ziel des Delphis ist, tiefgreifende semi-quantitative Bewertung über einen bestimmten Sachverhalt zu erhalten.

Das konkrete Ziel des Delphi-Workshops war es, Maßnahmen, die für die Erreichung und Umsetzung der in den Szenarien festgelegten Klimaschutzziele von den Teilnehmenden in den Fokusgruppen benannt wurden, durch die Expertinnen und Experten auf ihre Realisierbarkeit und Wirksamkeit einschätzen zu lassen. Darüber hinaus wurden aber auch Maßnahmen bewertet, die in den Fokusgruppen kritisch diskutiert wurden, mit Hinblick auf Möglichkeiten, diese insgesamt gesellschaftlich attraktiver gestalten zu können.

Dazu wurden Personen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung angesprochen, die sich beruflich mit den Themen Stromerzeugung, Mobilität und Wärme sowie dem gesellschaftlichen Umgang mit diesen beschäftigen. Die Rekrutierung erfolgte bundesweit im Juli und August 2017. Insgesamt 17 Personen⁴² folgten der Einladung zum Workshop im Oktober 2017.

⁴¹ Der inhaltliche Schwerpunkt auf die Umsetzungspotenziale der entwickelten Maßnahmen resultiert daher, dass ein weiterer, geplanter Experten-Workshop zum Thema Partizipationsoptionen im Projekt nicht realisiert wurde (siehe Ergänzungsdokument der am 26.08.2016 eingereichten Gesamtvorhabensbeschreibung).

⁴² Die Liste der Teilnehmenden finden sie im Anhang A.4.4.

Der Fragebogen der ersten Delphi-Runde enthielt insgesamt 36 Fragen und war thematisch in folgende Frageblöcke gegliedert:

Der erste Themenblock beschäftigte sich mit einem Ranking zu Maßnahmen im Bereich Windkraft. Danach wurden Maßnahmen auf einer 10er-Skala gelistet, die Potenziale für verändertes Nutzerverhalten und Energieeffizienz thematisierten. Es folgten je ein Itemblock zu den Fokusthemen Mobilität, Wärme und Stromerzeugung. Um auch Maßnahmen in den drei Sektoren vergleichend zu betrachten, schloss der Fragebogen mit einer synthetisierenden Aufgabe, in der die Expertinnen und Experten ein fiktives Budget auf die Sektoren verteilen sollten. Als Datengrundlage zur Auswertung des Delphis wurden neben den durch die Fragebögen gewonnenen quantitativen Ergebnisse auch der Diskussionsverlauf und dessen (qualitative) Ergebnisse verwendet. Anders als in der Fokusgruppen sind eine Audio-Aufzeichnung der Diskussionen im Plenum und ihre Auswertung aus methodischen Gründen unüblich und kritisch zu sehen. Insofern wurde zu Gunsten eines Mitschriebs durch Protokollanten hierauf verzichtet.

Ergebnisse des Experten-Delphis

Die Präsentation der Ergebnisse zu den verschiedenen Frageblöcken ist entlang der drei unten aufgeführten Merkmale strukturiert:

- Maximale Divergenz der gegebenen Antworten zwischen den Kleingruppen
- Deutliche, (geschlossene) Zustimmung bzw. Ablehnung der Items durch die Teilnehmenden
- Sonstige Items, bei denen während der Plenumsdiskussion wichtige inhaltliche Punkte genannt wurden, sowie Rankings und offene Abfragen⁴³.

1. Maximale Divergenz der gegebenen Antworten

Die zwischen den Kleingruppen divergentesten Items bilden drei auffallende Cluster:

Zum einen werden die Ränder der Item-Batterie 21 bis 23 von den Expertinnen und Experten uneinheitlich bewertet, weil es einen andauernden Wertekonflikt gibt, inwieweit die zukünftige Stromproduktion zentral oder regional bzw. dezentral erfolgen soll oder muss. Daher gibt es keine klare Zustimmung oder Ablehnung der Extrempositionen („Strom in Verbundnetzen supernational erzeugen“ versus „Strom regional erzeugen und verbrauchen“) zwischen den Befragten. Stattdessen werden die Items als zusammengehörig in der Diskussion der Zentralitätsfrage zukünftiger Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen wahrgenommen.

Items 21-23:

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf EU-Ebene geregelt werden.“ (Item 21);

⁴³ Eine Überblickstabelle über die statistische Auswertung aller Items finden sie in Anhang A.4.4, im weiteren Text wird der Fokus auf relevante Ergebnisse des Delphis gelegt. Die vollständigen Auswertungen der Diskussionsverläufe sind ebenfalls im Anhang A.4.4 aufgeführt.

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf bundesdeutscher Ebene geregelt werden.“ (Item 22);

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf regionaler Ebene geregelt werden.“ (Item 23)

Ein ähnliches Cluster bilden die divergenten Items 9 und 20: Hier herrscht ebenfalls Uneinigkeit über die Bedeutung und den Anteil von Wasserstoffbrennzellen- sowie batterieelektrischen Antrieben für den zukünftigen Individualverkehr. Dies hat die unterschiedliche Bewertung der Items zur Folge. Auch hier gibt es allerdings ein klares Votum der Teilnehmenden dafür, dass diese Entscheidung systematisch zu beantworten ist und die Items daher nur gemeinsam, nicht einzeln beantwortbar sind.

„In größeren Städten sollen Fahrspuren eingerichtet werden, die Carsharing-Autos sowie Autos mit mindestens drei Insassen vorbehalten sind.“ (Item 9);

„Die Dichte der Wasserstoff-Tankstellen soll in Deutschland bis 2035 von ca. 150 auf 14.000 erhöht werden (quasi jede Tankstelle)“ (Item 20).

Das dritte Cluster auffällig unterschiedlicher Antworten bildet sich um das Thema Elektromobilität und Relevanz bzw. Notwendigkeit staatlicher Interventionen.

Die Items 15 (Subventionen für Elektroautos) sowie 18 (Maximalpreis für Elektroautos) werden dabei unterschiedlich bewertet. Während der Plenumsdiskussion wird klar, dass die Expertinnen und Experten sich einig sind, dass positive Anreizsysteme besser zukünftiges Verhalten bei der Energienutzung beeinflussen als gesetzliche Verbote bzw. Eingriffe in den Markt. Die allgemeine Bedeutung der Elektromobilität für den zukünftigen Individualverkehr muss allerdings weiterhin als systemische Variable gekoppelt mit anderen beantwortet werden.

„Der Kauf von Elektroautos soll in den nächsten 10 Jahren noch stärker als bisher subventioniert werden.“ (Item 15);

„Die Bundesregierung soll Autobauer verpflichten, Elektrofahrzeuge maximal 10% über dem Kaufpreis von vergleichbaren, konventionellen Fahrzeugen anzubieten.“ (Item 18).

2. Deutliche Zustimmung bzw. Ablehnung für Item-Cluster

Besonders hohe Zustimmungswerte auf der 10er-Skala (siehe Tabelle 2) weisen die Items 1, 2, 4 und 5 auf (alle 8,0 bis 9,0 im arithmetischen Mittel). Alle Items beschäftigen sich mit den Möglichkeiten der Nutzung von Smart-Metern. Diesem Bereich schreiben die Expertinnen und Experten großes Potential für die Steuerung zukünftigen Verhaltens im Energieverbrauch zu. Marktwirtschaftliche Anreize, eine Transparenz der Energienutzung, aber auch ein sinnvoller Übergang von Konsument zum Prosument werden hier im Möglichkeitsraum des Smart-Meters positiv wahrgenommen.

„Smart-Meter sollen den Nutzern gezielt ökonomische Anreize aufzeigen, z. B. die finanziellen Unterschiede zwischen Tag- und Nachtstrom.“ (Item 1);

„Smart-Meter sollen den Nutzern in transparenter Weise und in Echtzeit den Verbrauch ausgewählter Geräte anzeigen.“ (Item 2);

„Nutzer von Smart-Meter sollen die vollständige Kontrolle darüber erhalten, welche Daten nur für ihren Haushalt zugänglich sind und welche Daten an die Energieversorger und andere Unternehmen weitergeleitet werden.“ (Item 4);

„Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter, um somit vom Konsumenten zum Prosumenten zu werden.“ (Item 5).

Besonders negativ werden im diesem Zusammenhang die Items bewertet, die gesetzliche Eingriffe in den Markt thematisieren: Item 18 (Maximalpreis für Elektroautos) wird mit 1,3 von 10 möglichen Punkten am deutlichsten von allen Expertengruppen abgelehnt. Ebenso wird Item 17 (Zulassungspflichtquote für Elektroautos) mit nur 3,3 Punkten Zustimmung stark zurückgewiesen. Hier zeigt sich, dass - unabhängig von der Diskussion über die Bedeutung der batterie-elektrischen Antriebe für den zukünftigen Individualverkehr - Eingriffe in die Preisgestaltung bzw. die Angebotsgestaltung des freien Marktes durch gesetzliche Vorgaben von den Befragten deutlich abgelehnt werden.

„Die Bundesregierung soll eine Zulassungsquote für Elektrofahrzeuge festlegen.“ (Item 17);

„Die Bundesregierung soll Autobauer verpflichten, Elektrofahrzeuge maximal 10% über dem Kaufpreis von vergleichbaren, konventionellen Fahrzeugen anzubieten.“ (Item 18).

3. Einzelne in der Diskussion als relevant erkannte Items des Fragebogens sowie Rankingabfragen:

Die Diskussion des Items 3 ergibt eine Zustimmung zu positiven Beschäftigungseffekten durch Maßnahmen zur Energieeffizienz. Diese müssen nicht weiter finanziell gefördert, sollten aber weiterhin der Öffentlichkeit kommuniziert werden. Daher wird der Aspekt zur Förderung aus der Frage gestrichen, das Item aber in veränderter Version erneut in Runde 2 zur Bewertung gestellt.

„Maßnahmen zur Energieeffizienz spielen als Wirtschaftsfaktor eine größer werdende Rolle. Positive Beschäftigungseffekte sollen stärker gefördert und kommuniziert werden.“ (Item 3 - original).

Die Diskussion zu den Kosten des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) ergibt, dass dieser günstiger werden muss, um mehr Menschen auf Schienen und Bus umsteigen zu lassen. Die Maximalforderung der Bürgerinnen und Bürger aus den Fokusgruppen nach einer kostenlosen Bereitstellung des ÖPNVs würde laut der Befragten jedoch zu Rebound-Effekten führen⁴⁴. Das Item wird daher umformuliert. Anstelle der kostenlosen Nutzung wird eine deutliche Vergünstigung des ÖPNV in der zweiten Diskussionsrunde noch einmal abgefragt.

„Der ÖPNV soll grundsätzlich für alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos werden.“ (Item 13 - original).

Die Expertinnen und Experten kommen nach der Diskussion zum dem Schluss, dass die Maßnahmen bezüglich des Umgangs mit Volatilitäten im Netz nicht separat zu betrachten sind, sondern in Kombination am sinnvollsten sind. Daraus resultieren auch die starken Differenzen zwischen den Bewertungen der einzelnen Maßnahmen in der ersten Runde durch die vier Kleingruppen. Nach dieser Feststellung wird beschlossen, die gesamte Item-Batterie erneut in der zweiten Runde zu bewerten, um unter diesem neuen Fokus eine Gewichtung der Bedeutung relational zueinander vorzunehmen.

⁴⁴ Anmerkung: Der Rebound-Effekt tritt auf, wenn die Einführung effizienterer Techniken zwar einerseits Ressourcen spart, die gesparten Ressourcen aber durch vermehrte Nutzung wieder beansprucht werden, so dass ein Nullsummenspiel entsteht. Als Paradebeispiel kann der Umstieg vom Röhrenfernseher auf einen LCD Fernseher gelten, bei dem das neue Gerät eine 3mal so große Bildschirmdiagonale und damit quasi denselben Stromverbrauch.

„Volatilitäten im Netz sollen durch einen verstärkten Netzausbau gelöst werden.“ (Item 24);

„Volatilitäten im Netz sollen durch die (Weiter-)Entwicklung und durch Zubau von Speichertechnologien gelöst werden.“ (Item 25);

„Demand Management soll genutzt werden, um Bedarfsschwankungen im Netz zu vermeiden.“ (Item 26).

Für die zweite Runde des Delphis wurden den Expertinnen und Experten nur noch die Items vorgelegt, für die nach der Diskussion der ersten Runde eine neue Bewertung sinnvoll (Diskussionsverlauf) oder notwendig (geändertes Item oder neuformuliertes Item) war. Daher wurden den Expertinnen und Experten in der zweiten Runde lediglich neun Rating-Items sowie die offene Budget-Verteilung (siehe weiter unten) vorgelegt.

Die statistische Auswertung der Rating-Items der zweiten Runde (siehe Tabelle 19, sortiert nach absteigender Varianz) zeigt, dass die Variationskoeffizienten im Vergleich zur ersten Runde deutlich abgenommen haben. Dies zeigt, dass die Expertinnen und Experten in der zweiten Runde auf die Plenumsdiskussion aufbauen und grundlegende Verständnisdifferenzen klären konnten, sodass verbleibende Differenzen vor allem als graduelle Bewertungsunterschiede interpretiert werden können.

Item #	Arithmetisches Mittel	Variationskoeffizient	Niedrigster Wert	Höchster Wert
61	4,9	0,2	3	6
26	7,5	0,2	6	9,5
1	8,6	0,2	7	10
6	9,0	0,1	8	10
24	8,0	0,1	7	9
5	8,0	0,1	7	9
13	8,3	0,1	7	9
3	6,5	0,1	6	7
25	7,7	0,1	7	8

Tabelle 19 Statistische Auswertung, Delphi-Runde 2 (eigene Darstellung)

Die ausführliche Diskussion der Items der zweiten Runde ist in Anhang A.4.4 dargestellt. Hier soll nur herausgehoben werden, dass die Diskussion des neuformulierten Items 61 folgendes ergab:

„Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter (echte Interaktion mit dem Netz).“

Die Beziehung der Konsumenten bzw. Prosumenten mit den klassischen Stromversorgern ist hier besonders wichtig. Nur wenn den Prosumenten klare Möglichkeiten zur Gestaltung an die Hand gegeben werden, sind diese willens, die nötigen Investitionen zu tätigen. Die Verpflichtung zur Installation von Smart Metern ist nur ein erster, technischer Schritt zur dezentralen bzw. autarken (Selbst-)Versorgung.

Die Diskussion zum Stellenwert von Wasserstoff als Energieträger für die zukünftige Mobilität ergab eine Grundsatzdebatte. Hier gibt es noch keine einheitlichen Tendenzen, ob, wie viele und welche alternativen Systeme (Elektromobilität, Bio-, synthetische Kraftstoffe und klassische erdölbasierte Kraftstoffe) eine technologisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvolle Lösung darstellen. Auch die Experten möchten hier noch keine einheitliche Bewertung abgeben, da unterschiedliche fachlich begründete Perspektiven aufeinandertreffen. Hier sei eine gesamtgesellschaftliche Diskussion, angestoßen von der Politik, notwendig.

Die Befragung in der zweiten Runde umfasste eine Rangabfrage über unterschiedliche Aspekte der Windkraft, welche in eine relative Bedeutung sortiert werden sollten. Dabei erhielt das als wichtigste markierte Item 3 Punkte, das zweitwichtigste 2 und das dritte schließlich 1 Punkt. Die Verteilung über die befragten Expertengruppen verteilt ist in Abbildung 4-12 dargestellt.

Die Items B und H liefern sich dabei ein Kopf-an-Kopf-Rennen; Aspekte der Bürgerbeteiligung im Rahmen des Ausbaus der Windkraft in Deutschland sowie eine Effizienzsteigerung und das Repowering werden als gleichwichtig von den Expertinnen und Experten bewertet.

„Windkraftanlagen sollen technologisch und hinsichtlich ihres Standorts auf Effizienz hin optimiert werden, z.B. in dem ihre Leistung und Rotorflächen gesteigert werden und hervorragende Standorte priorisiert werden.“ (Item B);

„Bürgerinnen und Bürger sollen durch Beteiligungsprozesse aktiv in Windkraft-Projekte einbezogen werden.“ (Item H).

Die Steigerung des Nutzens von Windenergie durch direkte, finanzielle Beteiligung in Form von Bürger-Windrädern (Item E) sowie die monetäre Entschädigung von betroffenen Bürgern (Item F) belegen dahinter die Plätze zwei und drei.

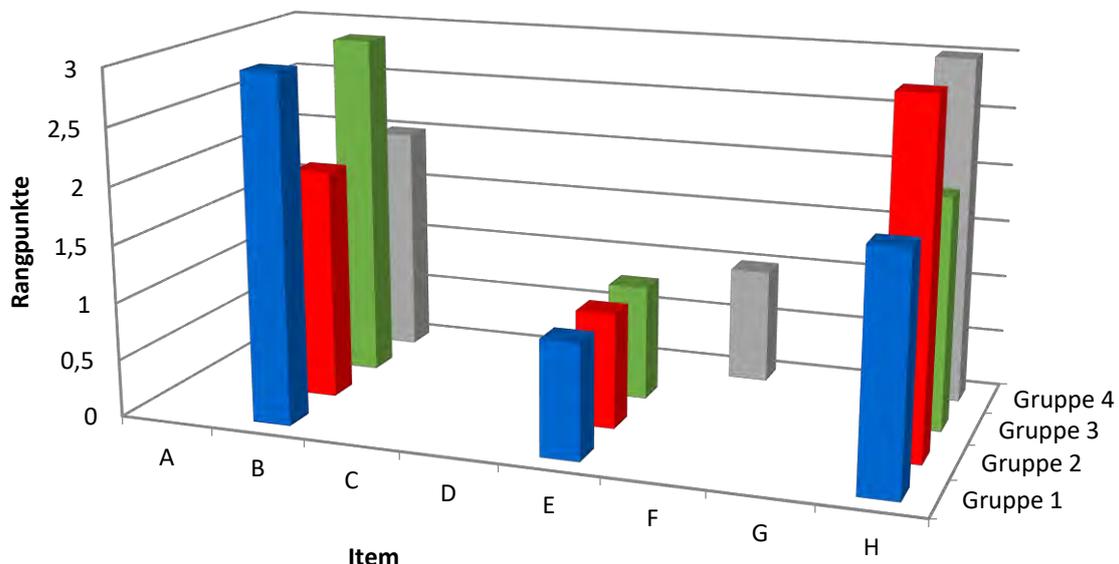


Abbildung 4-12 Verteilung der Rangpunkte Windkraftfrage, Runde 2

Die abschließende, offene Abfrage über die Aufteilung eines fiktiven Budgets (siehe unten) ermöglicht einen vergleichenden Blick auf die Wichtigkeit der drei Sektoren aus Sicht der Expertinnen und Experten in Bezug auf die Bedeutung bei der gesamtgesellschaftlichen Steuerung zukünftiger Klimaanstrengungen.

Maßnahmen: „Stellen Sie sich vor, die Bundesregierung stellt Ihnen als Expertenteam ein Budget von 10 Milliarden Euro zur Verfügung, mit dem Sie in den Sektoren Strom, Mobilität und Mobilität Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 finanzieren können. Bitte verteilen Sie diese fiktive Summe entsprechend Ihrer Einschätzung der Wichtigkeit einer Maßnahmenförderung in diesen Sektoren.“ (Formulierung Abschlussfrage. Runde 1).

Diese Befragung wurde in zwei Schritten durchgeführt und auf beide Delphi-Runden verteilt, um eine tiefgehende Diskussion zu ermöglichen. Die erste Abfrage stimuliert die Auseinandersetzung mit dem Thema, während die zweite tiefer vordringt und die Expertinnen und Experten auch aufrief, eigene (optimale) Maßnahmen zu formulieren. In der ersten Runde identifizieren die befragten Expertinnen und Experten den Wärmesektor als wichtigstes Gestaltungsfeld (siehe Abbildung 4-13).

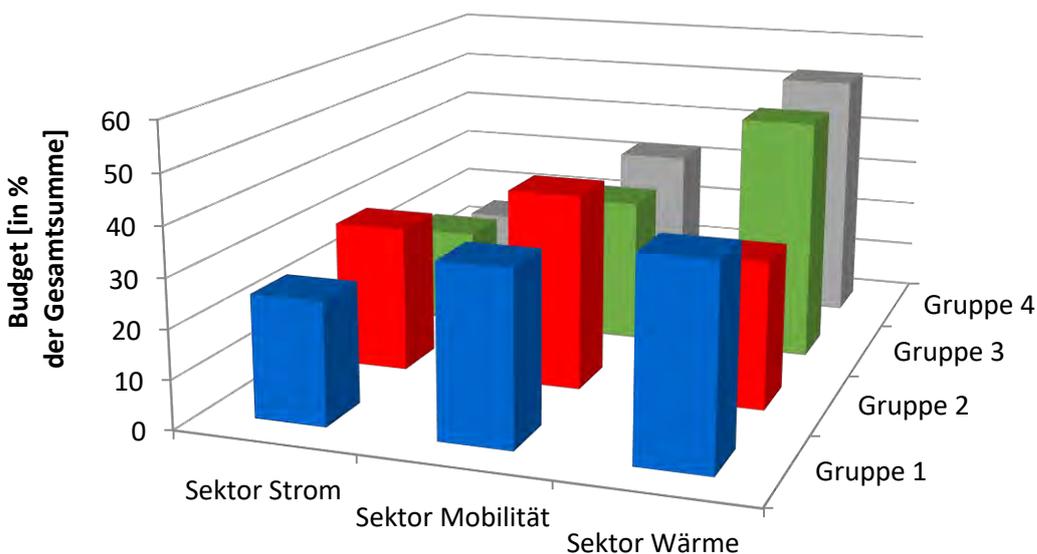


Abbildung 4-13 Verteilung Forschungsbudget, Delphi-Runde 1 (eigene Darstellung)

Die offene Budgetverteilung umfasst in der zweiten Runde eine genauere Aufspaltung der Sektoren Stromerzeugung, Verkehr und Wärme mittels einzelner Fördermaßnahmen, die im Anhang B im Einzelnen aufgeführt werden. Die Verteilung des fiktiven Budgets der vier Diskussionsgruppen über die einzelnen Fördermaßnahmen stellt die Abbildung 4-14 dar. Ebenso werden dort die von den befragten Expertinnen und Experten selbst entwickelten Maßnahmen im Vergleich dargestellt. Sie sind mit „sonstige“ beschriftet und in Tabelle 20 aufgeschlüsselt.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

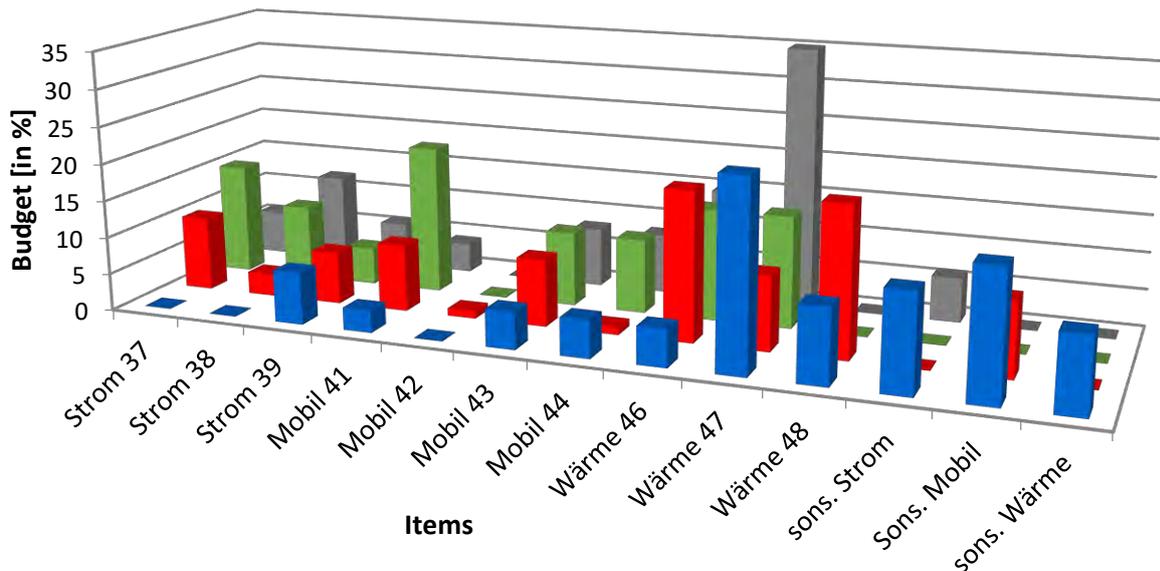


Abbildung 4-14 Verteilung Forschungsbudget, Delphirunde 2 (eigene Darstellung)

Es wird ersichtlich, dass trotz unterschiedlicher Gewichtungen durch die Kleingruppen die Tendenz der ersten Runde, die (virtuellen) Fördergelder bevorzugt im Bereich der Wärme zu investieren, beibehalten wird. Besonders die Items 46 und 47, also die energetische Sanierung von öffentlichen bzw. privaten Bestandsbauten sollen laut der Expertinnen und Experten stark gefördert werden.

„Sanierungen von öffentlichen Gebäuden; Zuschüsse für Unternehmen zur verstärkten Sanierung“ (Item 46);

„Anreizsysteme für Privatpersonen zum energieeffizienten Ausbau von Bestandsbauten, Einrichtung von Wärmepumpen“ (Item 47).

Im Sektor der Stromerzeugung blieb Item 37 zum Ausbau des Netzes und der Windkraft das am meisten präferierte. Im Sektor Mobilität gab es eine breite Zustimmung, den Ausbau der Elektro-Mobilität zu fördern.

„Flächendeckender Ausbau von Elektro-Mobilität, Ausbau benötigter Infrastruktur“ (Item 43).

Der Ausbau von Carsharing (Item 42) soll, so herrschte zwischen den Gruppen Einigkeit, nicht weiter beforscht bzw. befördert werden. Dieser wird in der Diskussion klar als Aufgabe privater Firmen angesehen und daher nicht im hier fiktiv zugeteilten, öffentlichen Budget bedacht – auch obwohl das Item mit dem Management bzw. der Gestaltung einer Nachfrageänderung in Sachen Mobilität weitere inhaltliche Dimensionen aufwies.

„Ausbau von Carsharing, Management veränderter Nachfrage, Erarbeitung rechtlicher Grundlagen“ (Item 42).

Dass die eigenentwickelten Maßnahmen jeweils von der Gruppe, die sie entwickelt hat, als besonders förderungswürdig angesehen werden (hohe Werte der „sonstigen Items“ in Abbildung 4-14), ist verständlich. Deren inhaltliche Ausgestaltung wird in Tabelle 20 dargestellt.

Sektoren	Autoren	Maßnahmen Beschreibung
Strom	Gruppe 1	„Forschungsförderung von neuen Technologien, die noch nicht in Item 39 enthalten sind; Sektorkopplung“
	Gruppe 4	„Ausbau Stromnetz Europa“
Mobilität	Gruppe 1	„Einbindung Güterverkehr; automatisierte Mobilitätskonzepte“
	Gruppe 2	„Fahrradinfrastruktur“
Wärme	Gruppe 1	„Intelligente Wärmekonzepte“

Tabelle 20 Budgetverteilung, Runde 2: von den Diskussionsgruppen entwickelte Maßnahmen

Methodische Reflektionen zur Nutzung von Energieszenarien im Diskurs mit Bürgerinnen und Bürgern

Das im Rahmen des Projekts durchgeführte Experten-Delphi thematisierte vornehmlich die Umsetzbarkeit vorgeschlagener Maßnahmen. Akzeptanz-Problematiken, wie etwa in Bezug auf Windkraft in Baden-Württemberg spielten dabei ebenfalls eine Rolle. Alle vier Delphi-Gruppen sahen es als notwendig an, Bürgerinnen und Bürger durch Beteiligungsprozess aktiv in Windkraft-Projekte einzubeziehen. Die Tatsache, dass der Expertenkreis des Delphis aus Vertreterinnen und Vertretern der Sozialwissenschaften und Psychologie, Volkswirtschaft, Energiemodellierung und Wirtschaft kamen, unterstützt dabei die grundsätzliche These, dass gesellschaftliche Akzeptanz eine tragende Säule für die Energiesystemtransformation darstellt.

Die vorangegangenen sozialwissenschaftlichen Analysen im Rahmen von Fokusgruppen deuten an, dass die Maßnahmen und deren Kombination innerhalb der Szenarien auf Basis sehr unterschiedlicher Kriterien bewertet wird. Die Akzeptanzliteratur weist sowohl auf konzeptionelle Überlegungen, als auch auf empirische Befunde hin, die einen positiven Zusammenhang zwischen verschiedenen Partizipationsoptionen und gesellschaftlicher Akzeptanz nahelegen; weisen jedoch auch daraufhin, dass Partizipation kein Allheilmittel für die Sicherung von gesellschaftlicher Akzeptanz sein kann. Für energiepolitische Entscheidungsträger ist es dabei wichtig, sich mit planerischen, gestalterischen, partizipativen und kommunikativen Maßnahmen in Bezug auf die Akzeptanz von Energiezukünften auseinanderzusetzen. Im Sinne der Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgerinnen und Bürgern an Transformationsprozessen formulieren Fuchs et al. (2016: 16) dabei treffend:

„Partizipation ermöglicht die Verbreiterung der Wissensbasis, den Einbezug von Präferenzen und Werten der BürgerInnen, die Wahrnehmung fairer Aushandlungsprozesse und Gestaltungshoheit der Lebenswelt, und die normative Absicherung von kollektiven Entscheidungen.“

Partizipation kann dabei auf Infrastruktur- oder Technologieprojekte bezogen werden, aber auch als „niederschwellige“ Form des Aufzeigens von Handlungs- und Mitgestaltungsmöglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger auf individueller Ebene verstanden werden (vgl. Fuchs et al. 2016). In energiepolitischen Entscheidungsprozessen spielen (modellbasierte) Energieszenarien eine immer wichtigere Rolle; deren Chancen und Risiken werden in der Forschungsliteratur verstärkt diskutiert (Holtz et al. 2015, McDowall und Geels 2016). Dabei muss auch hinterfragt werden, inwieweit Energieszenarien als kommunikatives, diskursives Mittel und damit als mögliche, voraussetzende Komponente der Partizipation in energiepolitischen Entscheidungen genutzt werden können. Das Projektteam hat den methodischen Schwerpunkt des Projekts auf Szenarien zum Anlass genommen, deren diskursives Potenzial sowie mögliche methodische Weiterentwicklungen mit den Expertinnen und Experten des Delphis zu reflektieren.

Die Diskussion von Energiezukünften in Form von vielschichtigen Energieszenarien mit Bürgerinnen und Bürgern erscheint zunächst als vielversprechendes Design, um Bewertungsmuster von komplexen und vielschichtigen Zukünften einer nachhaltigen Energieversorgung zu analysieren. Es präsentiert somit einen transdisziplinären Versuch, modellbasierte Szenarien außerhalb der Wissenschaft, Wirtschaft und Politik zur Diskussion zu stellen und entspricht aktuellen Vorschlägen aus der Szenario- und Akzeptanz-Forschung (Schubert et al. 2015; Demski et al. 2015). Boenink (2013: 155) betont, dass Szenarien die Reflexivität von Akteuren unterstützen kann; Szenarien sollen also Bürgerinnen und Bürgern helfen, die Bedeutung eigener Handlungsoptionen für einen Transformationsprozess zu verstehen, während sie gleichzeitig Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen im Energiebereich auf die Lebenswelten für die Bürgerinnen verdeutlichen.

Die Nutzung komplexer, modellbasierter Szenario-Analysen für die Diskussion mit Bürgerinnen und Bürgern in Bezug auf Akzeptanz ist dabei nach aktuellem Wissensstand des Forschungsteams bisher nur in wenigen Fällen empirisch realisiert worden. Auf einige methodische Herausforderungen soll daher noch einmal eingegangen werden. So wurde in einigen Fokusgruppen deutlich, dass die Logik der Modelle (und der beteiligten Modellierer) nicht immer der Argumentationslogik der Bürgerinnen und Bürger entsprach. Dies äußerte sich beispielsweise in den Diskussionen über unterschiedliche Landnutzungseffekte. Der in den Szenarien angenommene Ausbau der Energiepflanzen mit sehr unterschiedlichen Wirkungsgraden hat unterschiedliche Auswirkungen auf den Flächenbedarf in Baden-Württemberg. In zwei Fokusgruppen verursachte dies Unverständnis bei den Teilnehmenden. Auch führten die Argumentationen und Interessen der Teilnehmenden häufig über die Systemgrenzen der Szenarien und der zugrundeliegenden Modelle hinaus. So waren zum Beispiel mögliche soziale und ökologische Effekte der Herstellung und Entsorgung von Batteriespeichern in Drittstaaten für Bürgerinnen und Bürger in der Bewertung des Szenarios 2 „Elektrifiziertes BW“ durchaus von Bedeutung.

Auffällig ist auch, dass Teilnehmende über alle Fokusgruppen hinweg den Wunsch äußerten, die drei präsentierten Szenarien und deren einzelne Maßnahmen zu einem vierten „optimalen“ Szenario zu kombinieren. In den Fokusgruppen wurde die Trennung der Szenarien bewusst aufrechterhalten, um systemische Abhängigkeiten in den jeweiligen Szenarien zu verdeutlichen. Dass dennoch der Wunsch nach einer Kombination von Szenario-Elementen vermehrt auftrat, kann in verschiedene Richtungen interpretiert werden. Zum einen zeigt es, dass

die Teilnehmenden sich intensiv mit den Maßnahmen in den Diskussionen beschäftigt haben und die Szenarien als extreme oder gar idealisierte Zukünfte wahrnehmen. So kann der Wunsch auch dahingehend interpretiert werden, dass die ausgewählten Klimaschutzmaßnahmen für die einzelnen Bürgerinnen und Bürger möglichst geringfügige Anpassungen in ihrem Verhalten notwendig machen und auch nur mit geringen Kosten verbunden sein sollen. Ein Bürger antwortete auf die Frage nach der Bewertung der drei Szenarien am Ende der Diskussion:

„Ich habe mich jetzt umgehängt in die Mitte. Von Szenario drei auf also alle drei zusammen. Weil wie gesagt, alle drei zusammen das Beste rausholen. Ja, [damit es, R.S.] auch billiger wird und besser, nicht die hohen Kosten (...)“ (Fokusgruppe 4, Karlsruhe Umgebung)

Andererseits verdeutlichen die Analyseergebnisse aber auch die grundsätzliche Herausforderung, modellbasierte Energieszenarien i) effektiv an Bürgerinnen und Bürger zu kommunizieren und ii) die Szenarien durch Bürgerinnen und Bürger bewerten zu lassen. Eine abschließende Diskussionsrunde mit dem Expertenkreis im Rahmen des Gruppendelphis widmete sich daher diesen beiden Herausforderungen. Die Experten des Delphi-Workshops hatten dabei die Möglichkeit, im Rahmen eines strukturierten Brainstormings⁴⁵, methodische Vorschläge für eine effektive Kommunikation sowie eine Evaluation durch Bürgerinnen und Bürger vorzubringen und die Vorschläge anderer Expertinnen und Experten zu bewerten. In Abbildung 4-15 sind die Vorschläge der Expertinnen und Experten aufbereitet und visualisiert dargestellt. Deutlich wird hier, dass gerade in dem Bereich der Kommunikation und „Übersetzung“ der Szenarien in bürgernahe Lebenswelten besonderes methodisches Potenzial gesehen wird. Die Expertinnen und Experten unterstützen damit, einen verstärkten Forschungsbedarf weg von der reinen Entwicklung von Szenarien, hin zu einer Fokussierung auf ihre Weiterverwertung im gesellschaftlichen Diskurs.

⁴⁵ Während eines strukturierten Brainstormings wurden die ExpertInnen gebeten, innerhalb einer vorgegebenen Zeit Ihre methodischen Vorschläge schriftlich festzuhalten und ihren Vorschlag daraufhin an den Sitznachbarn weiterzugeben. Dieser hatte dann die Möglichkeit, die Ideen des Vorgängers zu kommentieren, auszubauen oder einen neuen Vorschlag aufzuschreiben. Nach drei Runden sollten die ExpertInnen dann Ihren favorisierten Vorschlag auf einer Flipchart präsentieren sowie die anderen Vorschläge nach ihrer Effektivität bewerten.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

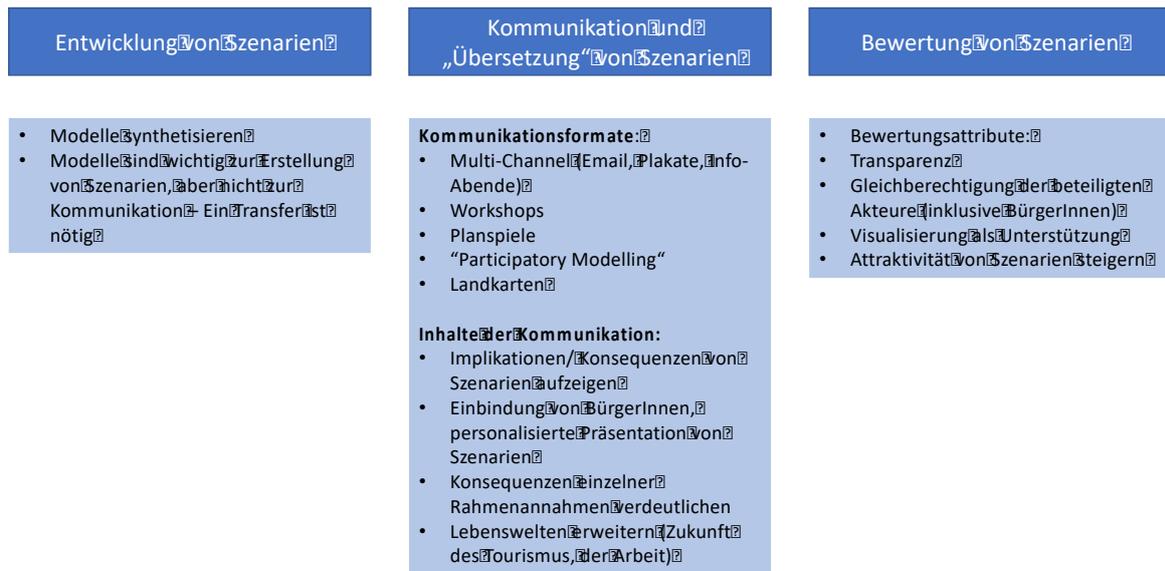


Abbildung 4-15 Vorschläge zu Entwicklung, Kommunikation und Bewertung von Energieszenarien mit Bürgerinnen und Bürgern (eigene Darstellung)

4.5 Schlussfolgerungen

Die folgenden Handlungsempfehlungen basieren auf den Ergebnissen der Fokusgruppen und des Expertendelphis mit Vertretern aus Wissenschaft und Wirtschaft, die auf zahlreiche Handlungspotenziale in den Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität verweisen. Auf der Grundlage dieser Diskussionen mit Expert/innen und Bürger/innen lassen sich zwei grundsätzliche Erkenntnisse festmachen:

- 1. Ein gesellschaftlicher Diskurs über mögliche Energiezukünfte und die damit verbundenen Technologien ist für das Gelingen einer nachhaltigen Energietransformation unerlässlich.*
- 2. Bürgerinnen und Bürger ziehen für die Beurteilung von Szenarien vielfältige Bewertungskriterien heran. Die gesellschaftliche Akzeptanz von ganzheitlichen Energiezukünften ist somit ein komplexes und vielschichtiges Konzept, das durch soziale und persönliche Wertesysteme sowie von Kontextbedingungen geprägt ist. Dies muss von Entscheidungsträgern reflektiert und in den Entscheidungsprozessen aufgegriffen werden.*

Im Folgenden wird anhand ausgewählter Themenfelder beschrieben, wie sich aus diesen Erkenntnissen konkrete Handlungspotenziale generieren lassen.

Themenbereich 1: Energiezukünfte beinhalten Veränderungen in der Lebenswelt

Energieszenarien sind nicht nur von wissenschaftlicher Bedeutung und häufig Grundlage für politische Entscheidungen, sondern können gleichzeitig auch zentrales Diskussions- und Kommunikationsmedium im gesellschaftlichen Diskurs sein. Dabei wurde in den Fokusgruppen deutlich, dass die Diskussion über Energiezukünfte und die damit eingehenden technischen und ökonomischen Lösungen, aber auch über die gesellschaftlichen Implikationen für viele Bürgerinnen und Bürger eine kognitive und emotionale Herausforderung darstellt.

Diese Herausforderungen bestehen vor allem in einer Art „Übersetzung“ der Energieszenarien in für die Bürgerinnen und Bürger relevanten Veränderungen ihrer Lebenswelten („Was würde dieses Szenario für mein alltägliches Leben bedeuten?“).

Die häufig eher abstrakten Energieszenarien mit ihren technologischen und ökonomischen Vorschlägen lassen dabei Interpretationsspielraum; in den Fokusgruppen haben sich die Bürgerinnen und Bürger dieser Herausforderung mit jeweils sehr unterschiedlichen „Wissensbeständen“ genähert, die sich aus eigenen Erfahrungen, Erfahrungen durch Peers, zum Teil aber auch durch professionell gewonnenes Fachwissen aus weiteren Quellen zusammensetzte. Die Einstellung gegenüber und die Akzeptanz von den diskutierten Technologien oder Maßnahmen waren somit in unterschiedlichem Ausmaß vorgeprägt. Deutlich ausgeprägt war jedoch auch die Unentschiedenheit der Bürgerinnen und Bürger gegenüber möglichen Zukünften; eine Erkenntnis, die sowohl potenzielle Chancen eröffnet, aber auch Gefahren birgt.

Bedenklich erscheint zum Beispiel der Umstand, dass die auf den Energiebereich bezogenen Diskussionen in allen Fokusgruppen stark durch ein generelles Misstrauen in politische und unternehmerische Akteure geprägt waren. Viele Bürgerinnen und Bürger brachten in der Diskussion der Energieszenarien ihre Bedenken oder gar Unmut gegenüber bestimmten gesamtgesellschaftlichen Entwicklungen (z. B. in Bezug auf das Sozialsystem) zum Ausdruck. Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Empfehlungen:

- *Akzeptanzprobleme in Bezug auf Energiezukünfte sollten nicht nur als klassisches „NIMBY-Phänomen“, oder als grundsätzliche Abwehrhaltung von Bürgerinnen und Bürgern aus reinen ökonomischen Interessen, interpretiert werden. Eine solche Interpretation übersieht, dass Bürgerinnen und Bürger, die Maßnahmen im Rahmen der Energiesystemtransformation eng mit der Vertrauenswürdigkeit sowie mit Handlungen politischer und unternehmerischer Akteure in anderen Bereichen verbinden. Eine Folge könnte daher sein, dass sich so das Misstrauen weiter verstärkt.*
- *Nicht nur Bürgerinnen und Bürger mit klarer Abwehrhaltung, sondern gerade auch noch unentschlossene Bürgerinnen und Bürger sollten mehr im Fokus politischer Entscheidungsträger stehen. Diese Forderung wird auch von den Ergebnissen zahlreicher Forschungsprojekte zum Thema Akzeptanz gestützt (siehe z.B. Fuchs et al. 2016).*

Themenfeld 2: Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende

Die in den Szenarien diskutierten Maßnahmen umfassen auch die unmittelbaren Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende, sei es in der Form von Mitigentümerschaften an Erneuerbaren-Energien-Anlagen oder dadurch, dass sie von einer Verbesserung der Energieeffizienz profitieren können. Bürgerinnen und Bürger in allen Fokusgruppen kritisierten die fehlende, staatlich finanzierte Unterstützung. So wurde bemängelt, dass bestimmte gesellschaftliche Gruppen, wie sozialschwache Bürgerinnen und Bürger, ältere Mitmenschen oder auch Mieter keine, oder nur unzureichende Möglichkeiten haben, sich auch ökonomisch an der Energiewende zu beteiligen.

Auch im Expertendelphi spiegelt sich die Forderung der Bürgerinnen und Bürger nach mehr Gerechtigkeit wider. In Bezug auf Photovoltaik-Anlagen sehen die Expertinnen und Experten einen deutlichen Handlungsbedarf in der Verbesserung der Beteiligungsmöglichkeiten von

Mietern. Vor diesem Hintergrund wird Entscheidungsträgern empfohlen, die Möglichkeiten für eine Beteiligung bisher benachteiligter Gruppen zu verbessern und bestehende Hemmnisse abzubauen.

Themenfeld 3: Umsetzungsmaßnahmen sind emotional besetzt

Die in den Szenarien diskutierten Maßnahmen zur verbesserten Energieeffizienz- und -suffizienz, aber auch Ansätze zur Reduktion der Anteile fossiler Energieträger wurden von Bürgerinnen und Bürgern in den Fokusgruppen zum Teil sehr emotional diskutiert. Im Mittelpunkt stand dabei vor allem die Art und Weise, wie Maßnahmen durchgesetzt werden können bzw. sollen. Die am Gruppendelphi beteiligten Expertinnen und Experten zeigen dabei mehrheitlich eine klare Haltung gegen gesetzliche Eingriffe in den Markt etwa durch die Festsetzung von Preisen oder Mengen. Dies zeigt sich beispielsweise in der Diskussion über die Elektromobilität, in der Vorschläge über Höchstpreise oder Zulassungsquoten von Elektroautos deutlich zurückgewiesen wurden.

Der Expertenkreis war sich mehrheitlich einig, dass das Verhalten der Energieverbraucher über positive Anreizsysteme besser beeinflusst werden könnte, als über gesetzliche Ge- oder Verbote. Dies wird auch im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Smart-Meter-Technologie hervorgehoben; hier werden Anreize durch Datenvergleiche und Selbstverpflichtung favorisiert. Die Expertinnen und Experten fordern gleichzeitig, darauf zu achten, dass Maßnahmen keine sozialen Ungleichheiten fördern oder gar verstärken.

Die Teilnehmenden der Fokusgruppen sehen die Wirksamkeit von Anreizen zur Veränderung eigener Verhaltensweisen sehr unterschiedlich, wobei zumindest einige Teilnehmende ähnlich wie der Expertenkreis argumentierten. So sagte eine Teilnehmerin:

„Und vielleicht muss da einfach die Politik irgendwie so einen Spagat schaffen, dass sie es hinkriegen, dass ein Verzicht nicht unbedingt so als Verzicht spürbar ist.“ (Fokusgruppe 3, Karlsruhe Stadt)

Damit einhergehen zum Teil sehr emotionale Diskussionen zu dem von vielen Teilnehmenden als Zielkonflikt wahrgenommenen Zusammenhang zwischen der Erreichung der Klimaziele und ihrer persönlichen Freiheit. Vor allem Maßnahmen im Mobilitätsbereich – beispielsweise ein mögliches Fahrverbot von Diesel-betriebenen Fahrzeugen in Städten – sehen viele Teilnehmende als unvereinbar mit ihrem eigenen Selbstbestimmungsrecht.

Deutlich wurden jedoch auch andere Positionen, die besonders häufig im Zuge von (generationsübergreifenden) Gerechtigkeitsdebatten hervorgebracht wurden. Teilnehmende zweifeln die Wirksamkeit freiwilliger Maßnahmen an und sind überzeugt, dass nur eine strikte Regulation des Energieverbrauchs die Gesellschaft zu einem veränderten Verhalten bewegen kann. Diese eher pessimistische Erwartung hinsichtlich der gesellschaftlichen Umsetzung der in den Szenarien verankerten Energieziele zeigte sich auch in der häufigen Referenz der Teilnehmenden auf das Sankt-Florian-Prinzip.

Basierend auf diesen Erkenntnissen sollte bei der Ausgestaltung zukünftiger, politischer Maßnahmen darauf geachtet werden, dass nicht nur die Inhalte einer politischen Maßnahme (beispielsweise die Steigerung von Energieeffizienz), sondern vor allem die Art und Weise der

Durchsetzung und der Kommunikation von zentraler Bedeutung in der gesellschaftlichen Wahrnehmung sind.

Themenfeld 4: Sektor-spezifische Vorschläge aus Fokusgruppen und Expertendelphi

Sowohl aus den Diskussionen der Fokusgruppen mit Bürgerinnen und Bürgern als auch aus den Expertendelphi ergaben sich konkrete Vorschläge für die drei Energiesektoren.

Wärme-Sektor: Die am Gruppendelphi beteiligten Expertinnen und Experten sehen den größten Handlungsbedarf im Wärme-Sektor. Speziell werden hier Investitionen in die Sanierung öffentlicher Gebäude und Industriegebäude, aber auch Anreizsysteme für Privatpersonen zur Sanierung von Bestandsbauten als notwendig betrachtet.

Diesen letzten Punkt sehen auch die Teilnehmenden der Fokusgruppen als einen wichtigen Baustein einer erfolgreichen Energieeffizienzstrategie in Baden-Württemberg. Gerade die fehlende staatliche Unterstützung wird vor vielen Teilnehmenden als entscheidendes Kriterium in der Bewertung des Energie-Effizienz Szenarios genannt. Aus den Diskussionen der Fokusgruppen lässt sich zusammenfassend festhalten, dass die Teilnehmenden die Relevanz und Notwendigkeit von Energieeffizienz-Maßnahmen im Bereich Wärme anerkennen und mehrheitlich diesen Strategien auch grundsätzlich positiv gegenüberstehen. Zwei Faktoren sind für sie jedoch ausschlaggebend: (1.) Eine verbesserte (finanzielle) Unterstützung von Privatpersonen bei Sanierungen, vor allem von Mietshäusern; und (2.) eine Ausgewogenheit und Passgenauigkeit der Dämmungsmaßnahmen.

Strom-Sektor: Die Expertinnen und Experten beschäftigten sich in diesem Zusammenhang vor allem mit der Diskussion zur Standortwahl und somit mit der Akzeptanz von Anlagen der Stromproduktion und -speicherung.

Dies stand auch im Mittelpunkt der Diskussionen der Fokusgruppen, und hier vor allem mit Bezug auf die Windkraft in Baden-Württemberg. Neben ästhetischen Begründungen sehen die Teilnehmenden der Fokusgruppen eine Zunahme von Windkraftanlagen gerade vor dem Hintergrund der hohen Bevölkerungsdichte von Baden-Württemberg als mehrheitlich kritisch. Viele Teilnehmende stellen sogar grundsätzlich die Notwendigkeit in Frage, Baden-Württemberg als Standort für Windkraft zu stärken und schlagen andere Standorte sowie andere Energietechnologien vor. Andere Teilnehmende setzen dagegen auf eine Effizienzerhöhung bei Windkraftanlagen und hoffen so auf für die Bevölkerung weniger sichtbare und gleichzeitig effektivere Standorte.

Auf die Frage welche Strategie Baden-Württemberg in Zukunft in Bezug auf die Windkraft verfolgen soll, ist sich der Expertenkreis einig: Bürgerinnen und Bürger sollen durch Beteiligungsprozesse aktiv in Windkraft-Projekte einbezogen werden. Für die Expertinnen und Experten beinhaltet dies auch die Förderung von Bürgergenossenschaften. Gleichzeitig sehen sie Windkraft als eine elementare Säule der Energiewende und befürworten einen weiteren Ausbau der Windkraft an allen geeigneten Standorten. Lediglich eine Expertengruppe in der Delphi-Runde sieht eine Verbesserung der Effizienz von Windkraftanlagen sowie eine Priorisierung von hervorragenden Standorten unter den Top-3 der wichtigsten Handlungsempfehlungen im Bereich Strom. Eine monetäre Entschädigung von betroffenen Anwohnern von Windkraftanlagen wird vom Expertenkreis mehrheitlich nicht befürwortet.

Mobilität-Sektor: Über alle vier Fokusgruppen hinweg spielt dieser Bereich für die Teilnehmenden für die Bewertung der Szenarien eine ganz zentrale Rolle, da sich die zukünftige Ausgestaltung der Mobilität sich direkt und unmittelbar auf die Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger auswirkt. Insofern überrascht nicht, dass gerade die Zukunft des motorisierten Individualverkehrs die Teilnehmenden der Fokusgruppen besonders beschäftigt. Auch wenn vereinzelt Sentimentalitäten mit Blick auf den klassischen Verbrennungsmotor geäußert wurden, akzeptiert die Mehrheit die Notwendigkeit eines langfristigen Umstiegs auf alternative Antriebskonzepte. Dabei rücken für die Teilnehmenden jedoch vor allem Fragen der Finanzierbarkeit und der Verfügbarkeit von Elektro- und Wasserstoff-betriebener Fahrzeuge sowie der Zugang zu Carsharing-Autos in den Vordergrund. Viele Teilnehmenden kritisieren die mangelnde Erschwinglichkeit von E-Autos im Vergleich zu Autos mit Verbrennungsmotoren.

Mehrere Teilnehmende kritisieren das Fehlen einer Strategie im Bereich der Mobilität; sie wünschen sich mehr Klarheit darüber, welche Infrastrukturen in den nächsten zehn bis 15 Jahren verfolgt und gefördert werden. Dieser Diskurs ist auch im Gruppendelphi präsent. So mahnt ein Experte beispielsweise an, dass eine vollständige Ausgestaltung zweier Infrastrukturen – Elektro und Wasserstoff-Antriebe – weder finanziell noch gesellschaftlich tragbar sei. Gleichzeitig erkennen sowohl Bürgerinnen und Bürger als auch der Expertenkreis die Notwendigkeit einer technologie-offenen Zukunft im Mobilitätsbereich an, um die Abkehr von traditionellen Verbrennungsmotoren zu erreichen.

Auch die gegenwärtige Rolle des öffentlichen Nahverkehrs und dessen Bedeutung in den Zukunftsszenarien für Baden-Württemberg wird von den Teilnehmenden über alle Fokusgruppen hinweg intensiv diskutiert. Angemahnt wird vor allem ein Ausbau des Netzes im ländlichen Raum. Für wenig frequentierte Regionen schlagen die Teilnehmenden u.a. alternative Konzepte wie etwa die verstärkte Einrichtung von Ruf-Taxi-Systemen vor. Darüber hinaus wird die Kostenstruktur des ÖPNV kritisiert und eine deutliche Vergünstigung – bis hin zu einem kostenlosen Angebot gefordert⁴⁶. Viele Bürgerinnen und Bürger zeigten sich zuversichtlich, dass der ÖPNV bei einem attraktiveren Angebot auch verstärkt genutzt wird. Auch im Expertendelphi wird eine deutliche Vergünstigung des ÖPNV sowie ein Ausbau des ÖPNV im ländlichen Raum befürwortet. Eine kostenlose Nutzung wird jedoch mit dem Hinweis auf mögliche Rebound-Effekte abgelehnt.

⁴⁶ Anmerkung: Die Diskussionen in den Fokusgruppen sowie im Expertendelphi fanden vor den Überlegungen der Bundesregierung zu kostenlosen ÖPNV-Angeboten statt. (siehe Pressemitteilung der Bundesregierung vom 14.02.2018 (verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2018/02/2018-02-14-regpk.html>, zuletzt abgerufen am 21.02.2018.)

5 Modellgestützte Systemtransformati- Analysen

(Blesl, M.; Gils, H. C.; Wetzel, M.; Wiesmeth, M.)

5.1 Szenarioanalysen zur Entwicklung des Stromsystems in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung der nationalen und europäischen Einbindung

5.1.1 Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenarien

Die Erstellung der Szenarien basiert auf der gekoppelten Anwendung zweier etablierter Energiesystemmodelle mit jeweils unterschiedlichem Fokus. Das Modell TIMES PanEU BW ermittelt kostenoptimale Pfade der Entwicklung des gesamten Energiesystems, während das Modell REMix auf den räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Lastausgleich im Stromsystem fokussiert ist. Im Rahmen des Projekts kommen die beiden Modelle erstmalig aufeinander aufbauend zum Einsatz. Dabei werden für die zeitlich und räumlich hochaufgelösten REMix-Analysen ausgewählte Ergebnisse der sektorenübergreifenden Pfadoptimierung in TIMES PanEU BW als Eingangsdaten verwendet. Dies beinhaltet insbesondere die Struktur des Kraftwerksparks sowie die unmittelbar an den Stromsektor gekoppelte Energienachfrage in den Sektoren Wärme und Verkehr. Abbildung 5-1 zeigt schematisch den Ablauf der Kopplung der Modelle. Zentrale Ergebnisse von TIMES PanEU sind die Entwicklungspfade der CO₂-Emissionen, des Primär- und Endenergieverbrauchs, sowie der Energiebereitstellung. In der Ergebnisauswertung liegt der Fokus des REMix-Modells auf den zeitlichen und räumlichen Lastausgleichsoptionen durch Speicherung, Lastmanagement, Übertragungsnetze sowie die flexiblen Kopplungen zum Wärme- und Verkehrssektor über Elektromobilität, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Wasserelektrolyseure. Im Folgenden werden die eingesetzten Modelle sowie die Rahmenannahmen und betrachteten Szenarien eingeführt. In den Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern basieren die Modellrechnungen auf den in Kapitel 2.2 dargelegten Arbeiten.



Abbildung 5-1: Übersicht der Methodik bei der Szenarienerstellung und Kopplung der Modelle TIMES-Pan EU BW und REMix.

5.1.2 Modellbeschreibungen

TIMES PanEU BW

Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 31 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010), welches alle Staaten der EU-28 sowie die Schweiz, Norwegen beinhaltet. Zusätzlich ist Deutschland unterteilt in die beiden Regionen Baden-Württemberg und Restdeutschland. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2010 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente unterteilt (3 Tageszeitsegmente – Tag, Nacht und Spitzenlast – sowie 4 Jahreszeitsegmente – Sommer, Herbst, Winter und Frühjahr), anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2010 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt. Des Weiteren gehen die Rahmenbedingungen bezüglich der Energiesteuern und Subventionen mit in die Kalkulation ein.

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) als auch Schadstoffemissionen (CO, NO_x, SO₂, NMVOC, PM₁₀, PM_{2.5}) sind in TIMES PanEU erfasst.

Die Methodik zur Bestimmung der gesicherten Leistung ist den Berichten zur Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber entnommen. Als gesicherte Leistung wird hierbei die installierte Nettoengpassleistung abzüglich der nicht verfügbaren Leistung betrachtet. Die nicht verfügbare Leistung ergibt sich aus Revisionen, nicht einsetzbarer Leistung, Ausfällen und einer Reserve für Systemdienstleistungen. In TIMES PanEU BW wird zur Aufstellung der jährlichen Leistungsbilanz das Verhältnis aus installierter Nettoengpassleistung und gesicherter Leistung mit einem Verfügbarkeitsfaktor auf den Kraftwerkskapazitäten abgebildet.

Ziel ist die Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Energieversorgungsstruktur bei einem vorgegebenen Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und gegebenenfalls energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Hierzu erfolgt eine Minimierung der diskontierten Aufwendungen des Energiesystems, wobei jedoch die einzelnen Akteure (Haushalte, Industrie, Energieversorgung) unterschiedliche wirtschaftliche Kalküle haben können. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter.

REMix

Das Energiesystemmodell REMix wurde im Institut für Technische Thermodynamik des DLR entwickelt und besteht aus den Teilen REMix-EnDAT und REMix-OptiMo (siehe Abbildung 5-2). Der Modellinput umfasst techno-ökonomische Technologieparameter, Szenarioparameter (z.B. installierte Kraftwerkskapazitäten) sowie räumlich aufgelöste Klima- und Wetterdaten für jede Stunde des Jahres. Im Analysemodell REMix-EnDAT (Scholz 2012, Stetter 2014) werden die globalen EE-Ressourcen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung untersucht. Es stellt dem Optimierungsmodell REMix-OptiMo (Scholz 2012, Gils et al. 2017) die maximal installierbaren Leistungen und stündliche Stromerzeugung von Wind- und Solaranlagen, sowie die stündliche Strom- und Wärmenachfrage zur Verfügung.

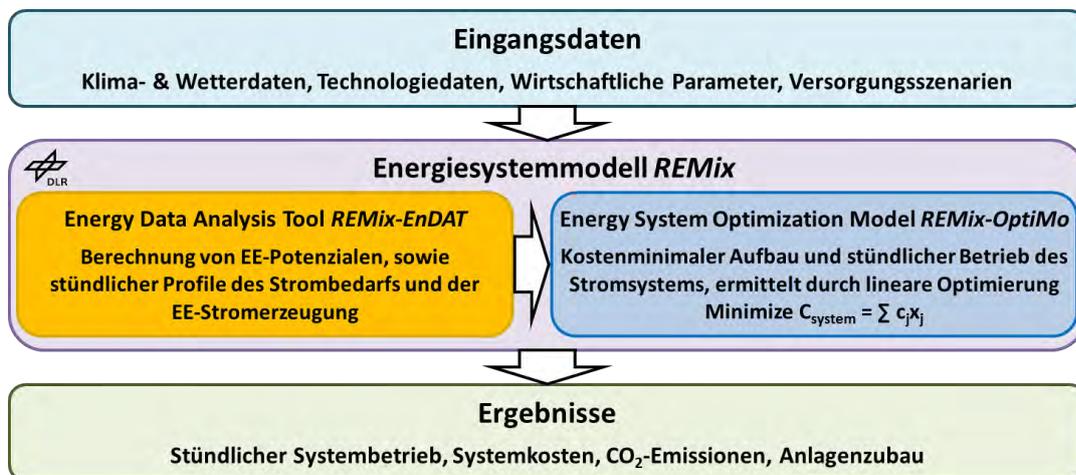


Abbildung 5-2: Übersicht REMix-Modell

REMix-OptiMo bietet eine vereinfachte Abbildung des Stromversorgungssystems einschließlich der wesentlichen Kopplungen zu andere Sektoren. Diese umfassen flexible KWK mit Wärmespeicher, elektrische Wärmeerzeugung in Wärmepumpen und direktelektrischen Kesseln, Batterieelektromobilität, industrielles Lastmanagement, sowie die Erzeugung, Speicherung und ggf. Rückverstromung synthetischer Brennstoffe. Eine Zubauoptimierung kann prinzipiell für alle modellierten Technologien zeitgleich innerhalb der vorgegebenen Obergrenzen erfolgen. Das Optimierungsmodell REMix-OptiMo minimiert die Gesamtsystemkosten bestehend aus allen Ausgaben, die sich aus der Installation neuer Anlagen und dem Betrieb aller Anlagen ergeben, also Kapitalkosten, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten sowie sonstige Betriebskosten. Die Optimierung des Ausbaus und Einsatzes der aller Systemkomponenten erfolgt aus der Perspektive eines volkswirtschaftlichen Planers unter einem Modellierungsansatz mit vollständiger Voraussicht.

5.1.3 Rahmenannahmen und Szenarien

TIMES PanEU BW

Tabelle 5-21: Szenariobedingungen im TIMES PanEU BW Modell

	BASIS	BIO+
EU-ETS Ziel	EU: -75 % until 2050	
THG Ziel	DE: -40% (2020); -80% (2050); BW: -25% (2020); -90% (2050)	
EE-Anteil Strom	EU, DE, BW: 80% (2050)	
EEG Zubau	DE: nach EEG Zubaukorridoren	
EE-Anteil Brutto-Endenergieverbrauch	EU, DE: 60% (2050)	
EE-Anteil Verkehr	EU, DE, BW: 10% (ab 2020)	
Stromtausch	ENTSO-E, TYNDP	
Energieträgerpreise	entsprechend WEO2016	
Bioenergieträger	10% der landwirtschaftlichen Fläche	20% der landwirtschaftlichen Fläche

Szenariobeschreibung

Im Rahmen der Szenarioanalyse werden zwei Szenarien betrachtet (vgl. Tabelle 5-21). Es gelten die klimapolitischen Rahmenbedingungen auf europäischer und bundesdeutscher Ebene, für Baden-Württemberg werden ergänzend die Treibhausgasminderungsziele aus dem Landesgesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg übernommen. Es gelten darüber hinaus keine zusätzlichen Landesziele hinsichtlich Erneuerbaren Energien und Energieeinsparung.

Auf Ebene der europäischen Union sind Treibhausgasminderungsvorgaben entsprechend dem europäischen Emissionshandelssystem gesetzt. Zu erreichen ist dabei eine anfängliche, jährliche Reduktion um 1,74% bis zum Jahr 2020. Im weiteren Verlauf wird eine höhere Reduktionsrate angenommen um bis zum Jahr 2050 gegenüber 2005 eine Reduktion um 75% zu erreichen. Für die Bundesrepublik Deutschland ergibt sich der über alle Sektoren gültige Treibhausgasminderungspfad aus dem Energiekonzept der Bundesregierung, welches bis zum Jahr 2050 eine Minderung um 80% ggü. 1990 vorsieht.

Auf Landesebene hat der Baden-Württembergische Landtag im Jahr 2013 das Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg verabschiedet. Das Gesetz sieht eine Reduktion der Treibhausgasemissionen ggü. dem Jahr 1990 um 25% (2020) bzw. 90% (2050) vor⁴⁷.

Es bestehen Szenariovorgaben für den **Anteil erneuerbarer Energien** an der Stromproduktion, am Bruttoendenergieverbrauch und im Verkehr. Auf Ebene der europäischen Union sind die Vorgaben von 80% Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und 60% Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch an die Energy Roadmap 2050 angelehnt⁴⁸. Die weitere Vorgabe des 10% Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr die ab dem Jahr 2020 voll zu erfüllen ist, geht zurück auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG)⁴⁹.

In Deutschland gilt ergänzend eine Szenariovorgabe von 80% Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 und ein Anteil der Erneuerbaren Energien von 60% am Bruttoendenergieverbrauch (2050). Die Ziele werden abgeleitet aus dem Energiekonzept der Bundesregierung. Für Baden-Württemberg werden keine darüberhinausgehenden Vorgaben gesetzt.

Der angenommene **Kraftwerkspark** wird in Kapitel 2 detailliert dargestellt. Für den Kraftwerkspark ergibt sich mit typischen Lebensdauern und den blockscharfen Inbetriebnahmejahren eine Sterbekurve. Bereits bei der Bundesnetzagentur angezeigte Stilllegungen werden berücksichtigt.

Die Entwicklung der **Energieträgerpreise** für Steinkohle, Erdgas und Erdöl ergibt sich aus dem World Energy Outlook 2016 (WEO 2016) der IEA. Zusätzlich ergibt sich ein Preisaufschlag gegenüber den WEO 2016 Preisen anhand der Grenzübergangspreise für Deutschland.

Für **Bioenergieträger** besteht Unterscheidung zwischen Biomasse und Biogas sowie Biokraftstoffen. Biomasse wird im Allgemeinen auf Grund der relativ geringen Energiedichte als nicht wirtschaftlich transportabel über größere Distanzen angesehen. Erzeugung und Nutzung erfolgen hier lokal. Daraus produzierte Biokraftstoffe weisen jedoch eine größere Energiedichte auf und können in TIMES PanEU BW zwischen den Regionen ausgetauscht werden.

Eine Unterscheidung findet zwischen dem Basis- und dem BIO+-Szenario bezüglich der verfügbaren Anbauflächen statt. Im Basisszenario besteht eine Beschränkung auf rund 10% der

⁴⁷<http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawue-prod.psml&max=true&aiz=true>

⁴⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52011DC0885>

⁴⁹ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L_.2009.140.01.0016.01.DEU

landwirtschaftlich genutzten Fläche, während im BIO+-Szenario zusammen mit weiteren Ertragssteigerungen eine Ausweitung auf rund 20% der landwirtschaftlich genutzten Flächen erfolgen kann.

REMix

Im Rahmen des Projektes werden die Kraftwerkskapazitäten für die Langfristszenarien durch das Modell TIMES PanEU vorgegeben und als untere Grenze für die zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modellierung in REMix vorgegeben. Durch die Vorgabe eines Entwicklungspfades für den Kraftwerkspark erfolgt eine Zubauoptimierung der Kraftwerkskapazitäten ausschließlich für Photovoltaik, Windenergie an Land und auf See, sowie Gas- und Ölkraftwerken zur Bereitstellung von Reservekapazität. Darüber hinaus erfolgt eine modellendogene Optimierung des Zubaus von Lithium-Ionen-Batteriespeichern, Wasserstoffkavernenspeichern mit Rückverstromung, sowie der Auslegung der dezentralen Wasserstoffelektrolyse und -speicherung. Neben dem Kraftwerkspark werden aus TIMES PanEU auch die Stromnachfrage, die durch Wärmenetze, dezentrale Wärmepumpen und elektrische Boiler bereitgestellte Wärme, die Wasserstoffnachfrage und die im von REMix untersuchten Teil des Energiesystems anfallenden CO₂-Emissionen übernommen. Zudem werden steigende Preise für CO₂-Emissionszertifikate von 18 €₂₀₁₅/t CO₂ im Jahr 2020 bis hin zu 150 €₂₀₁₅/t CO₂ im Jahr 2050 angenommen. Hinsichtlich der erforderlichen Anteile an erneuerbaren Energien im Stromsektor werden keine Vorgaben gemacht, jedoch führen der übernommene Kraftwerkspark und die Annahmen zu den CO₂-Preisen zu einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung der elektrischen Energiebereitstellung.



Abbildung 5-3: Untersuchungsgebiet und regionale Auflösung der REMix-Analysen

In der hier vorgestellten Analyse werden die Jahre 2020 bis 2050 in Dekadenschritten betrachtet, und eine myopische Ausbauplanung betrachtet. Das heißt, dass in die Annahmen zum

Anlagenbestand die Ergebnisse der Optimierung der vorherigen Zeitpunkte mit einfließen. Geographischer Fokus der Analyse ist Baden-Württemberg, das entsprechend der Regierungsbezirke in vier Regionen aufgeteilt wird. Für eine vereinfachte Abbildung des überregionalen und internationalen Stromaustausches werden die umliegenden deutschen Bundesländer, sowie die europäischen Nachbarländer in einer geringen regionalen Auflösung betrachtet. Innerhalb der geographischen Modellknoten werden alle Erzeugungseinheiten jeder Technologie gruppiert und als eine einzige Anlage behandelt.

Für die europäischen Übertragungsnetzkapazitäten im Drehstromnetz werden für die Modelljahre 2020 und 2030 die Netztransferkapazitäten (NTC) auf Basis des TYNDP 2016 angenommen. Diese werden auf Basis der technischen Netzkapazitäten der ENTSO-E Power Map auf die Verbindungen zwischen den betrachteten Modellregionen verteilt. Für die Jahre darüber hinaus werden technische Netzkapazitäten auf Basis der Netztopologie der ENTSO-E Power Map und Annahmen zur Beseilung der elektrischen Schaltkreise verwendet. Dies repräsentiert eine bessere Nutzung der Bestandsleitungen durch den Einsatz von Leistungselektronik zur besseren Steuerung der Wechselstromnetze.

Im Falle der europäischen Übertragungskapazitäten der Gleichstromnetze werden die Eingangsdaten auf Basis der geplanten Projekte des TYNDP 2016 angenommen. Von besonderer Bedeutung für Baden-Württemberg sind hier insbesondere die Projekte 235 (Südlink) und 254 (Ultranet). Südlink beinhaltet nach aktueller Planung eine Gesamtübertragungskapazität von 4 GW welche Brunsbüttel und Wilster in Schleswig-Holstein mit Großgartach in Baden-Württemberg und Grafenrheinfeld in Bayern verbindet. Ultranet umfasst eine Übertragungskapazität von 2 GW und verbindet Osterath in Nordrhein-Westfalen mit dem baden-württembergischen Philippsburg. Das Inbetriebnahmedatum der Leitungen ist in der aktualisierten Fassung TYNDP 2018 weiterhin für 2025 (Südlink) sowie 2021 (Ultranet) angesetzt.

Die Eingangsdaten für die elektrischen Lastzeitreihen der REMix-Modellierung basieren auf den von ENTSO-E veröffentlichten Power Statistics Daten. Diese werden für die Europäischen Staaten sowie Norwegen und Schweiz in stündlicher Auflösung bereitgestellt und als normiertes Nachfrageprofil in den betrachteten Modellregionen verwendet. Die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien basieren auf den Modellergebnissen des Energiedatenanalysetools REMix-EnDAT. Die Eingangsdaten für Ausschlussflächen sowie physikalische Strahlungs- und Windzeitreihen werden auf Basis von (Scholz 2012) angenommen, eine Modifikation erfolgt durch die Verwendung unterschiedlicher Leistungskurven für Stark- und Schwachwindanlagen. In der Modellierung wurde für Starkwind die Leistungskurve und technischen Daten einer Enercon E-82 E4 angenommen, für Schwachwind die Werte einer Enercon E115. Die Nabenhöhen wurden dabei gemäß den in Kapitel 2.2 ermittelten Werten für die zwei Anlagentypen gewählt. Die Unterscheidung in Stark- und Schwachwindanlagen erfolgt auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über dem Boden. Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s und höher werden für Starkwindanlagen genutzt, Standorte mit niedrigeren mittleren Windgeschwindigkeiten für Schwachwindanlagen. Für die Einspeisezeitreihen der Photovoltaik wird für die Module ein mittlerer Wirkungsgrad von 16,1 % angenommen. Die Ausrichtung der Aufdach- und Fassadenanlagen erfolgt mit einer Verteilung

von 50 % nach Süden sowie jeweils 25% nach Südwest und Südost. Die Module der Freiflächenanlagen sind vollständig mit Südausrichtung modelliert. Für das Basisszenario werden die Last- und Erzeugungsprofile des Jahres 2006 verwendet.

Die Stromnachfrage von Batteriefahrzeugen, Wärmepumpen, direktelektrischen Heizsystemen und Wasserelektrolyseuren wird in REMix teilweise flexibel angenommen. Die Flexibilität ergibt sich durch die Berücksichtigung von Wärme- und Wasserstoffspeichern, sowie eines gesteuerten Ladens von Batterieelektrofahrzeugen. Wärmespeicher werden auch als integraler Bestandteil von biomasse-, kohle- und gasgefeuerten KWK-Systemen in Betracht gezogen, um deren Einsatz ebenfalls zu flexibilisieren. Für die mittlere Größe der Speicher werden zwei Stunden für Wärmepumpen und sechs Stunden für KWK-Anlagen angenommen, jeweils bezogen auf die zu deckende Spitzenlast. Das gesteuerte Laden von Batteriefahrzeugen erlaubt eine teilweise Verschiebung der Stromnachfrage um vier oder acht Stunden. Der dafür zur Verfügung stehenden Anteile des Fahrzeugparks steigt dabei von 20% in 2020 auf 50% in 2050. In eingeschränktem Maße kann zudem ein Lastmanagement in Industrie und Gewerbe zum Lastausgleich beitragen. Dieses wurde gemäß (Gils 2015) berücksichtigt.

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit wird in REMix zudem die Einhaltung einer Vorgabe zur mindestens vorzuhaltenden gesicherten Leistung erzwungen. Diese beläuft sich auf 100% der Jahresspitzenlast der originären Stromverbraucher (d.h. ohne die flexiblen Batteriefahrzeuge, Wärmepumpen, direktelektrischen Heizsysteme und Wasserelektrolyseure), und kann erfüllt werden durch alle regelbaren Anlagen sowie in geringem Maße durch Laufwasserkraft und Windenergie. Dafür werden die Annahmen des optimistischen Szenarios in (Borggreffe et al. 2015) übernommen.

Für die Detailanalysen in REMix werden neben den zwei Szenarien Basis und Bio+ der TIMES PanEU BW Modellierung weitere Szenarienvariationen verwendet um die Belastbarkeit der Ergebnisse gegenüber Variationen in den Rahmenannahmen zu untersuchen. Dabei werden insbesondere die Rolle des Stromnetzes, der flexiblen Sektorenkopplung, und zusätzlicher Batteriespeicher genauer beleuchtet, und zudem die Auswirkung eines ungünstigen Wetterjahres mit hoher Nachfrage und geringer EE-Erzeugung analysiert. Die berücksichtigten Varianten beziehen sich alle auf das Basisszenario, und umfassen im Einzelnen:

- **Variante Netzausbau (Netz+):** Im Szenario Netzausbau wird gegenüber dem Basisszenario der zusätzliche Ausbau von Gleichstromleitungen erlaubt. Die ausbaubaren Leitungen richten sich nach den Gleichstromleitungen gemäß dem TYNDP 2016 erweitert um mögliche Gleichstromübertragungsleitungen innerhalb der Regierungsbezirke in Baden-Württemberg sowie zu den benachbarten Bundesländern.
- **Variante Netzrestriktion (Netz-):** In der Variante Netzrestriktion wird für alle Modelljahre von der Begrenzung der europäischen Übertragungsnetzkapazitäten auf die Werte der NTCs ausgegangen.
- **Variante geringe Flexibilität (Flex-):** Im Falle der geringeren Flexibilitätsoptionen wird keine Möglichkeit der Ladesteuerung von batterieelektrischen Fahrzeugen angenommen.

men. Zudem erfolgt sowohl im Verkehrssektor als auch im Wärmesektor keine Berücksichtigung von Wasserstoff- bzw. Wärmespeichern, die einen flexiblen Betrieb der Sektorenkopplung ermöglichen.

- **Variante Ausbau von PV-Speichersystemen (PV-Batterie):** Die Variante Batteriespeicher gibt einen modellexogenen Ausbau von Lithium-Ionen Speichersystemen als festen Anteil der vorgegebenen Photovoltaikleistung vor. Der Anteil der vorgegebenen Mindestbatterieleistung beträgt dabei 5 % im Jahr 2020 und steigt bis auf 30 % im Jahr 2050 unter Annahme eines Verhältnisses von Batteriekapazität zu Batterieleistung von 3,5 Stunden.
- **Variante Wasserstoffmobilität (H2-Kfz):** in der Variante Wasserstoffmobilität wird der Energiebedarf im Transportsektor über Wasserstoff gedeckt. Dies ermöglicht eine vergleichende Analyse des Verschiebepotentials durch Ladesteuerung in Elektrofahrzeugen durch flexible Elektrolyse sowie der Speicherung von Wasserstoff. Dies beeinflusst zusätzlich das Nachfrageprofil und wirkt sich damit ebenso direkt auf den Kraftwerkseinsatz aus.
- **Variante hohe residuale Lasten (Dunkelflaute):** Gegenüber der Basisvariante mit den Strahlungs-, Wind- und Lastzeitreihen des Jahres 2006 wird in der Variante mit hohen residualen Lasten eine schwierigere Versorgungssituation untersucht. Dazu wird die ENTSO-E Lastzeitreihe von 2012 mit der Erzeugungszeitreihe für Wind und Photovoltaik von 2010 kombiniert.

5.1.4 Ermittelte Szenarienpfade

Entsprechend der Zielvorgaben der Szenarien erfolgt zwischen den Jahren 2010 und 2050 in Baden-Württemberg eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems.

Die energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen betragen in 2010 in Baden-Württemberg in Summe 71 Mt., hiervon ausgehend ergab sich für 2015 ein geringfügiger Rückgang auf 70 Mt. Gegenüber 2010 erfolgt für 2020 im Modell eine Reduktion auf 55 Mt (-22%) und eine Reduktion auf 4,3 Mt (-94%) bis 2050.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

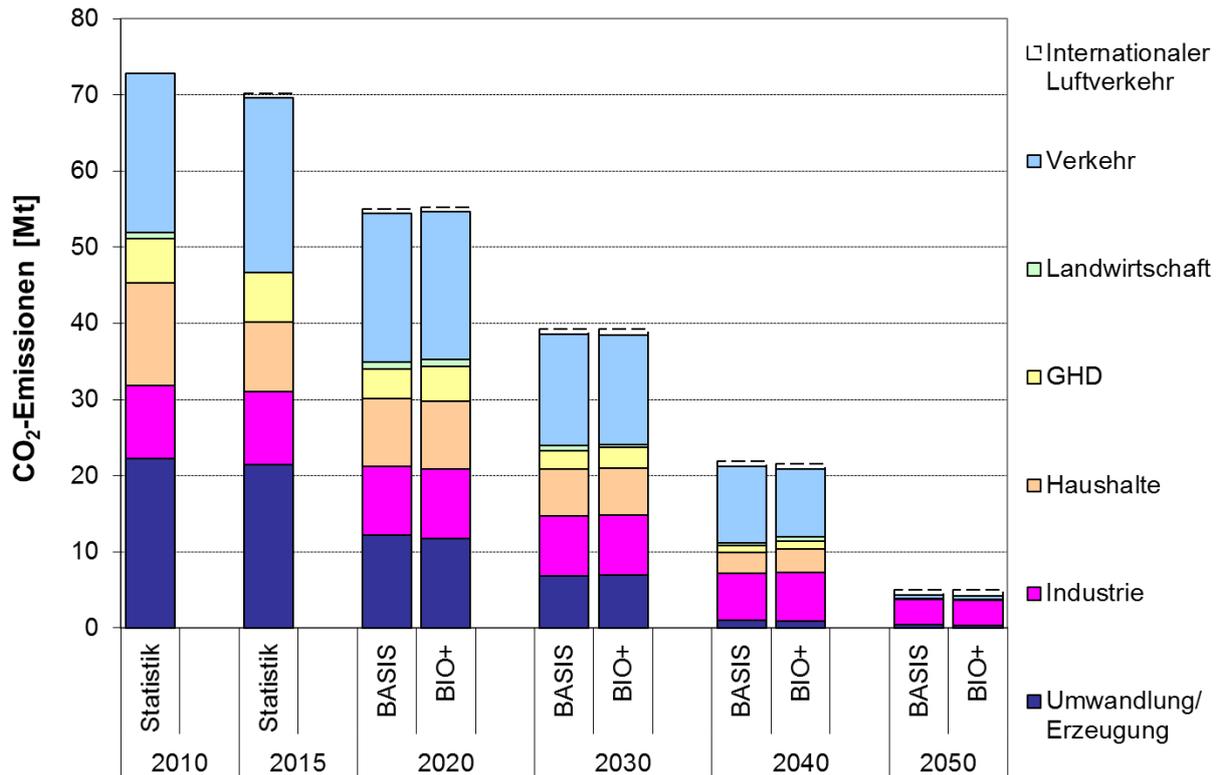


Abbildung 5-4: Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Als heutiger Hauptemittent ist dabei der Verkehrssektor zu sehen, der auch langfristig diese Rolle behält und erst nach der Periode 2030 in relevantem Umfang dekarbonisiert werden kann.

Von großer Relevanz sind die nahezu vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung, der Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD). Restemissionen im Umwandlungsbereich erfolgen auf Grund thermischer Abfallverwertung.

Zum bedeutendsten Emittenten entwickelt sich bis zum Jahr 2050 auf Grund von Prozessemissionen die Industrie. Diese Prozessemissionen erfolgen dabei in der Zementproduktion durch Freisetzung des im Kalk gebundenen Kohlenstoffdioxids. Ohne die Entwicklung neuer Zementarten oder den Einsatz von bisher energieintensiven Carbon Capture and Storage- / Use-Technologien sind diese Emissionen nicht vermeidbar⁵⁰.

⁵⁰ https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Zementindustrie_im_Ueberblick/VDZ_Zementindustrie_im_Ueberblick_2017_2018.pdf

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

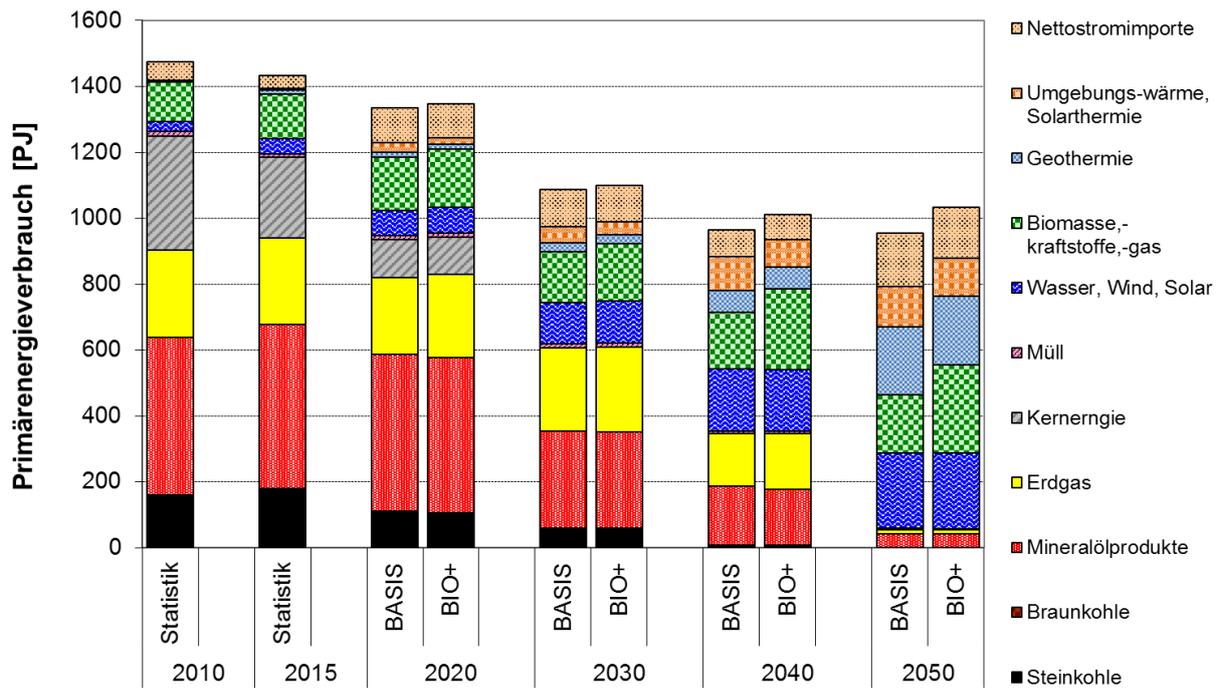


Abbildung 5-5: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Der Primärenergieverbrauch verhält sich in Baden-Württemberg über alle Szenarien rückläufig. Ausgehend von 1475 PJ (2010) wird eine Reduktion von 35% (2050, Basis) bzw. 30% (2050, Bio+) erreicht. Rückläufig sind dabei die Nutzung von Steinkohle, Mineralölen, Erdgas sowie Kernenergie. Die Substitution erfolgt unter anderem durch eine vermehrte Nutzung von Windkraft und Solarenergie in der Stromerzeugung. Biomasse wird in Form von Waldrestholz, Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Ölsaaten, Zuckerrüben und Getreide in der Stromerzeugung, Biogaserzeugung, zur direkten Verfeuerung und zur Erzeugung von Biokraftstoffen für den Verkehr genutzt. Geothermie wird vermehrt ab 2030 ausgebaut und zur Strom- sowie Fernwärmerzeugung genutzt. Ein weiter, an Bedeutung gewinnender Energieträger ist die Umgebungswärme, die über Strom- und Erdgaswärmepumpen zur Bereitstellung von Raum- sowie Prozesswärme genutzt werden kann. Darüber hinaus zeichnet sich auch eine Zunahme der Stromimporte aus den angrenzenden Regionen ab, diese stellen in 2050 17% (Basis) bzw. 15% (Bio+) des Primärenergiebedarfs. Über diese Entwicklungen ist auch der Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis 2040 zu erklären. Die Stromerzeugung aus Kernenergie, Erdgas und Steinkohle weist einen relativ geringen Wirkungsgrad auf und wird durch erneuerbare Energieträger substituiert, welche in Form von Solarenergie und Windkraft primärenergetisch mit einem Wirkungsgrad von 100% bilanziert werden. Ebenfalls einen primärenergetischen Wirkungsgrad von 100% weisen die Stromimporte auf. Durch den Ausbau der Geothermie stagniert der Primärenergieverbrauch zwischen 2040 und 2050, da die Stromerzeugung aus Geothermie niedrige Wirkungsgrade aufweist.

Die Unterschiede zwischen Basis und Bio+ sind auf die vermehrte Nutzung von Biokraftstoffen zurückzuführen, die bei Umwandlung und Verbrennung insbesondere im Vergleich zur Elektromobilität geringe Wirkungsgrade zeigen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

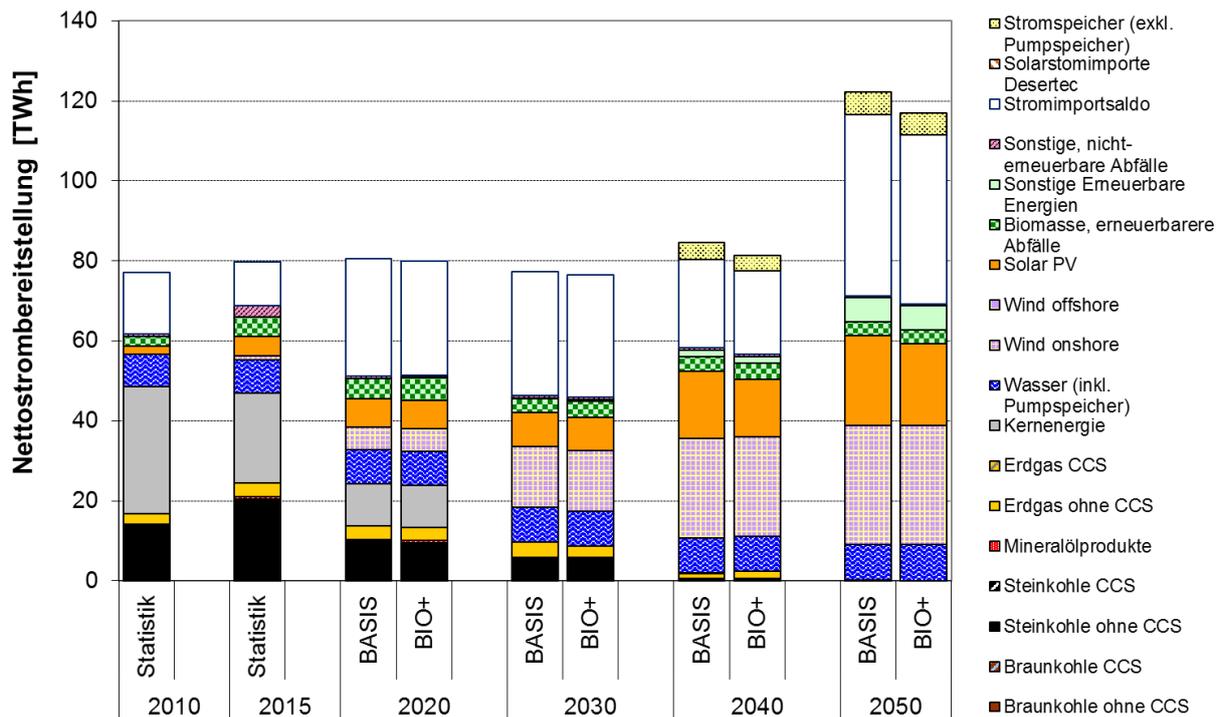


Abbildung 5-6: Nettostrombereitstellung in Baden-Württemberg bis 2050

Die Strombereitstellung insgesamt ist in Baden-Württemberg zwischen 2010 und 2040 weitestgehend konstant um ca. 120 TWh/a. Ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs erfolgt dann zwischen 2040 und 2050, auf ein Niveau von rund 120 TWh/a. Dieses höhere Verbrauchsniveau ist hauptsächlich auf die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehrssektor sowie auf eine erhöhte Stromnachfrage für die Fernwärmeerzeugung zurückzuführen.

Bei anfänglich insgesamt nahezu unverändertem Stromverbrauch erfolgen jedoch mehrere Verschiebungen in der Erzeugungs- bzw. Bereitstellungsstruktur. Zwischen 2010 und 2022 – der geplanten Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Baden-Württemberg, Neckarwestheim – verliert Baden-Württemberg eine inländische Stromerzeugung im Umfang von rund von rund 32 TWh/a. Diese Strommenge wird nur teilweise durch die erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik, Biomasse) aufgefangen. Die Erzeugung aus diesen Energieträgern liegt bei rund 18 TWh/a in 2020. Eine Ausweitung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen wird dabei indirekt durch die Einhaltung der landeseigenen Treibhausgasminderungsziele nach dem Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) begrenzt. Daher erfolgt eine deutliche Verschiebung von der Stromerzeugung innerhalb Baden-Württembergs, hin zu einer Importwirtschaft. Die höheren Nettoimporte werden dabei anfänglich durch eine Verringerung der Exporte, bzw. Stromdurchleitungen erreicht, d.h. bei gleichbleibenden Importen werden die Exporte reduziert. Hierdurch erhöhen sich die innerhalb des Landes verfügbare Strommengen entsprechend.

Zwischen 2010 und 2050 erfolgt weiter eine vollständige Verschiebung der landeseigenen Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken, deren Nutzung bis 2040 ausläuft, zu erneuerbaren Energien, die in 2050 100% der Stromerzeugung in Baden-Württemberg (ca. 75

TWh) decken. Die Importabhängigkeit wird dadurch jedoch nicht aufgehoben, da der Strombedarf weiter auf rund 120 TWh ansteigt.

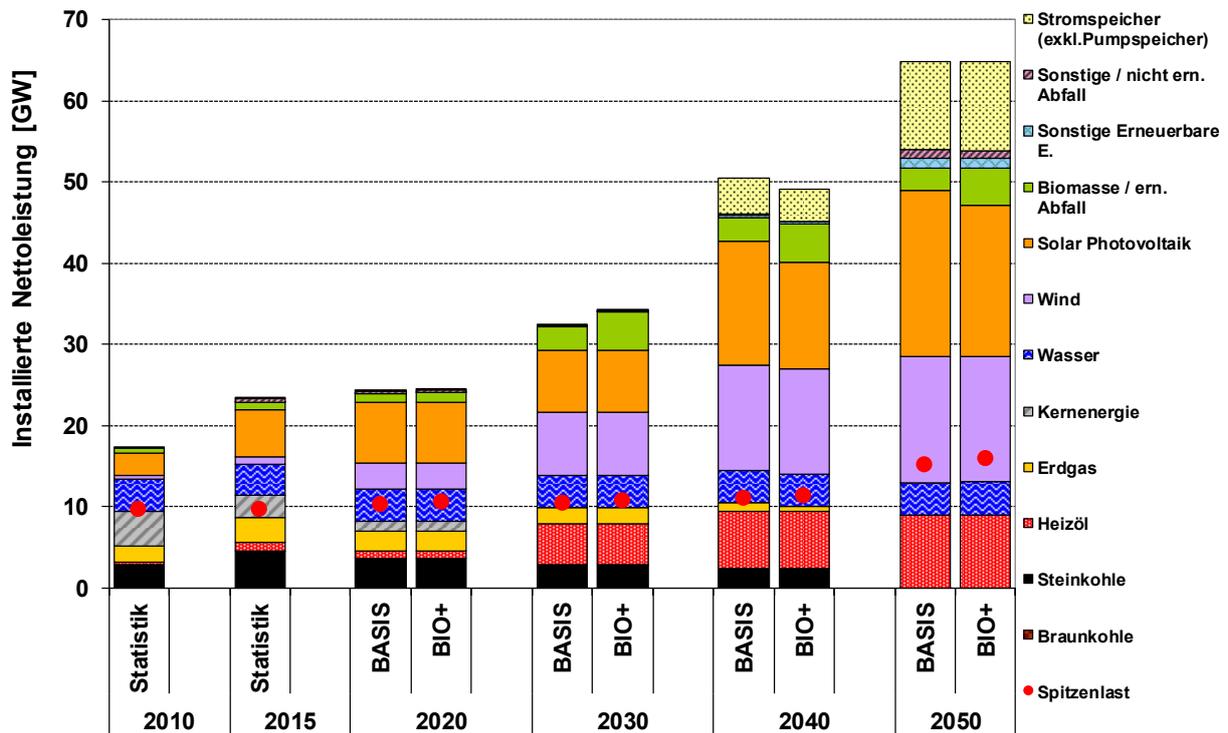


Abbildung 5-7: Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Für die installierten Stromerzeugungskapazitäten sind zwei gegenläufige Entwicklungen zu erkennen. Sichtbar ist nach 2015 ein Rückgang der installierten Kapazität von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Die Summe der Kapazitäten von Steinkohle-, Erdgas- und Erdöl erzeugungskapazitäten ist dabei von 8,7 GW (2015) auf 2,3 GW (2050, Basis) bzw. 0,6 GW (2050, Bio+) rückläufig. Diese Entwicklung ist auf die ausgeprägten Treibhausgasminderungsziele in Baden-Württemberg zurückzuführen. Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen können innerhalb dieses Emissionsbudgets, nach 2030, ohne CCS-Technologien, keine ausreichenden Volllaststundenzahlen erreichen. Zwischen den Szenarien Basis und Bio+ ergibt sich eine Abweichung bei den Kapazitäten ab dem Jahr 2030 in dem Sinne, dass im Bio+ Szenario ein Zubau von Biomassekraftwerken erfolgt.

Die zweite, parallel erfolgende Entwicklung ist ein deutlicher Anstieg der insgesamt installierten Stromerzeugungskapazitäten im Energiesystem von Baden-Württemberg. Dieser Anstieg ist getrieben durch die deutliche Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ausgehend von 11,5 GW (2015) steigt dabei die installierte Kapazität erneuerbarer Energien auf rund 44 GW (2050). Die hohen Kapazitäten sind durch die gegenüber konventionellen Kraftwerken relativ geringen Volllaststundenzahlen begründet. Zwischen den Szenarien erfolgt einer Verschiebung der Kapazitäten von Photovoltaik (Basis) zu Biomasse (Bio+).

Die jährliche Spitzenlast bleibt bis zur 2030 Periode mit 10 – 11 GW konstant und steigt anschließend über rund 12 GW (2045) auf 15,2 GW (2050, Basis) bzw. 16 GW (2050, Bio+). Der Anstieg geht zurück auf die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren.

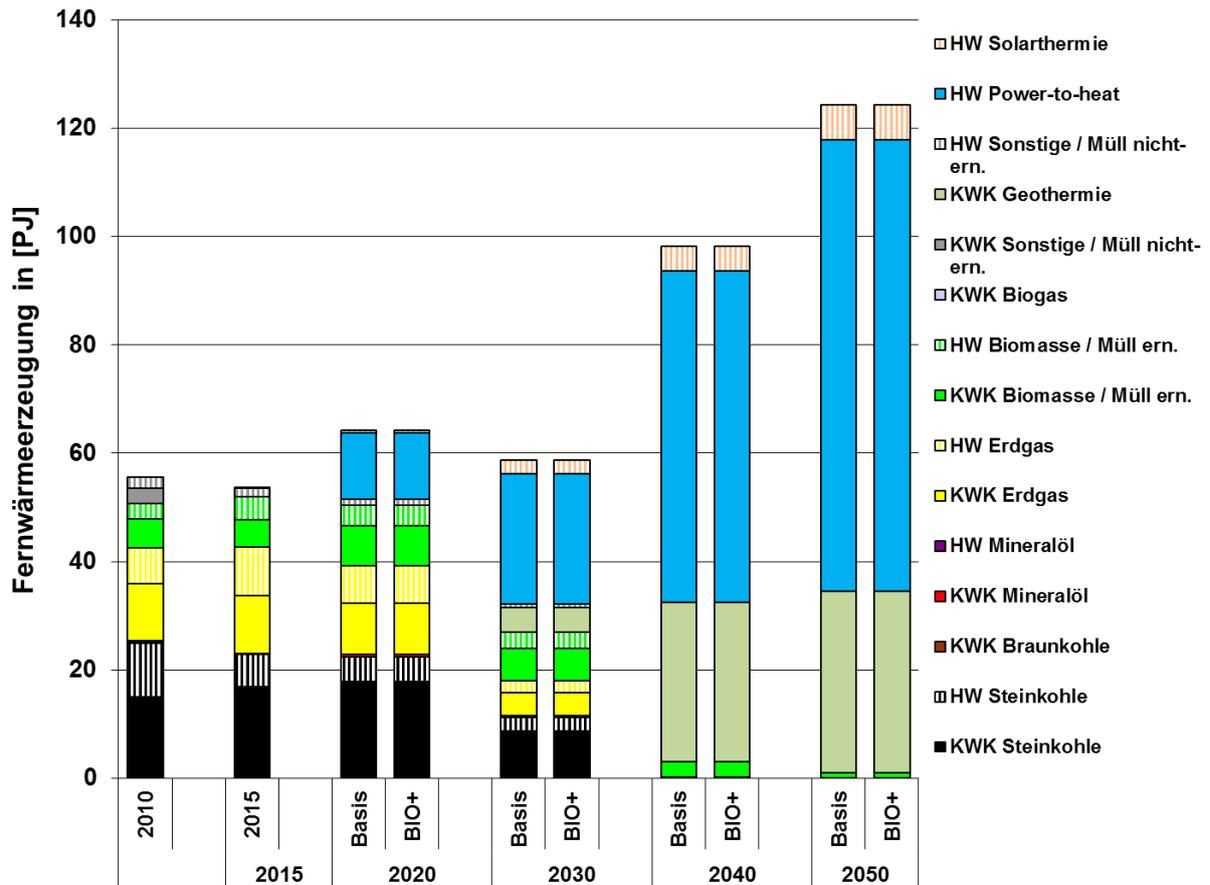


Abbildung 5-8: Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Für Baden-Württemberg erweist sich eine starke Ausweitung der Fernwärmenutzung bis 2050 als volkswirtschaftlich kostenoptimal. Zwischen 2010 und 2050 erfolgt dabei eine Steigerung der Fernwärmeerzeugung von 56 PJ auf 124 PJ (+124%) in beiden Szenarien.

Die Nutzung der Fernwärme erlaubt im städtischen Raum bzw. bei ausreichend hoher Wärmebedarfsdichte eine emissionsarme Wärmeversorgung für Bestands- wie auch Neubaugebäude. Um diese Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung zu erreichen erfolgt nach 2020 ein schrittweiser Abbau der Steinkohle- und Erdgasheizwerke bzw. -heizkraftwerke. Die Fernwärmeerzeugung aus Steinkohle KWK und Erdgas KWK ist entsprechend der Stromerzeugung aus diesen Energieträgern rückläufig.

Ab der Periode 2020 wird sukzessive die Fernwärmeerzeugung aus Power-to-heat-Anwendungen ausgebaut. In erster Linie sind dies Großwärmepumpen mit Nutzung von Abwasserwärme, Flussgewässern und Abwärme. In geringerem Umfang kommen bei negativen Strompreisen und zur Spitzenlastdeckung auch Elektrodirektboiler zum Einsatz. Diese Technologien erlauben eine verstärkte Sektorkopplung zwischen Wärme- und Strommarkt. Das Fernwärmenetz ist durch seine thermische Trägheit in der Lage als kurzzeitiger Speicher bei Angebots- und Nachfrageschwankungen zu fungieren. Eine zusätzliche Wärmequelle wird ab 2030 mit der Geothermie erschlossen.

Dieser Technologiewechsel geht einher mit einer deutlichen Ausweitung der Fernwärmenutzung zwischen den Perioden 2030 (ca. 60 PJ) und 2050 (ca. 120 PJ). Bei den Endverbrauchern

bestehen Grenzen hinsichtlich der Nutzung treibhausgasvermeidender Beheizungstechnologien. Wärmepumpen unterliegen bauräumlichen Restriktionen und sind durch ihre Schalemissionen ggf. aufwändiger bezüglich ihrer Integration in Wohngebieten, Elektrodirektheizungen weisen diese Einschränkungen nicht auf, sind jedoch durch ihre schlechte Energieeffizienz limitiert, während Biobrennstoffe restriktiven Potentialbeschränkungen unterliegen. In diesem Kontext erlauben Fernwärmenetze eine volkswirtschaftlich kostenoptimale Versorgung von Gebieten mit hoher Wärmenachfragedichte durch emissionsarm erzeugte Wärme.

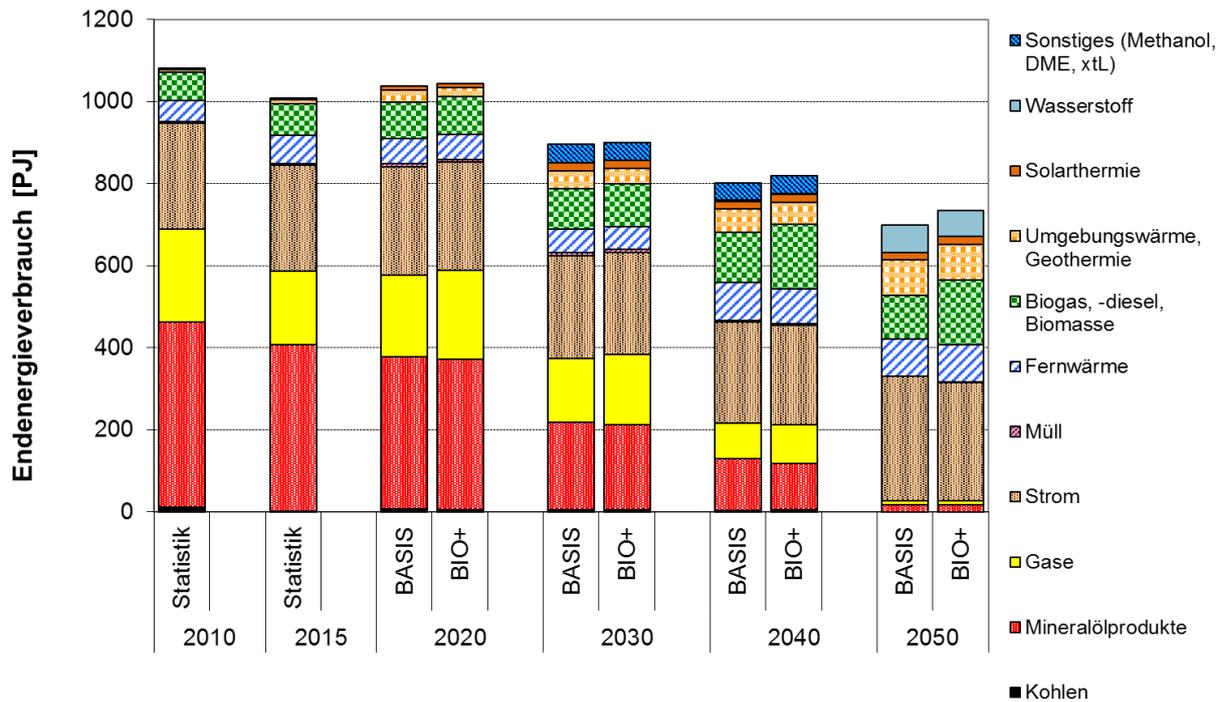


Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in beiden Szenarien rückläufig. Erreicht wird dabei eine Reduktion von ca. 1080 PJ (2010) auf 700 PJ (-35%, Basis) bzw. auf 735 PJ (-32%, Bio+). Diese Reduktion wird neben Energieeinsparungsmaßnahmen auch durch die Verlagerung hin zu elektrischen Verbrauchern erreicht. Gegenüber der Nutzung fossiler Brennstoffe (Wärmeanwendungen, Verkehr) ermöglicht die Elektrifizierung in Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen eine deutliche Steigerung der Wirkungsgrade.

Nach anfänglich geringen Veränderungen setzt nach 2020 eine deutliche Reduktion der Nutzung von Erdgas und Mineralölprodukten ein. Dabei ist der größte Verbrauch von Mineralölen im Verkehrssektor, der nur langsam auf alternative Kraftstoffe bzw. Energieträger wechselt. Bezüglich der Erdgasnutzung ist zu berücksichtigen, dass bei abnehmender Nutzung von Erdgas der wirtschaftliche Betrieb der Erdgasverteilnetze in Frage steht.

Sichtbar sind weiterhin in den Perioden 2030 und 2040 die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen im Verkehr sowie von Wasserstoff in 2050.

Unterschiede zwischen den Szenarien Basis und Bio+ ergeben sich nach 2030 durch einen höheren Anteil von Biomasse, Biokraftstoff und Biogas am Endenergieverbrauch im Bio+ Szenario. Diese Unterschiede sind weitestgehend auf die gesteigerte Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor zurückzuführen.

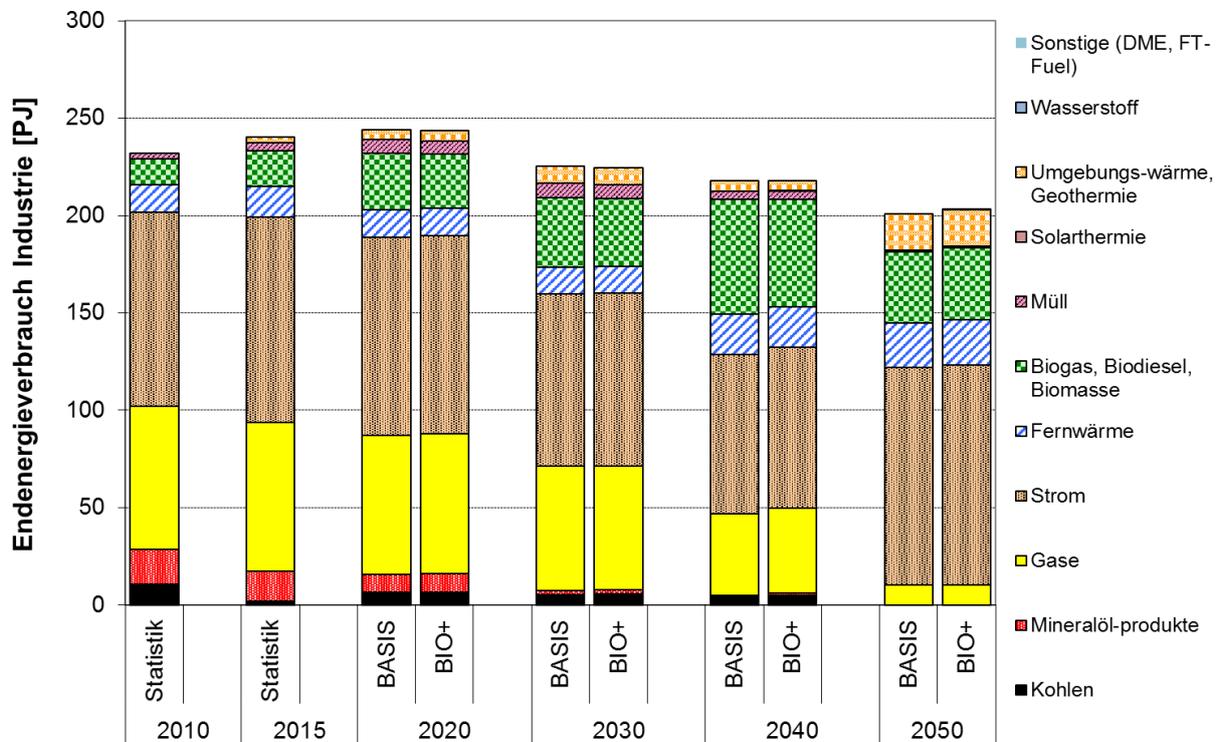


Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Der Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg ist nur geringfügig rückläufig und bewegt sich zwischen 200 – 250 PJ. Dadurch, dass keine Energieintensiven Industrien in Baden-Württemberg beheimatet sind ist jedoch eine weitest gehende Umstellung von fossilen auf erneuerbare bzw. CO₂ freie Energieträger möglich. Erdöl verliert dabei nach 2020 an Bedeutung, während der Rückgang der Erdgasnutzung langsamer verläuft und in geringem Umfang bis zum Jahr 2050 erhalten bleibt.

Deutlich zunehmend sind die Anteile von Biomasse und Fernwärme sowie Umgebungswärme zur Nutzung in elektrischen Wärmepumpen. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch liegt in 2010 bei 43% und sinkt leicht bis auf 37% in der Periode 2040. Dieser Rückgang der Stromnutzung ist auf verstärkte Energieeffizienz in der Industrie zurückzuführen. Nach 2040 steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch auf 56% (2050) an, da zur Einhaltung des Treibhausgasreduzierungsplans auch in der Industrie eine weitest gehende Dekarbonisierung notwendig wird und diese durch erneuerbar erzeugten Strom ermöglicht wird.

Eine Herausforderung im Industriesektor stellen jedoch die Prozessbedingten Emissionen dar, die insbesondere in der Zementproduktion anfallen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

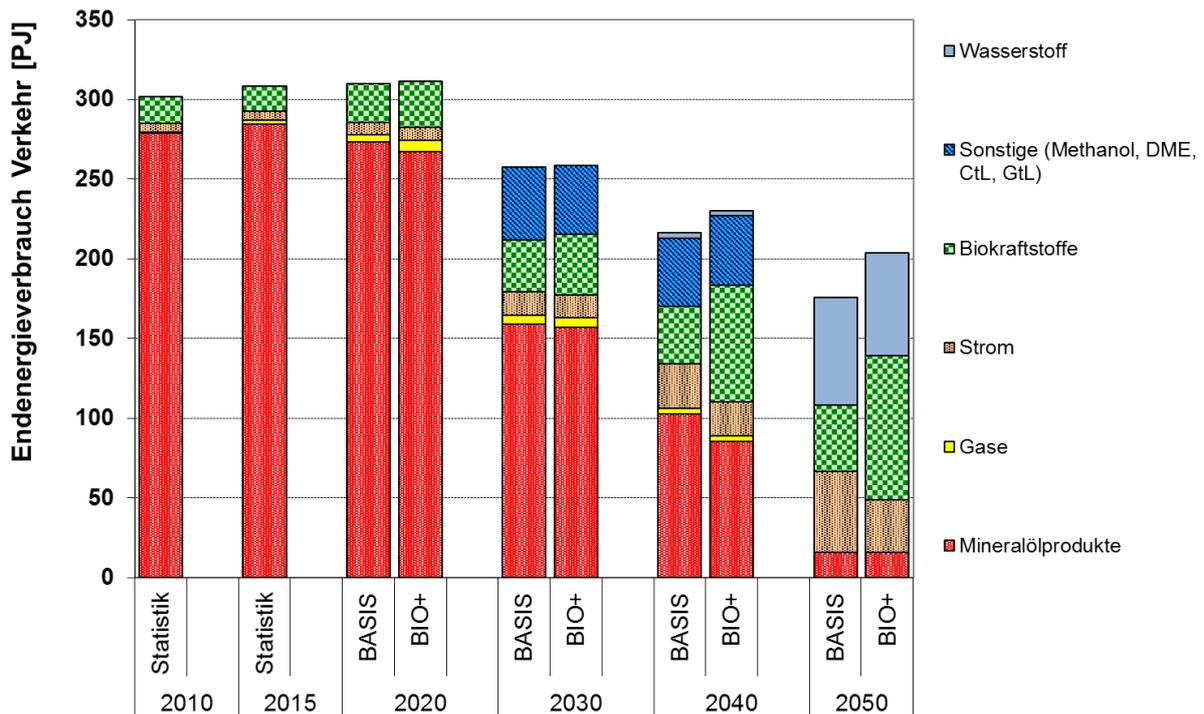


Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Der Verkehrssektor ist anfangs durch eine deutliche Dominanz der Mineralölprodukte gekennzeichnet. Diese Abhängigkeit kann auch durch Biokraftstoffe nur in begrenztem Umfang gemindert werden. Begrenzend sind hier die maximal möglichen Beimischungsquoten sowie die Potentiale nachhaltig gewinnbarer Biomasse zur Kraftstoffherstellung.

Weitere Einschränkungen ergeben sich für Erdgas- und Elektrofahrzeuge durch anfänglich unzureichende Infrastrukturen bzw. prohibitive Kosten (Elektrofahrzeuge).

Eine erste deutliche Veränderung im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors erfolgt ab 2030, durch die Nutzung synthetischer Kraftstoffe, diese werden jedoch weiterhin aus fossilen Energieträgern gewonnen und sind auf Preiseffekte zurückzuführen. Eine ausführlichere Erläuterung erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

Ausgeprägte Abweichungen zwischen den betrachteten Szenarien sind in 2040 und 2050 sichtbar. Die höheren Biomassepotentiale erlauben im Bio+ Szenario die verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen. Hierdurch erfolgt eine frühzeitigere Verdrängung von mineralölbasierten Kraftstoffen (2040) sowie ein geringerer Ausbau der Elektromobilität (2040, 2050). Der insgesamt höhere Endenergieverbrauch im Szenario Bio+ ergibt sich durch den geringeren Wirkungsgrad von Verbrennungsmaschinen gegenüber Elektroantrieben.

Im motorisierten Individualverkehr erreichen Elektrofahrzeuge bis zur Periode 2050 einen Anteil von rund 50%. Die zweite Hälfte des Fahrzeugbestands teilt sich zu rund zwei Dritteln auf Plugin-Hybrid-Fahrzeuge und zu einem Drittel auf Erdgasfahrzeuge auf.

Ab 2040 erfolgt neben dem weiteren Ausbau der direkten Elektromobilität auch eine umfangreiche Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor. Die Nutzung des Wasserstoffs findet dabei

in LKW und Bussen statt. Während Elektrofahrzeuge im Bereich der PKW und Lieferfahrzeuge genutzt werden, haben die LKW und Busse auf Grund ihres hohen Energiebedarfs und weiter Fahrtstrecken weiterhin hohe Batteriekosten. Die Wasserstoffnutzung mit wenigen, zentralen Tankstellen erweist sich hier als wirtschaftlicher.

Im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors ist für die Perioden 2030 und 2040 die Nutzung synthetischer, fossiler Kraftstoffe sichtbar. Diese Kraftstoffe werden durch Fischer-Tropsch-Synthese aus Erdgas gewonnen. Zurückzuführen ist die Nutzung dieses Umwandlungspfades auf den unterschiedlichen Preisanstieg zwischen Erdöl und Erdgas.

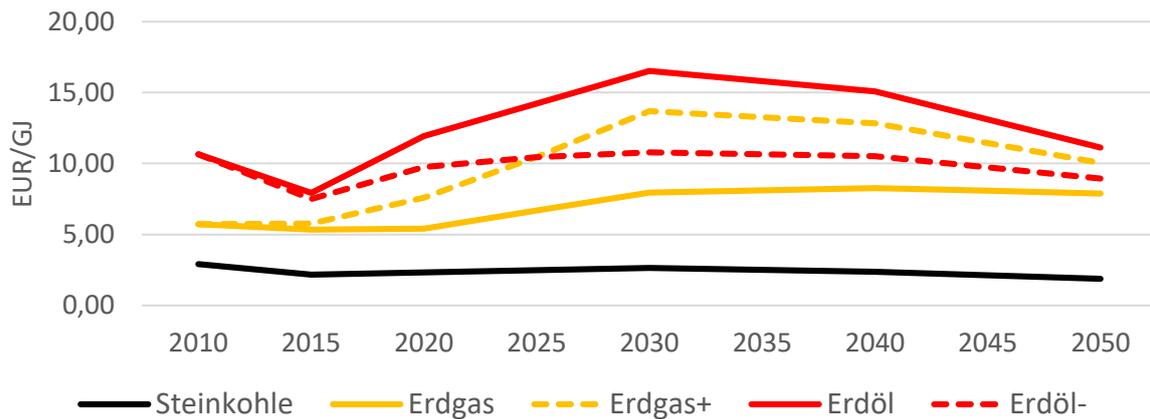


Abbildung 5-12: Grenzübergangspreise Steinkohle, Erdgas und Erdöl

Zur Analyse der Sensitivität wurden zwei weitere Szenarien definiert. Ein unveränderter Erdölpreis wird dabei mit einem stärker steigenden Erdgaspreis (Erdgas+) bzw. ein unveränderter Erdgaspreis mit einem weniger hohen Erdölpreis (Erdöl-) kombiniert. Die übrigen Annahmen sind identisch zum Basisszenario gewählt.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

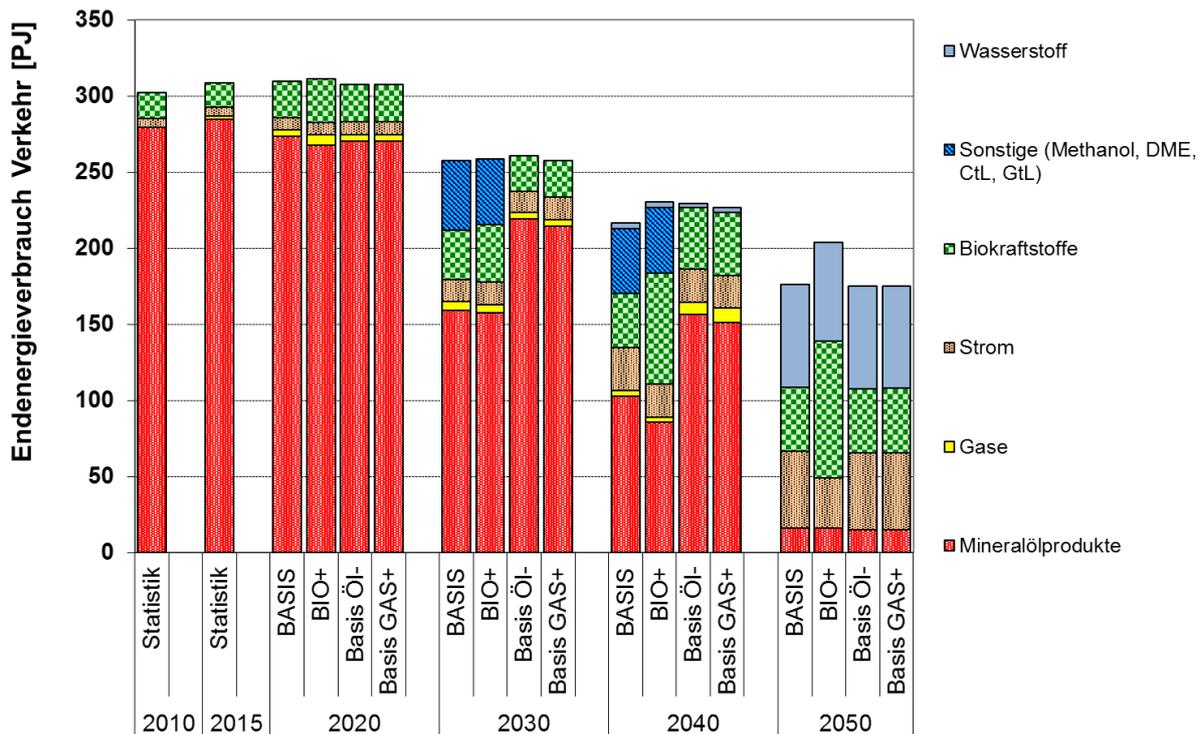


Abbildung 5-13: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

Bei Betrachtung der zwei zusätzlichen Szenarien ist ersichtlich, dass die Nutzung fossiler FT-Kraftstoffe nur bei ausreichend hohen Preisdifferenzen zwischen Erdöl und Erdgas erfolgt. Sofern FT-Kraftstoffe nicht zum Einsatz kommen werden weiterhin Mineralölbasierte Kraftstoffe eingesetzt.

5.2.5 Analyse in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung

Durch die Übernahme des Kraftwerksparks aus TIMES PanEU ist die wesentliche Struktur der Erzeugung bereits vorgegeben. Durch die Anwendung des REMix-Modells werden Aspekte des zeitlichen und räumlichen Lastausgleichs und der Versorgungssicherheit näher beleuchtet. Im Fokus der Auswertung steht das Basisszenario. Die Analyse des BIO+-Szenarios und der verschiedenen Varianten des Basisszenarios folgt am Ende dieses Abschnitts. Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf Baden-Württemberg, wobei der nationale und internationale Kontext wo geboten einbracht wird.

Importabhängigkeit und Lastausgleichsoptionen in Baden-Württemberg

Folgend aus der in TIMES PanEU ermittelten Stromversorgungsstruktur zeigt sich auch in REMix eine zukünftig deutlich zunehmende Importabhängigkeit Baden-Württembergs. Die direkte Gegenüberstellung mit der Nachfragestruktur in Abbildung 5-14 zeigt als Grund dafür den langfristig bis 2050 ansteigenden Stromeinsatz in der Wärmebereitstellung, Batterieelektromobilität und Wasserstoffgewinnung. Die Bereitstellung von Strom aus fossilen Energieträgern erfolgt nach 2040 ausschließlich durch die noch verbleibenden GuD-Kraftwerke in Zeiten hoher residualer Last. Dies ist modellseitig auf die geringeren variablen Betriebskosten gegenüber den ölbasierten Gasturbinen zurückzuführen, die im Modell ausschließlich der Reservevorhaltung dienen.

Ebenfalls zu beobachten ist die steigende Menge an Stromexporten aus Baden-Württemberg ab 2040, die auf einen höheren Lastausgleich zwischen angrenzenden Regionen als auch der Durchleitung elektrischer Energie durch Baden-Württemberg zurückschließen lässt. Durch die vergleichsweise geringen Potenziale zur Nutzung von Windkraft und dem hohen Strombedarf weisen die Modellergebnisse eine hohe Abhängigkeit des Bundeslandes von Stromimporten aus anderen Teilen Deutschlands – insbesondere der Windstromerzeugung im Norden und Nordwesten – und dem europäischen Ausland auf.

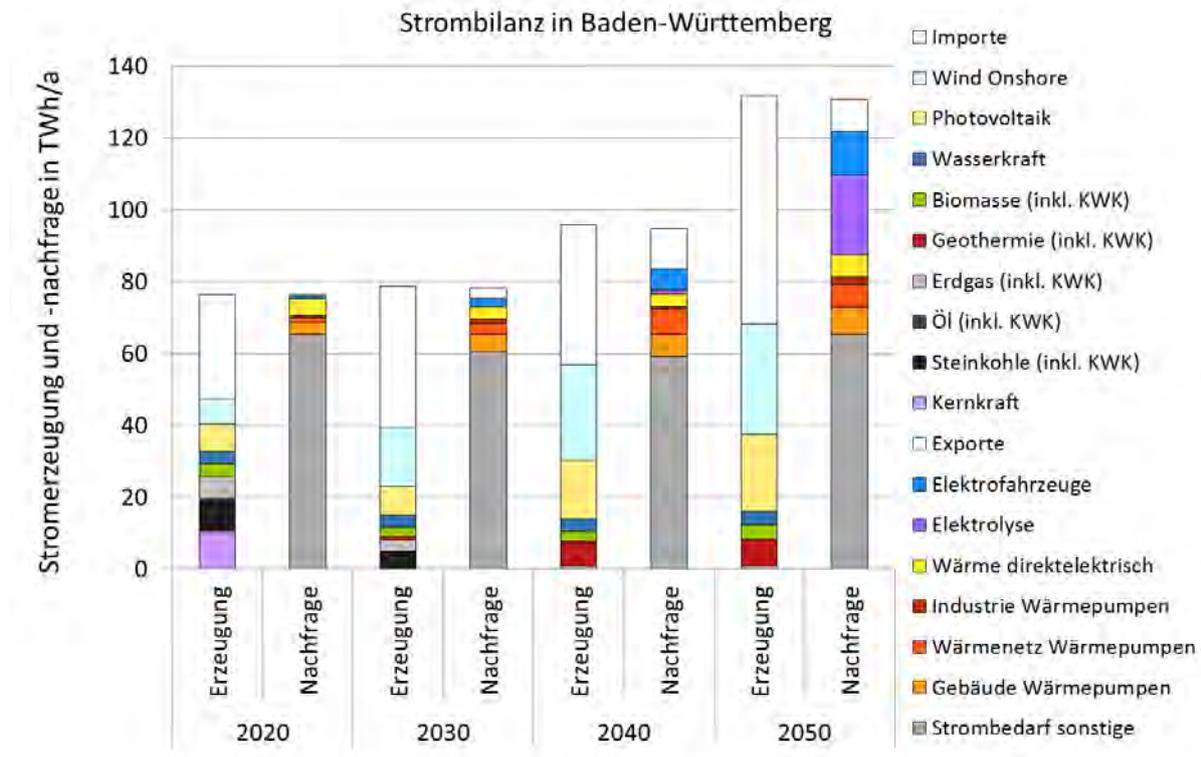


Abbildung 5-14: Strombilanzen in Baden-Württemberg

Während des gesamten Untersuchungszeitraums werden zwischen 30 % und 50 % der Stromnachfrage importiert. Vor diesem Hintergrund der Rolle eines Stromimportlandes gilt es die räumliche und zeitliche Verteilung der Importe im Detail zu analysieren. Der zweite wichtige Aspekt der zeitlich hoch aufgelösten Analysen befasst sich mit der Rolle der flexiblen Sektorenkopplung in Baden-Württemberg die einen wesentlichen Einfluss auf die zeitliche Ausprägung der Importzeitreihen hat.

Neben dem Stromnetz liefern die im Modell betrachteten flexiblen Sektorenkopplungsoptionen wesentliche Beiträge zum Ausgleich der fluktuierenden Wind- und Photovoltaikstromerzeugung. So wird ein gesteuertes Laden von Batterieelektrofahrzeugen in späteren Szenarienjahren zunehmend genutzt und erreicht im Jahr 2050 etwa ein Drittel des jährlichen Ladestroms. Die Nutzung von Strom im Wärmesektor nimmt ebenfalls klar an Bedeutung zu, und liefert nach 2030 auch in Wärmenetzen den größten Beitrag zur Wärmebereitstellung. Dies wird möglich durch den Zubau von großen Wärmepumpen und thermischen Energiespeichern. Mit Auslegungen der flexibel betriebenen, dezentralen Wasserstoffelektrolyseure auf etwa 3000 Vollaststunden in 2040 leisten auch diese einen bedeutenden Beitrag zum Lastausgleich. Eine weitere Flexibilisierung auf der Wasserstoffseite wird 2050 durch den Einsatz von

Wasserstoffspeichern erreicht, was sich in einer deutlich höheren Auslastung von fast 6000 jährlichen Volllaststunden widerspiegelt.

Die Bedeutung der verschiedenen Technologien und ihrer Beträge zum Lastausgleich ist in Abbildung 5-15 dargestellt. Während elektrische Energiespeicher im Jahr 2050 in Baden-Württemberg mit etwa 2,5 TWh/a zum Lastausgleich beitragen, zeigt sich in der Elektromobilität ebenfalls ein großes Flexibilitätspotential von bis zu 4 TWh/a. Damit liegt die Ladesteuerung mit ihrem Beitrag zum Lastausgleich in einer ähnlichen Größenordnung wie Wärmespeicher (4 TWh/a) und Wasserstoffspeicher (4,5 TWh/a). Im Trend über die Jahre zeigt sich bereits der frühe Einsatz flexibler Sektorenkopplung im Jahre 2020. Die sinkenden Beiträge durch regelbare Erzeugung aus Kraftwerken werden zwischen 2030 und 2040 teilweise durch die flexible Sektorenkopplung abgefangen und im Jahr 2050 sogar überstiegen.

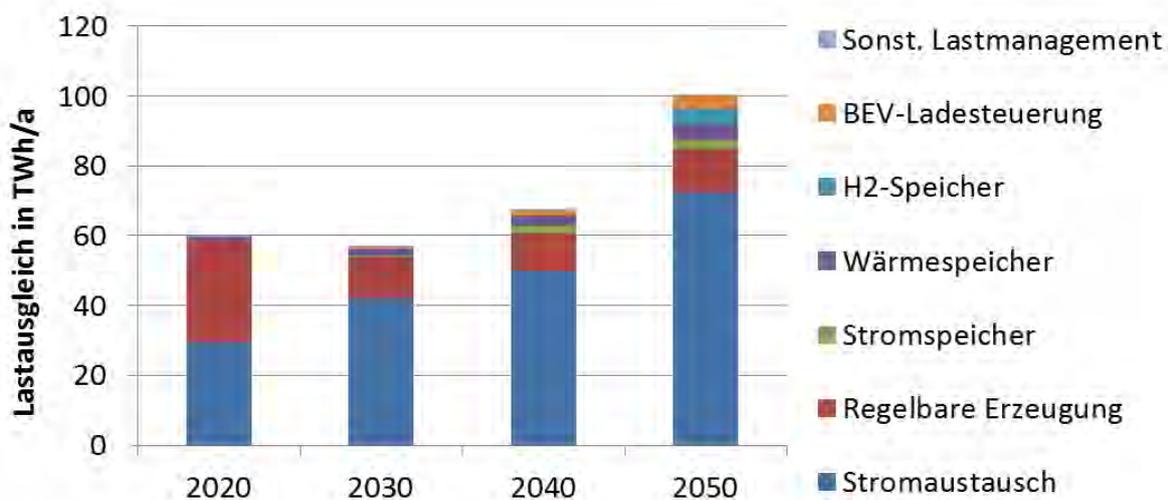


Abbildung 5-15: Beitrag der verschiedenen Technologien zum Lastausgleich in Baden-Württemberg

Energieübertragung im deutschen und europäischen Kontext

Eine detaillierte Analyse des Stromaustauschs innerhalb Baden-Württembergs und Deutschlands wird durch die hohe räumliche Auflösung des REMix-Modells ermöglicht. Die sich ergebenden Lastflüsse zeigt die nachfolgende Abbildung. Im Vergleich für die Jahre 2020 und 2050. Es zeigt sich ein deutlicher Anstieg der übertragenen Energiemengen im Laufe der Zeit. Der Energieaustausch über die elektrischen Netze ist vor allem für die Verteilung des fluktuierenden Stroms aus Windenergieanlagen auf See und der Bereitstellung regelbarer Energie aus Wasserkraft und Biomasse in Skandinavien von großer Bedeutung. Ebenso zeigen sich die klar ausgeprägten Übertragungskorridore von Norddeutschland in Richtung Baden-Württemberg über die Gleichstromverbindungen wie auch die Nutzung der vorhandenen Wechselstromnetze.

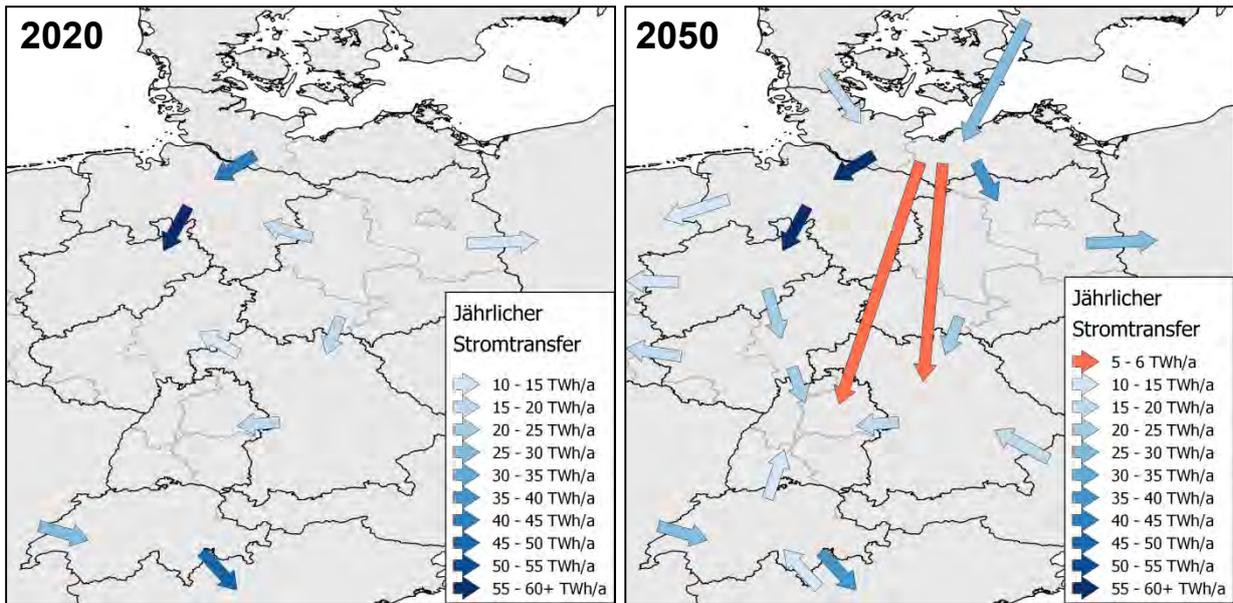


Abbildung 5-16: Jährlicher Stromtransfer in Deutschland über Gleichstromleitungen (orange) und Wechselstromleitungen (blau) für 2020 und 2050

Zwischen den Regierungsbezirken in Baden-Württemberg zeigt sich in der Gegenüberstellung von 2020 und 2050 ebenfalls eine Intensivierung der ausgetauschten Energiemengen, wie Abbildung 5-17 veranschaulicht. Dieser Energieaustausch wird in erster Linie als räumliche Lastausgleichsoptionen eingesetzt. Der Einsatz der in Planung befindlichen Hochspannungsgleichstromleitungen für die Projekte Südlink, Südostlink und Ultramet verfügen mit jeweils über 4000 Vollaststunden eine hohe Auslastung. Die Leitungen Südlink und Südostlink zeigen mit einer jährlichen Energieübertragung von 6,3 TWh und 5,9 TWh von Nord nach Süd eine klare Übertragungsrichtung. Demgegenüber wird die Leitung Ultramet mit 3,7 TWh von Süd nach West und 4,4 TWh in umgekehrter Richtung deutlich stärker als räumliche Lastausgleichsoption betrieben. Für alle Gleichstromleitungen gilt gleichermaßen, dass neben dem direkten Einsatz zur Stromübertragung die indirekte Entlastung der Wechselstromnetze zu berücksichtigen ist. Eine Quantifizierung dieses indirekten Effektes erfordert jedoch räumlich weitaus höher aufgelöste Netzmodelle, als hier im Modell REMix verwendet.

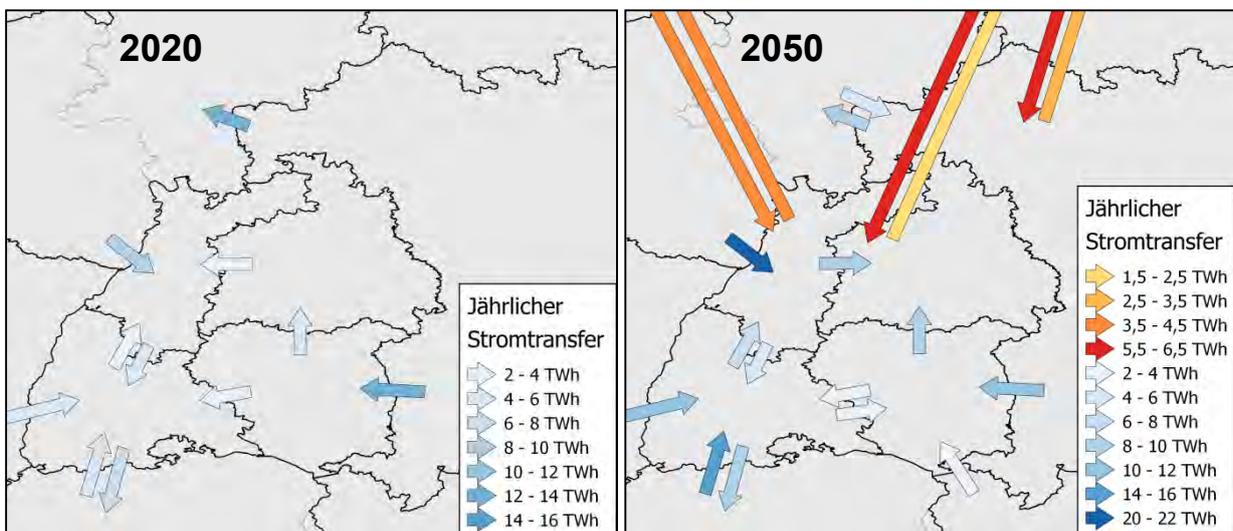


Abbildung 5-17: Jährlicher Stromtransfer in Baden-Württemberg über Gleichstromleitungen (orange) und Wechselstromleitungen (blau) für 2020 und 2050

Versorgungssicherheit und Situationen hoher residualer Last

Die Bewertung der Versorgungssicherheit erfolgt in REMix einerseits durch die Berücksichtigung eines modellendogenen Zubaus von Reservekraftwerken und Speichern, und andererseits anhand der Gegenüberstellung der Jahresspitzenlast und der gesichert verfügbaren Leistung. Letztere kann gemäß den in Abschnitt 5.1.3 definierten Kriterien durch Kraftwerke und Speicher bereitgestellt werden.

In den Ergebnissen der Modellierung ergibt sich im Basisszenario kein endogener Zubau von regelbaren Kraftwerken und Speichern in Baden-Württemberg und dem weiteren Untersuchungsgebiet. Daraus folgt, dass sowohl für die Deckung der Last, als auch für die Vorhaltung gesicherter Leistung die aus TIMES PanEU übernommene Kraftwerksleistung ausreichend ist. Der in Norddeutschland realisierte endogene Zubau von etwa 20 GW an Windkraftleistung in den Jahren 2040 und 2050 ist getrieben durch die CO₂-Ziele, und nicht für die Leistungsvorhaltung benötigt.

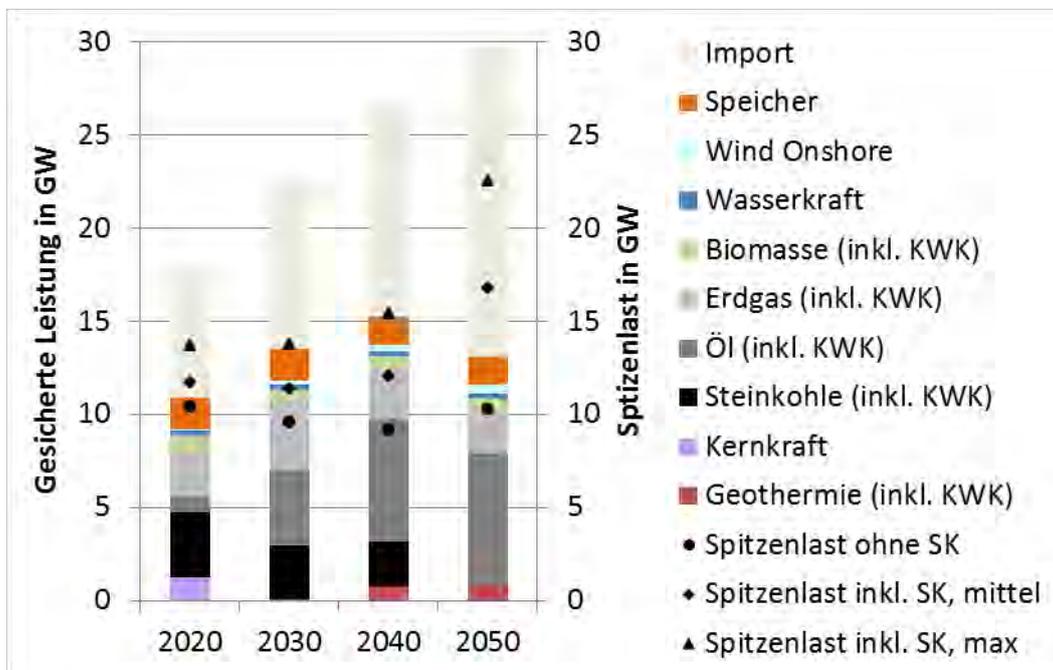


Abbildung 5-18: Vergleich der gesichert verfügbaren Erzeugungs- und Speicherleistung und der maximalen Importleistung mit der Spitzenlast in Baden-Württemberg. Mit SK ausgewiesen ist die zusätzliche Last der Sektorenkopplung.

Die Abbildung zeigt die Beiträge der einzelnen Technologien zu der in Baden-Württemberg verfügbaren gesicherten Erzeugungsleistung und vergleicht diese mit der Spitzenlast. Die Vorhaltung gesicherter Kraftwerksleistung erfolgt zunächst vor allem durch die heute bestehenden Kern-, Kohle- und Gaskraftwerke. In den späteren Jahren dominieren hingegen Ölkraftwerke, mit ergänzenden Beiträgen von Gaskraftwerken, Pumpspeichern sowie Biomasse- und Geothermie-Anlagen. Dargestellt ist zudem die maximale Importleistung. Diese nimmt über den Betrachtungszeitraum kontinuierlich zu, und übersteigt in 2050 die gesicherte Leistung in Baden-Württemberg. Gemäß der exogenen Vorgabe übersteigt die Summer der gesicherten

Leistung in allen Jahren die Jahresspitzenlast. Dies gilt für die Last der originären Stromverbraucher zuzüglich der minimalen Last der Verbraucher der flexiblen Sektorenkopplung. Letztere lassen sich aufgrund der angenommenen Flexibilität auf Werte zwischen 150 MW in 2020 und 250 MW in 2050 reduzieren. Legt man die mittlere oder maximale Last der flexiblen Sektorenkopplung zugrunde reicht die vorgehaltene gesicherte Leistung insbesondere in 2020 und 2050 nicht aus. Daraus folgt, dass diese entweder durch fluktuierende EE oder durch Import gedeckt werden muss, oder ihren Bedarf entsprechend reduziert. Entsprechend kann mangelnde Flexibilität bei der Sektorenkopplung einen Mehrbedarf an Kapazität mit sich bringen. Inwiefern ein unflexibler Betrieb der Sektorenkopplungstechnologien einen Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken und Speichern nach sich zieht wird anhand der entsprechend ausgestalteten Szenariovariante im folgenden Abschnitt behandelt.

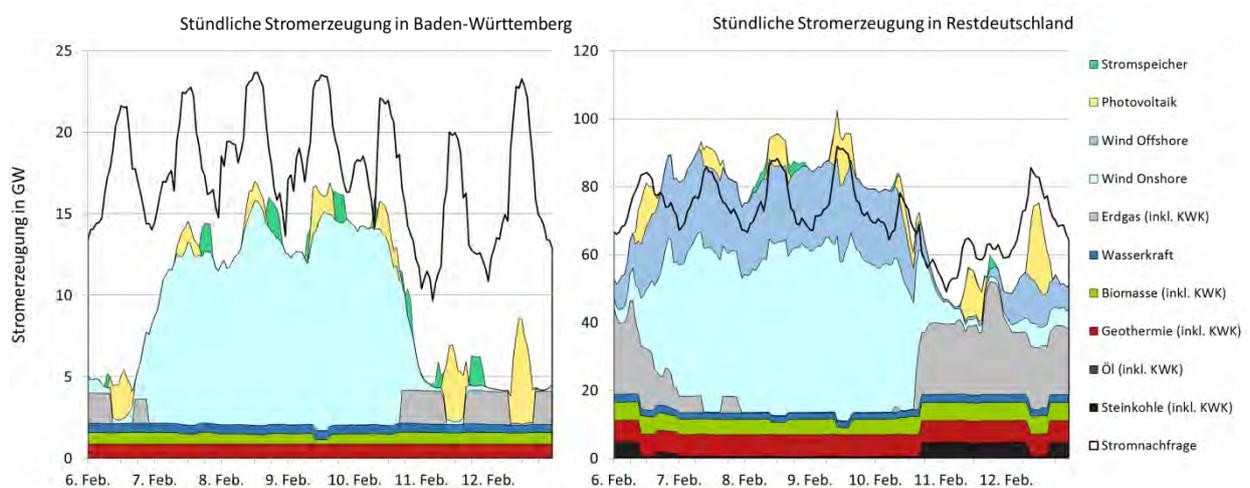


Abbildung 5-19: Stündliche Stromerzeugung in Baden-Württemberg und Restdeutschland

Die Rolle der flexiblen Sektorenkopplung wird auf Grundlage der Betrachtung von Situationen hoher residualer Lasten genauer untersucht. Dies erfolgt beispielhaft anhand der zweiten Februarwoche im Jahr 2050, die sich durch einen relativ hohen Strombedarf, eine geringe PV-Stromerzeugung und starke Variationen in der Windverfügbarkeit auszeichnen. Die Abbildung illustriert die sich daraus ergebende stündlichen Stromerzeugung in Baden-Württemberg und den anderen Teilen Deutschlands. Diese wird wesentlich charakterisiert durch eine Starkwindphase zwischen dem 7.-10. Februar, die in Deutschland und insbesondere Baden-Württemberg zu extremen Rampen der EE-Erzeugung führt. So sinkt die Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Baden-Württemberg am 10. Februar innerhalb von nur 15 Stunden um gut 12 GW, und muss entsprechend kompensiert werden. Dies erfolgt teilweise durch den Einsatz der Gaskraftwerke und Pumpspeicher, durch einen Stromimport aus anderen Teilen Deutschlands und dem Ausland, aber auch durch eine deutliche Reduktion der Nachfrage. In den anderen Teilen Deutschlands wird der Rückgang der Windstromerzeugung überwiegend durch Gaskraftwerke kompensiert, ergänzt durch Importe und Kohlekraftwerke.

Auch auf das gesamte Jahr bezogen erweisen sich Windflauten als der Haupttreiber der residualen Last. Die REMix-Ergebnisse zeigen, dass der Ausgleich regionaler Überschüsse und Defizite der EE-Erzeugung überwiegend durch die Übertragungsnetze und regelbare Kraftwerke erfolgt, während Langzeitspeicher nicht genutzt werden. Auf Deutschland bezogen kommen

die betrachteten GuD-Kraftwerke im Jahr 2050 auf knapp 1500, Kohlekraftwerke auf etwa 700, und Gasturbinen auf gut 100 Volllaststunden pro Jahr. Die in TIMES PanEU zugebauten Ölkraftwerke kommen in REMix nicht zum Einsatz und dienen lediglich der Kapazitätsvorhaltung. Die Bevorzugung der GuD-Kraftwerke gegenüber den Kohlekraftwerken ergibt sich aus den berücksichtigten CO₂-Kosten.

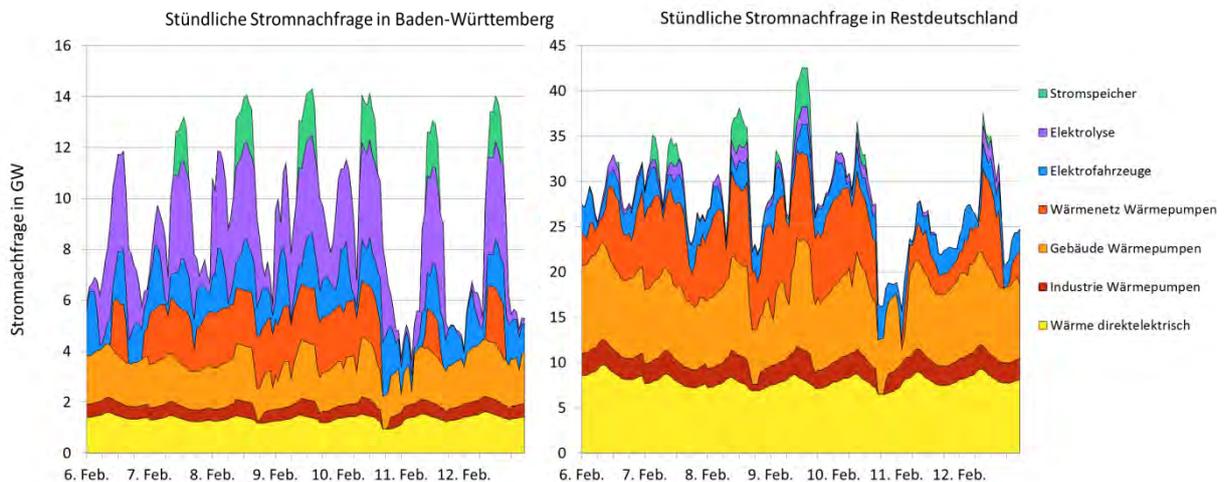


Abbildung 5-20: Stündliche Stromnachfrage der flexiblen Lasten in Baden-Württemberg und Restdeutschland

Die starke Reduktion der Nachfrage in der betrachteten Woche wird in Abbildung 5-20 nach den verschiedenen Verbrauchertypen aufgeschlüsselt. Zur besseren Lesbarkeit sind die originalen, unflexibel angenommenen Stromverbraucher dort nicht enthalten. Es wird erkennbar, dass zeitgleich mit dem starken Rückgang der EE-Erzeugung auch die Nachfrage der flexiblen Sektorenkopplung in Baden-Württemberg um insgesamt 10 GW sinkt. Dies erfolgt überwiegend durch eine zeitweise Abschaltung der Wasserelektrolyseure und Wärmepumpen in Wärmenetzen, aber auch durch eine Lastreduktion von Batteriefahrzeugen sowie Wärmepumpen in Industrie und Gebäuden. Diese wird ermöglicht durch die verfügbaren Wasserstoff- und Wärmespeicher bzw. ein gesteuertes Laden von Fahrzeugbatterien. Einen ergänzenden Beitrag von 2 GW bewirkt die Umkehr des Pumpspeicherbetriebs von Ladung auf Entladung.

Vergleich der Szenarien und Varianten

Das weitere, in TIMES PanEU ermittelte Szenario BIO+ zeigt in REMix nur wenig Unterschiede zum Basisszenario. Der aus dem höheren Biomasseinsatz resultierende geringere Stromverbrauch von Batteriefahrzeugen reduziert zu etwa gleichen Teilen die Wind- und PV-Stromerzeugung in Baden-Württemberg. Aus den gleichen Gründen ergibt sich beim Lastausgleich ein geringerer Beitrag der Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen, bei gleichbleibender Nutzung der anderen Optionen.

Die insgesamt sechs Varianten des Basisszenarios führen ebenfalls nicht zu fundamental abweichenden Ergebnissen. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass durch die feste Vorgabe des Kraftwerksparks die Freiheitsgrade des Modells stark eingeschränkt sind. Bei den Jahressummen der Stromerzeugung in Baden-Württemberg gibt es wesentliche Abweichungen nur in der Variante Dunkelflaute, verursacht durch die wesentlich geringere Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom. Diese wird im Wesentlichen durch einen höheren Stromimport kompensiert. Die zusätzliche Stromnachfrage der Wasserelektrolyseure in Variante H2-Kfz wird

ebenfalls durch eine Erhöhung des Imports gedeckt. Der zusätzliche Netzausbau in Variante Netz+ bewirkt eine leichte Erhöhung des Stromtransports innerhalb von Baden-Württemberg und über die Landesgrenzen, sowie eine leichte Reduktion des Einsatzes der Biomasse-KWK, die wärmeseitig durch Wärmepumpen verdrängt werden.

Auf Gesamtdeutschland bezogen bewirkt die höhere Verfügbarkeit von Lastausgleichstechnologien in den Varianten H2-Kfz, Netz+ und PV-Batterie jeweils eine Verdrängung von Gas- und Kohlestrom durch Wind- und Solarstrom, gleichbedeutend mit einem höheren EE-Anteil an der Erzeugung. Dieser Effekt zeigt sich vor allem in 2040 und in deutlich geringerem Maße in 2050. Aufgrund des geringeren EE-Anteils und folglich Lastausgleichsbedarf tritt dieser Effekt in den vorherigen Szenarienjahren nicht auf. Im der Dunkelflauten-Variante kompensiert Windkraft auf See die geringeren Volllaststunden der PV und Windkraft an Land.

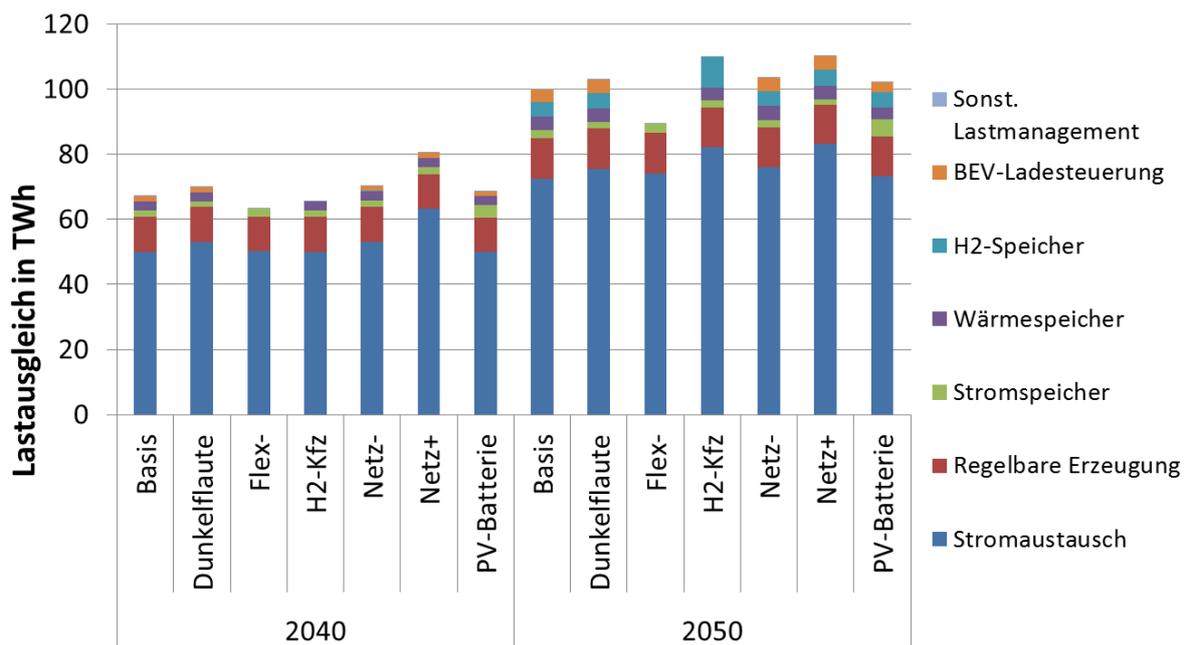


Abbildung 5-21: Vergleich der Szenarienvarianten hinsichtlich des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen in Baden-Württemberg.

Auch beim Einsatz der Lastausgleichsoptionen ergeben sich wesentliche Unterschiede erst nach 2040. Gegenüber dem Basisszenario erhöhen sich dann die über das Netz ausgetauschten Strommengen vor allen in den Varianten Netz+ und H2-Kfz. Beim Einsatz regelbarer Kraftwerke ergeben sich keine wesentlichen Veränderungen über die bereits erwähnte Reduktion des Biomasse-KWK-Einsatzes in Variante Netz+. Der Einsatz der Stromspeicher erhöht sich um gut 10 % bei unflexibler Sektorenkopplung, und wird durch erweiterten Netzausbau um bis zu 20 % reduziert. Durch die exogene Vorgabe eines Batteriespeicherzubaues ergibt sich in der Variante PV-Batterie in etwa eine Verdoppelung des ausgespeicherten Stroms. Der massive Zubau von Batteriespeichersystemen resultiert in einer geringeren Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke, kann jedoch aufgrund des Verhältnisses von Speicherkapazität zu Speicherleistung von 3,5 h nicht die Funktionalität eines Mittel- bis Langfristspeichers erfüllen. Eine wesentliche Reduktion des Wärmespeichereinsatzes und der Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen um jeweils etwa 15 % ergibt sich nur in Variante PV-Batterie und ab 2040. Eine Kompensation des durch unflexible Sektorenkopplung wegfallenden Lastausgleichs erfolgt außer-

halb von Baden-Württemberg. So werden in Deutschland insgesamt knapp 10 GW an Batteriespeichern zugebaut, vor allem in den Regionen Südwest (Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen) und Nordwest (Niedersachsen).

5.2 Schlussfolgerungen

Eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesektors in Baden-Württemberg benötigt hohe Anteile Erneuerbarer Energien, da insbesondere Windkraft, Photovoltaik und Geothermie eine emissionsarme Energiebereitstellung ermöglichen. Anfangs ist in Baden-Württemberg eine umfangreiche Elektrifizierung wegen der rückläufigen Kapazitäten konventioneller Kraftwerke (vor allem Kernenergie) ohne steigende Stromimporte nicht möglich. Die Analysen zeigen, dass die geplanten Nord-Süd-Gleichstromleitungen mit hohen Auslastungen längerfristig wesentlich zur Realisierung der benötigten Stromimporte beitragen. Ergänzend dazu trägt die Ultranet-Leitung auch wesentlich zum Export von Strom aus Baden-Württemberg in Zeiten hoher Erzeugung bei. Dies unterstreicht die Wichtigkeit des Netzausbaus für die Realisierung hoher EE-Stromversorgungsanteile in Deutschland.

Das Stromverbrauchsniveau steigt von rund 80 TWh/a auf rund 120 TWh/a bis 2050 an, zukünftig wird damit ca. 1/3 der Stromnachfrage für die Substitution fossiler Energieträger im Wärmemarkt und Verkehr aufgewandt.

Der damit einhergehende Bedarf an gesicherter Leistung und Speichern ist stark abhängig von der Flexibilität der Sektorintegration. Flexibel einsetzbare Elektrolyseure und Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen können thermische Speicher bzw. Wasserstoffspeicher ausnutzen um Angebots- bzw. Lastschwankungen im Stromnetz auszugleichen.

Die Modellergebnisse unterstreichen die zentrale Bedeutung einer flexibel gestalteten Sektorintegration. Zeiten geringer Wind- und PV-Stromerzeugung können in einem gewissen Maße durch eine flexibel betriebene elektrische Wärme- und Wasserstoffgewinnung mit entsprechenden Speichern wie auch durch ein gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen überbrückt werden. Dies kann insbesondere bei sehr kurzfristigen aber starken Veränderungen bei der EE-Erzeugung von zentraler Bedeutung sein.

Ergänzend dazu kann eine stromgeführte Betriebsweise von KWK-Anlagen einen Beitrag zur Residuallastdeckung leisten. Wird die Nutzung von Strom in anderen Sektoren hingegen nicht flexibel gestaltet führt dies zu einer wesentlichen Erhöhung des Bedarfs an Stromspeichern und Reservekraftwerken. Welche Mehrkosten dabei entstehen, und wie sich die aus System-sicht optimale Auslegung der flexiblen Sektorintegration und der dabei eingesetzten Speicher gestaltet bedarf weiteren Untersuchungen.

Die reine Elektrifizierung aller Bereiche des Energiesystems ist jedoch nicht zwangsweise die kosteneffizienteste Lösung, speziell bei Mobilität und Wärme erscheinen mittelfristig in einigen Feldern andere Lösungen kosteneffizienter. Der Ausbau der Wärmenetze und eine Dekarbonisierung der Fernwärme erleichtern nach 2030 die Wärmetransformation.

Infrastruktur, deren Bewertung, Transformationsfähigkeit und Funktionsfähigkeit ist ein entscheidender Baustein des Energiesystems, der sowohl die Kosten als auch das Gelingen der

Energiewende maßgeblich beeinflusst. Der geplante Netzausbau trägt wesentlich zu einem räumlichen Lastausgleich bei, und ist aufgrund der steigenden Stromimporte insbesondere für Baden-Württemberg von hoher Bedeutung. Darüber hinaus ist auch die Setzung der Rahmenbedingungen für den Betrieb des Erdgasnetzes für die Zukunft eine wichtige, weichenstellende Fragestellung, die dringend in den nächsten Jahren grundsätzlich entschieden werden muss.

Um die statische Leistungsbilanz von Spitzenlast und gesichert verfügbarer Leistung in Baden-Württemberg auch zukünftig ausgeglichen zu halten, müssen die heutigen Kohle- und Kernkraftwerke durch flexible und in ihren spezifischen Investitionskosten günstigere Öl- und/oder Gaskraftwerke ersetzt werden.

Die Modellergebnisse zeigen jedoch, dass für die betrachteten historischen Wetter- und Lastjahre ein wesentlicher Teil dieser Anlagen ganzjährig ohne Einsatz bleibt. Dies betrifft insbesondere die Ölkraftwerke in den Szenariojahren 2040 und 2050, und ergibt sich einerseits aus dem hohen EE-Ausbaugrad und zum anderen aus der hohen Ausgleichswirkung des Stromübertragungsnetzes. Es folgt, dass sich diese Kraftwerke nicht über eine Energiebereitstellung refinanzieren können, sondern vielmehr für ihre Leistungsvorhaltung vergütet werden müssen, oder ihr Bau durch andere regulatorische Maßnahmen angereizt wird.

In Anbetracht des angestrebten und für die Realisierung hoher EE-Anteile und zunehmender Sektorintegration unabdingbaren Netzausbaus, sowie einer zunehmenden Internationalisierung der Versorgungssicherheit wäre es auch denkbar, auf zumindest einen Teil dieser Reservekraftwerke zu verzichten. Dies würde ggf. eine Reduktion der Versorgungssicherheit bedeuten, wobei deren praktische Relevanz im Sinne der Wahrscheinlichkeit einer europaweiten Nichtverfügbarkeit von Wind- und Solarstrom als gering eingeschätzt werden kann. Dies bedarf jedoch noch weiterer, systematischer Untersuchungen auf der Basis einer Betrachtung weiterer historischer sowie synthetischer Wetterjahre. Ergänzend dazu besteht der Bedarf nach einer vertieften Analyse der optimalen regionalen Verteilung von Reservekraftwerken.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesektors in Baden-Württemberg benötigt hohe Anteile Erneuerbarer Energien und ist ohne steigende Stromimporte nicht kosteneffizient möglich. Hierbei wird zukünftig (2050) ca. ein Drittel der Stromnachfrage für die Substitution heute konkurrierender Energieträger und Speicherung aufgewendet. Dabei ist die reine Elektrifizierung aller Bereiche des Energiesystems nicht zwangsläufig die kosteneffizienteste Lösung. Speziell bei Mobilität und Wärme erscheinen mittelfristig in bestimmten Segmenten andere Lösungen kosteneffizienter. Die sozialwissenschaftliche Analyse zeigt mit diesen Erkenntnissen in Einklang stehende Sichtweisen der Bürgerinnen und Bürger. Eine verstärkte Autonomie Baden-Württembergs in der Energieproduktion wurde vornehmlich kritisch betrachtet. Über die vier Fokusgruppen in Stuttgart und Karlsruhe hinweg betonten Bürgerinnen und Bürger, dass aus ihrer Sicht die Stromerzeugung, gerade in Bezug auf erneuerbare Energien, in besonderem Maße standortabhängig sein müsse und deutschland- oder gar europaweite Erzeugungsstandorte genutzt werden sollten, die höhere und stabilere Erträge versprechen als Standorte in Baden-Württemberg. Besonders in Bezug auf Windkraft fürchten viele Raumnutzungs Konflikte im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbare Energien. Auch eine verstärkte Elektrifizierung wurde im Rahmen der Bewertung in den Fokusgruppen hinterfragt. Besonders häufig wurden dabei Sorgen um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg mit dem Thema Elektrifizierung assoziiert.

Daneben sind Infrastrukturen, deren Bewertung, Transformationsfähigkeit und Funktionsfähigkeit entscheidende Bausteine des Energiesystems, die sowohl die Kosten als auch das Gelingen der Energiewende maßgeblich beeinflussen. Der geplante Netzausbau ermöglicht ausreichenden räumlichen Lastausgleich. Er erweist sich in den modellgestützten Szenariobewertung als wesentliche Stütze des zukünftigen Stromversorgungssystems. Zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik steigt der Energiespeicherbedarf. Dies umfasst Stromspeicher ebenso wie Wärmespeicher und Speicher für synthetische Brennstoffe. Die zunehmende Elektrifizierung im Rahmen der Sektorintegration sollte frühzeitig auf eine Flexibilisierung der neuen Stromverbraucher ausgerichtet werden.

Der Betrieb des Erdgasnetzes ist für die Zukunft eine wichtige, weichenstellende Fragestellung, während der Ausbau der Wärmenetze und die Dekarbonisierung der Fernwärme die Wärmetransformation erleichtern. Der Bedarf an gesicherter Leistung und Speichern ist stark abhängig von der Flexibilität der Sektorintegration.

Da sich die Transformation des Energiesystems über große Zeiträume erstreckt, sind hierbei auch die Gefahren möglicher Lock-in-Effekte, stranded Investments und Ineffizienzen zu berücksichtigen und, wo erforderlich, entsprechende Maßnahmen umzusetzen. Beispiele hierfür stellen etwa langfristige Sanierungsmaßnahmen mit unzureichender Sanierungstiefe im Gebäudebereich dar, aber auch die nicht ausgeschöpfte Dachflächennutzung bei auf reine Selbstverbrauchsmaximierung ausgelegten PV-Anlagen oder etwa Ineffizienzen in der bestehenden

Abgaben- und Umlagensystematik, in der die Sektoren Strom und Wärme bezüglich CO₂-Emissionen deutlich ungleich behandelt werden.

Die Analyse der Technologiebasis und der betrachteten Entwicklungspfade ausgewählter Schlüsseltechnologien weist auf deren Entwicklungspotenzial sowohl hinsichtlich ihrer technischen Funktionalität als auch ihrer Kosten hin. Baden-Württemberg ist hierbei technologisch bereits größtenteils gut aufgestellt. Trotz des bislang erreichten hohen Niveaus sollten die Rahmenbedingungen für die Technologieentwicklung durch Forschung und Entwicklung noch weiter gestärkt werden. Dabei erfordert der technologische Fortschritt eine laufende Analyse von Schlüsseltechnologien für die Energiewende, wobei besonders disruptive (Technologie-) Entwicklungen beobachtet werden sollten. Dies erlaubt frühzeitiges Handeln, um von den entsprechenden (neuen) Ansätzen bzw. Entwicklungen profitieren zu können.

In diesem Zusammenhang sei auch auf die Fokusgruppen mit Bürgerinnen und Bürger verwiesen. Gerade die aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger noch ausbaufähige staatliche Unterstützung im Sinne von Finanzierungs- und Beteiligungsoptionen wurde als entscheidendes Kriterium in der Bewertung des Energieeffizienz-Szenarios genannt. Auch die Expert/innen des Gruppendelphis sehen im Verhältnis zu den Sektoren Strom und Mobilität den größten Handlungsbedarf im Wärme-Sektor. Speziell werden hier Investitionen in die Sanierung öffentlicher Gebäude und Industriegebäuden, aber auch Anreizsysteme für Privatpersonen zur Sanierung von Bestandsbauten als notwendig betrachtet.

Der derzeitige regulatorische Rahmen ist nur unzureichend auf das Auftreten dezentraler Akteure eingestellt. Die derzeit angereizte reine Eigenverbrauchsmaximierung durch PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme kann zu nicht-system- und nicht-netzdienlichen Speicherbetriebsweisen und damit letztendlich zu Mehrkosten im Gesamtsystem führen. Gleichzeitig kann es zu Verteileffekten, d.h. steigende Abgaben und Umlagen, durch sich vermehrt vom Gesamtsystem abkoppelnde Prosumer kommen. Die zukünftige regulatorische Ausgestaltung sollte daher Instrumente und einen Rahmen schaffen, die die Nutzung vorhandener, ggf. auch stark dezentral verteilter Flexibilitäten zu realisieren ermöglichen und gleichzeitig möglichst verteilungsgerecht ist.

Die kommende Auftrennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets wird vermutlich (bis auf eine Reduzierung der Redispatchkosten) wenig Einfluss auf Süddeutschland haben. Die deutschen Großhandelspreise sinken nur geringfügig. Eine Verlagerung von Verbrauch und Industrie aus Süddeutschland scheint unwahrscheinlich. Endverbraucherpreise sinken aufgrund der sinkenden Großhandelspreise nur marginal, der Effekt sinkender Redispatchkosten wirkt sich hier deutlicher aus, ist aber schwierig quantitativ abzuschätzen.

Generell ist die Einbindung der Bürgerinnen und Bürger und die Berücksichtigung deren Bewertungs- und Akzeptanzkriterien unverzichtbar zum Gelingen der Energiewende. Die Diskussionen in den Fokusgruppen verdeutlichen, dass die aktuell diskutierten Energiezukünfte zum Teil einschneidende Veränderungen der Lebenswelten implizieren. Die häufig eher abstrakten Energieszenarien lassen dabei Interpretationsspielraum, den Bürgerinnen und Bürger mit unterschiedlichen Wissensbeständen füllen, z.B. durch eigene Erfahrungen oder Erfahrungen durch Peers. Die Einstellung und Akzeptanz gegenüber den diskutierten Technologien und Maßnahmen waren somit in unterschiedlichem Ausmaß vorgeprägt. Wichtig ist dabei, dass

nicht nur Bürgerinnen und Bürger mit klarer Abwehrhaltung, sondern gerade auch noch unentschlossene Bürgerinnen und Bürger mehr im Fokus politischer Entscheidungsträger stehen sollten.

Zudem sollten öffentliche Diskurse zur Zukunft des Energiesystems auch im gesamtgesellschaftlichen Kontext geführt werden. Die auf den Energiebereich bezogenen Diskussionen in allen Fokusgruppen waren stark durch ein generelles Misstrauen in politische und unternehmerische Akteure geprägt. Auch brachten viele in der Diskussion der Energieszenarien ihre Bedenken oder gar Unmut gegenüber gesamtgesellschaftlichen Entwicklungen (z. B. in Bezug auf das Sozialsystem) zum Ausdruck. Offenkundige Akzeptanzprobleme, etwa in Bezug auf Windkraft und daraus resultierenden Landnutzungseffekte sollten daher nicht nur als klassische „NIMBY-Probleme“ betrachtet werden. Vielmehr sollte das politische Augenmerk auf der Entwicklung von Beteiligungsoptionen für bisher weniger einbezogene gesellschaftliche Gruppen liegen. Ein wichtiges Ergebnis sowohl aus den Fokusgruppen als auch aus dem Expertendelphi war, dass gesellschaftliche Gruppen, wie sozialschwacher Bürgerinnen und Bürger, ältere Mitmenschen oder auch Mieter keine oder nur unzureichende Möglichkeiten haben, sich auch ökonomisch an der Energiewende zu beteiligen.

Anhang

A.0 Kernergebnisse der Szenarioanalysen in Tabellenform

Tabelle Kernergebnis 1, Abbildung 5-4: Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	22,2	21,5	12,2	11,8	6,8	6,9	1,0	0,9	0,4	0,4
Industrie	Mio. t	9,6	9,5	9,0	9,0	7,9	7,9	6,1	6,4	3,3	3,3
Haushalte	Mio. t	13,5	9,2	8,9	9,0	6,2	6,3	2,7	3,1	0,1	0,1
GHD	Mio. t	5,8	6,4	3,9	4,6	2,4	2,7	1,0	1,0	0,0	0,0
Landwirtschaft	Mio. t	0,8	0,0	0,9	0,9	0,6	0,4	0,3	0,5	0,0	0,0
Verkehr	Mio. t	20,9	22,9	19,6	19,4	14,6	14,4	10,0	8,9	0,5	0,5
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SUMME⁵¹	Mio. t	72,8	69,6	54,4	54,7	38,5	38,5	21,2	20,8	4,3	4,2

⁵¹ Exkl. Internationaler Flugverkehr

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 2, Abbildung 5-5: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Steinkohle	PJ	157	180	110	105	58	59	8	8	0	0
Braunkohle	PJ	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mineralölprodukte	PJ	480	497	476	473	296	293	179	167	42	43
Erdgas	PJ	266	262	234	251	251	258	159	169	12	11
Kernenergie	PJ	346	247	114	114	0	0	0	0	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	30	46	76	76	125	127	190	186	229	229
Geothermie	PJ	3	12	15	15	27	27	65	66	208	209
Umgebungs- wärme, So- larthermie	PJ	2	6	29	20	50	40	104	85	121	116
Biomasse, - kraftstoffe, - gas	PJ	120	134	162	177	154	174	171	246	176	268
Müll (nicht erneuerbar)	PJ	14	10	12	12	13	12	8	8	5	5
Nettostrom- importe	PJ	56	39	106	103	111	110	79	75	163	152
SUMME	PJ	1475	1434	1335	1348	1086	1100	964	1011	955	1032

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 3, Abbildung 5-6: Nettostrombereitstellung in Baden-Württemberg bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Steinkohle	TWh	13,8	20,4	9,9	9,5	5,5	5,5	0,5	0,5	0,0	0,0
Braunkohle	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöl- produkte	TWh	0,2	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0
Erdgas	TWh	2,8	3,4	3,5	3,4	3,9	2,8	1,4	1,7	0,2	0,0
Kernenergie	TWh	31,7	22,6	10,5	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser ⁵²	TWh	8,1	8,3	8,5	8,5	8,7	8,6	8,8	8,8	9,0	9,0
Wind	TWh	0,0	0,9	5,6	5,6	15,2	15,2	24,8	24,8	29,7	29,7
Solar PV	TWh	2,1	4,9	7,1	7,1	8,4	8,4	16,9	14,4	22,5	20,5
Biomasse, erneuerbare Abfälle	TWh	2,5	4,8	5,0	5,7	3,5	4,1	3,5	4,1	3,4	3,6
Sonstige Er- neuerbare Energien	TWh	0,0	0,1	0,1	0,1	0,4	0,3	1,6	1,6	6,0	6,0
Sonstige, nicht erneu- erbare Ab- fälle	TWh	0,6	2,9	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4
Stromspei- cher ⁵³	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	3,9	5,6	5,6
Stromim- portsaldo	TWh	15,5	10,9	29,4	28,6	30,8	30,6	22,1	20,8	45,3	42,3
SUMME	TWh	77,2	79,8	80,6	80,0	77,2	76,5	84,5	81,3	122,2	117,1

⁵² Inkl. Pumpspeicher

⁵³ Exkl. Pumpspeicher

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 4, Abbildung 5-7: Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020 Basis	2020 Bio+	2030 Basis	2030 Bio+	2040 Basis	2040 Bio+	2050 Basis	2050 Bio+
Steinkohle	GW	2,8	4,5	3,7	3,7	2,9	2,9	2,5	2,5	0,0	0,1
Braunkohle	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöl- produkte	GW	0,3	1,1	0,9	0,9	5,0	5,0	7,0	7,0	9,0	9,0
Erdgas	GW	2,0	3,1	2,3	2,4	2,0	1,9	1,0	0,6	0,0	0,0
Kernenergie	GW	4,4	2,7	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser ⁵⁴	GW	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0
Wind	GW	0,5	0,8	3,3	3,3	7,9	7,9	13,0	13,0	15,5	15,5
Solar PV	GW	2,8	5,9	7,4	7,4	7,6	7,6	15,4	13,0	20,4	18,6
Biomasse, erneuerbare Abfälle	GW	0,6	1,0	1,1	1,2	2,8	4,7	2,9	4,7	2,8	4,6
Sonstige Er- neuerbare Energien	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	1,1	1,1
Sonstige, nicht erneu- erbare Ab- fälle	GW	0,2	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1	0,9
Stromspei- cher ⁵⁵)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	4,5	3,9	10,8	11,0
SUMME⁵⁶	GW	17,4	23,4	24,3	24,4	32,5	34,4	50,6	49,1	64,8	64,8

⁵⁴ Inkl. Pumpspeicher

⁵⁵ Exkl. Pumpspeicher

⁵⁶ Inkl. Speicher

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 5, Abbildung 5-8: Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
KWK Steinkohle	PJ	15,0	16,9	17,8	17,8	8,7	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0
KWK Braunkohle	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWK Mineralöl	PJ	0,2	0,0	0,5	0,5	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
KWK Erdgas	PJ	10,4	10,7	9,4	9,4	4,2	4,2	0,2	0,2	0,0	0,0
KWK Biomasse / Müll ern.	PJ	5,4	5,0	7,3	7,3	6,0	6,0	2,8	2,8	1,0	1,0
KWK Biogas	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KWK Geothermie	PJ	0,0	0,0	0,1	0,1	4,5	4,5	29,5	29,5	33,5	33,5
KWK Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HW Steinkohle	PJ	10,0	6,0	4,5	4,5	2,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
HW Mineralöl	PJ	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HW Erdgas	PJ	6,6	9,0	7,0	7,0	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
HW Power-to-heat	PJ	0,0	0,0	12,2	12,2	24,1	24,1	61,1	61,1	83,2	83,2
HW Biomasse / Müll ern.	PJ	2,8	4,2	3,7	3,7	3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HW Solarthermie	PJ	0,0	0,2	0,5	0,5	2,5	2,5	4,6	4,6	6,5	6,5
HW Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	2,0	1,6	1,2	1,2	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
SUMME	PJ	55,5	53,7	64,3	64,3	58,8	58,8	98,2	98,2	124,3	124,3

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 6, Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Kohle	PJ	12	2	7	7	5	6	4	5	0	0
Mineralölprodukte	PJ	450	406	371	366	214	208	126	112	17	17
Erdgas	PJ	228	179	199	215	156	171	87	96	10	10
Strom	PJ	258	258	265	264	251	249	246	241	302	288
Fernwärme	PJ	51	68	61	60	58	55	92	85	91	91
Erneuerbare	PJ	78	142	129	125	161	162	198	230	211	264
Abfälle	PJ	3	4	7	7	8	7	4	4	1	1
Sonstiges ⁵⁷	PJ	0	0	0	0	46	43	46	47	67	65
SUMME	PJ	1081	1059	1039	1044	897	900	803	820	700	736

⁵⁷ Methanol, DME, XtL, Wasserstoff

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 7, Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Kohle	PJ	10,6	1,9	6,8	6,7	5,2	5,6	4,2	5,0	0,0	0,0
Mineralöl- produkte	PJ	18,2	15,5	9,1	9,3	2,3	2,3	0,9	1,0	0,1	0,1
Erdgas	PJ	73,1	76,4	71,3	71,8	63,8	63,3	41,9	43,9	10,2	10,3
Strom	PJ	100,0	105,3	101,6	101,8	88,3	88,8	81,6	82,6	111,7	113,0
Fernwärme	PJ	14,1	16,0	14,3	14,1	14,0	14,0	21,0	20,5	23,0	23,0
Erneuerbare	PJ	13,3	21,2	34,2	32,9	44,0	43,4	64,1	60,7	55,1	55,8
Abfälle	PJ	2,8	3,9	6,9	6,9	7,5	7,0	4,1	4,1	0,8	0,8
Sonstiges ⁵⁸	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUMME	PJ	232,0	240,1	244,2	243,6	225,2	224,4	217,7	217,9	200,8	202,9

Tabelle Kernergebnis 8, Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich bis 2050

		2010	2015	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
				Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+	Basis	Bio+
Mineralöl- produkte	PJ	279,0	284,5	273,5	267,4	159,3	157,2	102,7	85,7	15,8	15,7
Erdgas	PJ	0,4	2,4	4,4	7,1	5,5	5,8	3,6	3,2	0,1	0,1
Strom	PJ	5,7	5,5	7,8	7,9	14,7	14,5	28,0	21,7	50,6	33,2
Biokraft- stoffe	PJ	16,8	16,1	24,0	29,1	32,4	37,9	35,9	73,1	42,1	90,1
Sonstiges ⁵⁹	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	45,6	43,2	46,1	46,6	67,3	64,7
SUMME	PJ	302,0	308,5	309,7	311,4	257,5	258,7	216,3	230,3	175,9	203,7

⁵⁸ Methanol, DME, XtL, Wasserstoff

⁵⁹ Methanol, DME, CtL, GtL, Wasserstoff

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 9, Abbildung 5-14: Strombilanzen in Baden-Württemberg; in TWh/a
Nachfrage

Jahr	Strom- bedarf sonstige	Gebäude Wärme- pumpen	Wärme- netz Wärme- pumpen	Industrie Wärme- pumpen	Wärme direkte- lekt.	Elektro- lyse	Elektro- fahr- zeuge	Exporte
2020	65,39	3,40	1,28	0,68	4,62	0	0,69	0,33
2030	60,95	4,84	3,23	1,06	3,54	0	2,36	2,85
2040	60,32	6,13	7,12	0,65	3,47	1,13	5,85	11,10
2050	66,57	7,44	6,29	2,28	6,07	22,21	11,93	9,03

Erzeugung

Jahr	Kern- kraft	Stein- kohle (inkl. KWK)	Öl (inkl. KWK)	Erdgas (inkl. KWK)	Geo- ther- mie (inkl. KWK)	Bio- masse (inkl. KWK)	Was- ser- kraft	Photo- voltaik	Wind Ons- hore	Im- porte
2020	10,60	8,89	0,16	6,04	0,01	3,63	3,32	7,83	6,84	29,07
2030	0	4,70	0,21	3,17	1,04	2,55	3,33	8,06	16,44	39,33
2040	0	0	0	0,98	6,72	2,92	3,51	16,22	26,43	38,99
2050	0	0	0	0,82	7,63	3,89	3,68	21,59	30,66	63,55

Tabelle Kernergebnis 10, Abbildung 5-15: Beitrag der verschiedenen Technologien zum Last-
ausgleich in Baden-Württemberg

Jahr	Strom- aus- tausch	Regel- bare Er- zeugung	Strom- speicher	Wärme- speicher	H2-Spei- cher	BEV-La- desteue- rung	Sonst. Lastma- nage- ment
2020	TWh/a	29,40	29,36	0,01	0,81	0,00	0,13
2030	TWh/a	42,18	11,70	0,41	1,84	0,00	0,11
2040	TWh/a	50,09	10,65	2,10	2,95	0,01	0,18
2050	TWh/a	72,58	12,37	2,48	4,35	4,46	0,25

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle Kernergebnis 11, Abbildung 5-18: Vergleich der gesichert verfügbaren Erzeugungs- und Speicherleistungen und der maximalen Importleistung mit der Spitzenlast in Baden-Württemberg. Mit SK ausgewiesen ist die zusätzliche Last der Sektorenkopplung; in GW

	Geo- ther- mie (inkl. KWK)	Kern- kraft	Stein- kohle (inkl. KWK)	Öl (inkl. KWK)	Erd- gas (inkl. KWK)	Bio- masse (inkl. KWK)	Was- ser- kraft	Wind Ons- hore	Spei- cher	Im- port	Spit- zenlast ohne SK	Spit- zenlast inkl. SK, mittel	Spit- zenlast inkl. SK, max
2020	0,0	1,2	3,5	0,9	2,3	1,0	0,3	0,1	1,7	6,9	10,4	11,6	13,6
2030	0,1	0,0	2,9	4,1	3,8	0,6	0,3	0,2	1,7	9,2	9,6	11,3	13,7
2040	0,8	0,0	2,4	6,6	2,7	0,7	0,3	0,4	1,5	11,4	9,2	12,0	15,4
2050	0,9	0,0	0,0	7,0	2,1	0,9	0,3	0,5	1,5	16,6	10,3	16,7	22,5

A.2.2 Techno-ökonomische Kenndaten

Im Folgenden findet sich eine Zusammenstellung der Annahmen zur techno-ökonomischen Entwicklung der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Stromspeichertechnologien sowie der Technologien, die zur Sektorenkopplung eingesetzt werden können (Wärmepumpen, Elektrolyse etc.). Dabei wurden für alle wesentlichen Parameter der Modellierung Annahmen getroffen. Für die Festlegung der einzelnen Parameter wurde eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt. Die ermittelten Kenndaten stellen typische Kennwerte dar und können je nach Anwendungsbereich und Anlagenauslegung variieren. Um einen vollständigen Zeitverlauf bis 2050 abbilden zu können, mussten zum Teil jedoch Angaben anhand eigener Annahmen und Einschätzungen ergänzt bzw. extrapoliert werden.

Die Angaben zu Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Technologien beziehen sich auf das Jahr 2015. Einige der zugrunde liegenden Studien weisen keine explizite Preisbasis aus, hier wurde vereinfachend die Annahme getroffen, dass sich die Studienwerte auch auf 2015 beziehen.⁶⁰ Alle Preisangaben für die Zukunft werden nachfolgend als reale (inflationbereinigte) Werte mit der Preisbasis 2015 angegeben.

Windenergie

Für die techno-ökonomische Analyse wird zwischen Windenergie auf See und an Land unterschieden. Letztere wird weiterhin zwischen Stark- und Schwachwindstandorten differenziert. Die Unterschiede zwischen Windenergieprojekten an Land und auf See sind vielschichtig und betreffen längst nicht nur die Anlagentechnologie, sondern ziehen sich durch alle Projektphasen von der Projektierung und Finanzierung über die Inbetriebnahme und den Netzanschluss bis hin zu Betrieb und Wartung der Anlagen. Der in der Regel deutlich größere Projektumfang von bis zu 80 Windenergieanlagen pro Windpark stellt bei den Projekten auf See deutlich größere Anforderung an die Finanzkraft der beteiligten Unternehmen, was sich in der Akteursstruktur entsprechend widerspiegelt.

Die Unterscheidung zwischen Stark- und Schwachwindstandorten ist weniger trennscharf und äußert sich vor allem in der Auslegung der Windenergieanlagen. An windschwächeren Standorten werden seit einigen Jahren insbesondere höhere Türme, größere Rotoren sowie Generatoren mit einer auf die Rotorkreisfläche bezogenen niedrigeren spezifischen Nennleistung verbaut.

Der Trend zu niedrigeren spezifischen Flächenleistungen (W/m^2) beschränkt sich allerdings nicht nur auf Schwachwindstandorte. Auch an Starkwindstandorten an Land und auf See ist eine Veränderung der Anlagenauslegung in Richtung niedrigerer spezifischer Flächenleistungen zu beobachten – wenn auch auf einem absolut betrachtet höheren Niveau (Arbach u. a., 2013; Molly, 2011, 2012, 2014b).

Die **Nennleistung** neu errichteter Windenergieanlagen auf See betrug im Jahr 2015 im Schnitt rund 4.150 kW (Lüers & Rehfeldt, 2016). Mit Leistungsklassen von 3 bis 6 MW war das Spektrum dabei vergleichsweise breit. Die Nennleistung der Offshore-Windenergieanlagen dürfte in Zukunft weiter stark steigen. Die größte derzeit verfügbare Anlage ist die MHI Vestas V164-

⁶⁰ Diese Annahme wurde vor dem Hintergrund des aktuellen Veröffentlichungsdatums der analysierten Studien und der geringen Höhe der Inflationsrate in den letzten Jahren getroffen.

8.0 MW, deren Nennleistung durch ein Upgrade auf bis zu 9 MW gesteigert werden kann (Fruegaard, 2017). Bis 2030 sind Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung größer 10 MW zu erwarten (Wiser u. a., 2016).

Die mittlere Nennleistung neu errichteter Windenergieanlagen an Land betrug im Jahr 2015 rund 2,9 MW. An windschwächeren Standorten im Süden Deutschlands fiel die Nennleistung mit 2,75 MW (Mittelwert für Inbetriebnahmen in Baden-Württemberg) im Schnitt etwas geringer aus als an den Starkwindstandorten im Norden. Bis 2020 dürften Anlagen der 2-MW-Klasse weitgehend durch Anlagen der 3-MW-Klasse verdrängt worden sein. Mit Anlagen wie der E-126 EP4 oder der E-141 EP4 (jeweils 4,2 MW) kündigt sich der nächste Leistungssprung bereits an.

Bis 2050 ist sowohl an Stark- als auch an Schwachwindstandorten mit einer Zunahme der Nennleistung zu rechnen. Die Grenzen des Wachstums dürften dabei nicht rein technisch bedingt sein. Neben ökonomischen Faktoren dürfte dabei nicht zuletzt auch die Akzeptanz eine Rolle spielen, da mit der weiteren Skalierung der Anlagenauslegung die Sichtbarkeit der Windenergieanlagen zunimmt.

Die **spezifischen Investitionskosten** von Windenergieprojekten auf See lagen 2012 in der Größenordnung von 3.750 €/kW und könnten für Projekte mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 auf rund 3.400 €/kW sinken (Hobohm u. a., 2013). Die Ergebnisse der jüngsten Offshore-Ausschreibungen in den Niederlanden, Dänemark und Deutschland deuten darauf hin, dass die Branche für den Folgezeitraum ab 2020 von weiteren Kostensenkungen ausgeht. In Tabelle A-2-24 sind die spezifischen Investitionskosten der Windenergie auf See aus (Fraunhofer ISI u. a., 2017) zitiert, obengenannte Werte liegen in der Bandbreite. Dabei wird eine jährliche Kostensenkung von 0,5 % für die Anlage und für die weiteren Projektkosten eine von 2 % pro Jahr ausgehende sinkende Rate angenommen (Fraunhofer ISI u. a., 2017).

Die mittleren spezifischen Investitionskosten von Windenergieprojekten an Land lagen 2015 in der Größenordnung von 1.440 €/kW an Starkwindstandorten und 1.520 €/kW an Schwachwindstandorten (Wallasch, 2017). Die Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Transport und Errichtung) nehmen vor allem mit der Nabenhöhe und der Größe der Rotoren zu. Im unteren Szenario wurde eine Senkung der spezifischen Investitionskosten von 5 % bis 2020 und um weitere 5 % alle 10 Jahre unterstellt. Im oberen Szenario fällt die Kostensenkung mit jeweils 3 % etwas geringer aus. Gegenüber der mittleren jährlichen Kostensenkung der Hauptinvestitionskosten von 3 % zwischen 2010 und 2016 (Wallasch, 2017) ist der angesetzte Kostenpfad vergleichsweise konservativ. Bezüglich der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten sind jedoch gegenläufige Effekte zu berücksichtigen:

- Die Steigerung der Nennleistung wirkt tendenziell kostensenkend
- Der Trend zu größeren Nabenhöhen und Rotoren wirkt dagegen kostensteigernd

Für die **Betriebskosten** der Windenergieanlagen an Land wurde im unteren Szenario eine Senkung der spezifischen Betriebskosten (ct/kWh) von 8 % bis 2020 und um weitere 8 % alle 10 Jahre unterstellt. Im oberen Szenario fällt die Kostensenkung mit jeweils 5 % etwas geringer aus. Der Kostensenkungspfad der spez. Betriebskosten von Schwachwindanlagen wird etwas höher angesetzt: Durch die veränderte Auslegung der Anlage steigt die Stromerzeugung pro

kW installierter Leistung. Für die Windenergieanlagen auf See wurden Angaben aus (Prognos, 2017) übernommen.

Als Mindest**lebensdauer** werden 20 Jahre angesetzt. Dies entspricht dem EEG-Vergütungszeitraum sowie der technischen Entwurfslebensdauer der meisten Windenergieanlagen an Land.⁶¹ Im Einzelfall werden jüngere Anlagen auch auf 25 Jahre ausgelegt. Beispiele hierfür sind u. a. die Enercon E-115 (Bundesverband WindEnergie (BWE), 2015) sowie die Senvion 3.4M140 (Windkraft-Journal, 2015).

Die Entwurfslebensdauer von Windenergieanlagen auf See beträgt dagegen schon heute in der Regel 25 Jahre (Stiftung Offshore-Windenergie, 2016). Allerdings sind die Bedingungen auf See ungleich rauer und die praktischen Erfahrungen hinsichtlich der Langlebigkeit der Komponenten zum gegenwärtigen Zeitpunkt geringer.

Die **Volllaststunden** werden von den standortspezifischen Windbedingungen und der Anlagenauslegung beeinflusst. Darüber hinaus sind Abschläge für Parkverluste, Stillstandszeiten und elektrische Verluste zu berücksichtigen. Ferner können genehmigungsrechtliche Auflagen den Ertrag schmälern.

Es wird unterstellt, dass sich die Auslegung der Anlagen sowohl an Stark- als auch an Schwachwindanlagen weiter in Richtung kleinerer spezifischer Leistungen (Flächenleistung, W/m^2) entwickeln wird. Als Zielwerte für 2040+ wurden die von Molly (Molly, 2014b) als kostenoptimal ausgewiesenen Flächenleistungen herangezogen. Für die Entwicklung des Rotordurchmessers der Windenergieanlagen auf See wird unterstellt, dass dieser nicht mit der Leistungsentwicklung Schritt hält und demnach die spezifische Flächenleistung leicht steigt.

Die dargestellten Kapazitätsfaktoren (brutto) wurden mittels des Energiedreiecks von Molly (Molly, 2014a) in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit und der Auslegung der Windenergieanlage ermittelt. Für die mittleren Windgeschwindigkeiten wurden im Ausgangsfall 8 m/s am Starkwindstandort und 6 m/s am Schwachwindstandort und 9,9 m/s auf See angesetzt.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten nehmen mit der Nabenhöhe zu. Für das Windprofil von Anlagen an Land wurde in Anlehnung an die Definition des Referenzstandortes im EEG 2017 auf das Potenzgesetz nach Hellmann zurückgegriffen (Hellmann-Exponent: 0,25). Für Windenergieanlagen auf See wird ein Hellmann-Exponent von 0,14 angenommen (Hobohm u. a., 2013). Damit stellt die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe eine theoretische Größe vor Abschattungsverlusten dar.

Zur Berechnung der Netto-Kapazitätsfaktoren wurden folgenden Abschläge berücksichtigt (Wallasch, 2017):

- Parkverluste: 8 %
- Geplante und ungeplante Stillstandszeiten: 3 %
- Elektrische Verluste: 2 %

⁶¹ Gemäß der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen [1] ist die Entwurfslebensdauer einer Anlage mit mindestens 20 Jahren anzunehmen.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Für Windenergieanlagen auf See wurden neben Stillstandzeiten und elektrischen Verlusten die internen und externen Parkverluste berücksichtigt. Die Clusterung von Windparks zur Verringerung von Netzanschlusskosten führt zu steigenden externen Abschattungsverlusten, zusätzlich werden interne Parkverluste unterstellt, die den relativ abnehmenden Abstand zwischen den Anlagen mit Bezug auf den Rotordurchmesser aufgrund des zunehmendem Rotordurchmessers berücksichtigen (Hobohm u. a., 2013).

Tabelle A-2-22: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergieanlagen an Land (Starkwind). Eigene Annahmen auf Basis von (Arbach u. a., 2013; Enercon, o. J.; Molly, 2014a, 2014b; Nordex, o. J.; Übertragungsnetzbetreiber, 2017; Wallasch, 2017; Wisser u. a., 2016)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	2.900	3.350	4.250	5.250	6.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.440	1.370- 1.400	1.300- 1.350	1.230- 1.310	1.170- 1.270
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,018	0,016- 0,017	0,015- 0,016	0,014- 0,015	0,013- 0,014
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-25	20-25	20-25
Anlagenverfügbarkeit	%	97-98%	97-98%	97-98%	97-98%	97-98%
Nabenhöhe	m	100	110	120	130	140
Rotordurchmesser	m	100	110	130	160	170
Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s	8,0	8,2	8,4	8,5	8,7
Volllaststunden (netto)	h/a	3.200	3.500	3.800	4.000	4.100

Tabelle A-2-23: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergie an Land (Schwachwind). Eigene Annahmen auf Basis von (Arbach u. a., 2013; Enercon, o. J.; Molly, 2014a, 2014b; Nordex, o. J.; Übertragungsnetzbetreiber, 2017; Wallasch, 2017; Wisser u. a., 2016)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	2.750	3.250	3.750	4.250	4.750
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	1.520	1.440- 1.470	1.370- 1.430	1.300- 1.390	1.240- 1.350
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /kWh	0,022	0,020- 0,021	0,019- 0,020	0,017- 0,019	0,016- 0,018
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-25	20-25	20-25
Anlagenverfügbarkeit	%	97-98%	97-98%	97-98%	97-98%	97-98%
Nabenhöhe	m	140	150	160	170	170
Rotordurchmesser	m	110	130	150	160	170

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s	6,0	6,1	6,2	6,3	6,3
Volllaststunden (netto)	h/a	2.300	2.500	2.800	3.000	3.000

Tabelle A-2-24: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Windenergie auf See. Eigene Annahmen auf Basis von (Fraunhofer ISI u. a., 2017; Hobohm u. a., 2013; Lüers & Rehfeldt, 2016; Molly, 2014a; Prognos, 2017; Smart u. a., 2016; Übertragungsnetzbetreiber, 2017)

Jahr	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	4.150	6.000	11.000	15.000	15.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.750- 4.450	2.550- 4.100	2.250- 3.500	2.000- 3.100	1.800- 2.900
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3,6	3,1	3,1	3,1	3,1
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-25	20-25	20-25
Anlagenverfügbarkeit	%	94	94	94	94	94
Nabenhöhe	m	90	100	130	140	140
Rotordurchmesser	m	120	150	190	220	220
Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s	9,9	10,0	10,4	10,5	10,5
Volllaststunden (netto)	h/a	3.890	3.950	3.800	3.800	3.800

Photovoltaik

Für die techno-ökonomische Analyse werden vier verschiedene Anlagentypen bzw. -größenklassen definiert. Neben einer mittleren Freiflächenanlage mit 5 MW werden Dachanlagen bis 10 kW, zwischen 10 und 100 kW sowie zwischen 100 und 500 kW betrachtet. Die Aufteilung wurde gewählt, da im Dachanlagenbereich 10 bzw. 100 kW bestimmte Marktsegmente trennen. Das Kleinanlagensegment bis 10 kW ist von der Pflicht zur (anteiligen) Entrichtung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom ausgenommen. Weiterhin müssen Anlagen über 100 kW an der verpflichtenden Direktvermarktung teilnehmen.

Die Entwicklung der **spezifischen Investitionskosten** für PV-Anlagen war und ist stark abhängig von der Entwicklung der Modulpreise. Ein Überangebot an Produktionskapazitäten und -mengen hat in der Phase 2009 bis 2012 sowie im zweiten Halbjahr 2016 zu einem starken globalen Preisverfall geführt (vgl. Modulpreisindizes pvXchange und PVinsights). Es kann somit auch zukünftig – unabhängig von der technologischen Weiterentwicklung und produktionsseitigen Senkung der Kosten – zu Preisentwicklungen kommen, die nicht im Rahmen der kostenbasierten Szenarien abbildbar sind.

Die Werte des langfristigen Preisniveaus im Jahr 2050 wurden direkt aus den Studien „Energiesysteme der Zukunft“ (Bernd Rech u. a., 2016) und Agora/ISE (Fraunhofer ISE, 2015) übernommen. Für die Anlagen bzw. Leistungsklassen, die nicht in den genannten Studien abgebildet sind, wurden geeignete Werte interpoliert bzw. um eigene Annahmen ergänzt. Die Werte für das Ausgangsjahr 2015 wurden auf Basis von Angaben des BSW (in (Wirth, 2017)), Modulpreisindizes und eigenen Annahmen angesetzt.

Aufgrund des heutigen niedrigen Preisniveaus im Vergleich zum Zeitpunkt der Erstellung der zugrunde liegenden Studien (Bernd Rech u. a., 2016) und (Fraunhofer ISE, 2015) ist der obere Preispfad, der die Summe der schlechtesten Annahmen darstellt, aus heutiger Sicht eine zu pessimistische Annahme. Für die weiteren Arbeiten sollte deshalb eher die Bandbreite genutzt werden, die vom unteren und mittleren Pfad aufgespannt wird.

Für die **Betriebskosten** wurde für das Jahr 2050 gemäß (Bernd Rech u. a., 2016) ein einheitlicher Wert angesetzt. Im Ausgangsjahr 2015 wurden eigene Annahmen hinterlegt. Die Werte für die dazwischenliegenden Eckjahre wurden darauf basierend festgelegt.

Als **Mindestlebensdauer** werden 20 Jahre angesetzt (EEG-Vergütungszeitraum). Für die maximale Lebensdauer wird bis 2020 ein erhöhter Wert von 25 Jahren angesetzt, da auf PV-Module i.d.R. eine 25-jährige Leistungsgarantie gewährt wird. Ab 2030 wird die maximale Nutzungsdauer nach (ITRPV & VDMA, 2017) auf 30 Jahre erhöht. Dabei nicht berücksichtigt sind etwaige Ersatzinvestitionen in einen neuen Wechselrichter.

Die einheitlich angesetzten **Volllaststunden** von 1.050 h gelten für einen mittleren süddeutschen Standort. Wirkungsgradsteigerungen der Module wirken sich nicht auf die Volllaststunden von PV-Anlagen aus, sondern reduzieren die Material- und Produktionskosten sowie die flächenbezogenen Installationskosten. Als Anlagenverfügbarkeit wird einheitlich 98 % angesetzt (Klaus u. a., 2010).

In der Literatur werden **Degradationsraten** von 0,5 bis 0,6 % p.a. (Jordan, Kurtz, VanSant, & Newmiller, 2016) bzw. 0,6 bis 0,7 % (ITRPV & VDMA, 2017) genannt. (Kiefer, Dirnberger, Müller, Heydenreich, & Kröger-Vodde, 2010) gibt einen deutlich geringeren Wert von 0,1 % p.a. an. Auf Basis der vorliegenden Quellen wurde eine Degradation von 0,4 % p.a. angesetzt, die auch in (Kelm u. a., 2014) verwendet wird.

Gemäß der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber wird der Beitrag der Photovoltaik zur gesicherten Leistung mit Null angesetzt (Übertragungsnetzbetreiber, 2015).

Tabelle A-2-25: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen bis 10 kW. Eigene Annahmen auf Basis von (Bernd Rech u. a., 2016; Fraunhofer ISE, 2015; IRENA, 2016; ITRPV & VDMA, 2017; Jordan u. a., 2016; Kelm u. a., 2014; Kiefer u. a., 2010; Übertragungsnetzbetreiber, 2015)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten, min	€ ₂₀₁₅ /kW	1.350	1.030	770	570	470
Investitionskosten, mittel	€ ₂₀₁₅ /kW	1.500	1.160	890	710	600
Investitionskosten, max ¹	€ ₂₀₁₅ /kW	1.650	1.300	1.040	860	740
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /(kW a)	20	18	14	12	10

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-30	20-30	20-30
Volllaststunden	h	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Degradation Module	%/a	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

¹Aus heutiger Sicht eine zu pessimistische Annahme. Für die weiteren Arbeiten sollte deshalb eher die Bandbreite genutzt werden, die vom unteren und mittleren Pfad aufgespannt wird.

Tabelle A-2-26: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen von 10 bis 100 kW. Eigene Annahmen auf Basis von (Bernd Rech u. a., 2016; Fraunhofer ISE, 2015; IRENA, 2016; ITRPV & VDMA, 2017; Jordan u. a., 2016; Kelm u. a., 2014; Kiefer u. a., 2010; Übertragungsnetzbetreiber, 2015)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten, min	€ ₂₀₁₅ /kW	1.170	880	660	500	420
Investitionskosten, mittel	€ ₂₀₁₅ /kW	1.300	1.000	780	630	550
Investitionskosten, max ¹	€ ₂₀₁₅ /kW	1.430	1.120	920	780	690
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /(kW a)	15	14	12	11	10
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-30	20-30	20-30
Volllaststunden	h	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Degradation Module	%/a	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

¹Aus heutiger Sicht eine zu pessimistische Annahme. Für die weiteren Arbeiten sollte deshalb eher die Bandbreite genutzt werden, die vom unteren und mittleren Pfad aufgespannt wird.

Tabelle A-2-27: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Dachanlagen von 100 bis 500 kW. Eigene Annahmen auf Basis von (Bernd Rech u. a., 2016; Fraunhofer ISE, 2015; IRENA, 2016; ITRPV & VDMA, 2017; Jordan u. a., 2016; Kelm u. a., 2014; Kiefer u. a., 2010; Übertragungsnetzbetreiber, 2015)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten, min	€ ₂₀₁₅ /kW	1.040	760	580	440	350
Investitionskosten, mittel	€ ₂₀₁₅ /kW	1.150	880	700	580	500
Investitionskosten, max ¹	€ ₂₀₁₅ /kW	1.270	990	840	730	650
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /(kW a)	15	14	12	11	10
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-30	20-30	20-30
Volllaststunden	h	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Degradation Module	%/a	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

¹Aus heutiger Sicht eine zu pessimistische Annahme. Für die weiteren Arbeiten sollte deshalb eher die Bandbreite genutzt werden, die vom unteren und mittleren Pfad aufgespannt wird.

Tabelle A-2-28: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen für PV-Freiflächenanlagen. Eigene Annahmen auf Basis von (Bernd Rech u. a., 2016; Fraunhofer ISE, 2015; IRENA, 2016; ITRPV & VDMA, 2017; Jordan u. a., 2016; Kelm u. a., 2014; Kiefer u. a., 2010; Übertragungsnetzbetreiber, 2015)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Investitionskosten, min	€ ₂₀₁₅ /kW	810	580	460	370	280
Investitionskosten, mittel	€ ₂₀₁₅ /kW	900	680	570	500	450
Investitionskosten, max ¹	€ ₂₀₁₅ /kW	990	770	700	650	610
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₅ /(kW a)	15	14	12	11	10
Nutzungsdauer	a	20-25	20-25	20-30	20-30	20-30
Volllaststunden	h	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Degradation Module	%/a	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

¹Aus heutiger Sicht eine zu pessimistische Annahme. Für die weiteren Arbeiten sollte deshalb eher die Bandbreite genutzt werden, die vom unteren und mittleren Pfad aufgespannt wird.

Bioenergie

Biomasse stellt eine begrenzt verfügbare Ressource dar. Je nach Zielsetzung kann die Verteilung der Nutzung auf die Sektoren unterschiedlich ausfallen. Unter Betrachtung der Opportunitätskosten bei einer Dekarbonisierung des Gesamtsystems werden Biomassen längerfristig vom derzeitigen Einsatzbereich im Gebäude- und im Umwandlungssektor in den nicht elektrifizierbaren Teil des Verkehrs (Luft- und Seeverkehr) sowie in der Industrie verschoben (Fraunhofer ISI u. a., 2017). Dabei ist die Stromerzeugung aus Biomasse mit über 15 ct/kWh nicht konkurrenzfähig im Hinblick auf Stromgestehungskosten ggü. der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (DBFZ, 2014). Der wesentliche Vorteil des Einsatzes von Biomasse ggü. der fluktuierenden Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie ist die Flexibilität.

Der weitere Ausbau von Biogasanlagen wird sich aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen mit dem EEG 2017 auf Güllekleinanlagen und Abfallvergärungsanlagen beschränken (Leipziger Institut für Energie & Energy Brainpool, 2016; Weidner & Elsner, 2016). Mit § 44 EEG 2017 werden Anreize für den Ausbau von (Biogas-) Güllekleinanlagen mit einer Leistung von bis zu 75 kW und einem massenbezogenen Substrateinsatz von 80 % Gülle zu 20 % nachwachsenden Rohstoffen wie Maissilage gesetzt. Dabei fällt die Gülle im eigenen landwirtschaftlichen Betrieb an und die Größe orientiert sich an der Gülle-Eigenproduktion. Potenziale zur Abfallvergärung (Landschaftspflegematerial und Bioabfälle) bestehen, hier gewährt das EEG 2017 weiterhin einen erhöhten Vergütungssatz. Dabei fallen teils negative bzw. sehr geringe Substratkosten an (Dotzauer, 2016). Mit Anpassung der Vergütungssätze im EEG 2012 und 2014 besteht kein Anreiz mehr für den Betrieb von Biogasanlagen mit NaWaRo, diese bilden jedoch noch einen Großteil der Bestandsanlagen. Bestandsanlagen werden teilweise umgerüstet, um flexibler eingesetzt werden zu können. Daher werden zusätzlich eine 500 kW-

NaWaRo-Anlage sowie eine doppeltüberbaute NaWaRo-Biogasanlage mit 1.000 kW charakterisiert.

Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Holzheizkraftwerken wird im Bereich der Holz- und Papierindustrie sowie in Verbindung mit Wärmenetzen eingesetzt. Dampfkraftturbinen mit einer Leistung >5 MW sind vielfach umgesetzt. Eine Alternative zu wasserdampfbauierten Heizkraftwerken stellt der ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle) dar. Dieser wird im kleinen bis mittleren Leistungsbereich eingesetzt, der Einsatz eines organischen Fluids ermöglicht deutlich niedrigere Temperaturen und Drücke.

Im Bereich der Holzvergasung wird die thermo-chemische Vergasung betrachtet. Dabei wird aus fester Biomasse ein brennbares Gas erzeugt, das im nachfolgenden Prozessschritt zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in einem BHKW dient. Ebenfalls kann dieses Gas zur Bereitstellung von Kraftstoff und Chemikalien genutzt werden. Der Anlagenbestand konzentriert sich auf Anlagen im Leistungsbereich < 500 kW. Im Folgenden wird eine 30 kW sowie ein 170 kW-Anlage betrachtet. Holzvergaser im Leistungsbereich bis 50 kW werden primär in der Landwirtschaft und im holzhandelnden oder -verarbeitenden Gewerbe zur Eigenversorgung betrieben. Dabei werden hauptsächlich regionale Holzhackschnitzel aus Waldrestholz bzw. Sägerestholz oder auch Holzpellets eingesetzt. Üblicherweise werden diese Anlagen wärmegeführt betrieben. Ein hoher Wärmebedarf, wie bspw. im brennstoffhandelnden oder holzverarbeitenden Gewerbe ist für Anlagen im Leistungsbereich 50-500 kW_{el} erforderlich. Kostensenkungspotenziale könnten durch den Einsatz von Reststoffen aus der Papier- und Zellstoffindustrie, Gärresten aus Biogasanlagen oder Stroh erschlossen werden. (Zeymer, M. u. a., 2013)

In der ausgewerteten Literatur liegen kaum Angaben zur zukünftigen Entwicklung vor. Daher konzentrieren sich folgende Ausführungen und untenstehende Tabellen auf die Charakterisierung des derzeitigen Stands. Entwicklungstrends werden textlich aufgegriffen.

Für die Abgrenzung von **Investitionskosten** in landwirtschaftlichen Biogasanlagen besteht die Schwierigkeit, inwieweit Kosten für Lagerkapazitäten (Vorgrube, Endlager), Radlader, etc. der Biogasanlage zuzurechnen sind. Sofern die Biogasanlage von einem landwirtschaftlichen Betrieb mit Viehhaltung betrieben werden sind diese Einrichtungen bereits vorhanden und nicht anzurechnen. In FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016) werden diese Positionen berücksichtigt, in (DBFZ, 2015) wird keine Abgrenzung getroffen. Im Vergleich der Investitionskosten für eine Güllekleinanlage mit 75 kW von 7.000 €/kW (DBFZ, 2015) zu 9.260 €/kW (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016) ist davon auszugehen, dass in (DBFZ, 2015) diese Kosten dem landwirtschaftlichen Betrieb zugerechnet wurden. Dabei weist eine Kleinanlage vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten, da Fixkosten auf eine entsprechend geringere Anlagenleistung anfallen. Für Biogasanlagen ohne Flexibilisierung (500 kW) liegen die spezifischen Investitionskosten bei 4.000-4.610 €/kW (DBFZ, 2014, 2015; Weidner & Elsner, 2016). Zur Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen sind zusätzliche Investitionen erforderlich (höhere BHKW-Leistung, Vergrößerung der Gasspeicherkapazität, optionaler Wärmespeicher sowie Einrichtungen zur flexiblen Steuerung der Anlage). Gasspeicherkapazitäten können über die Steuerung der Gasproduktion reduziert werden (DBFZ, 2014). Die spezifischen Investitionskosten für flexible Biogasanlagen (Neubau) erhöhen sich bezogen auf die Bemessungsleistung auf 5.000-5.500 €/kW (DBFZ, 2014, 2015; Weidner

& Elsner, 2016). Für Abfallvergärungsanlagen sind die Investitionskosten mit 8.750 €/kW (DBFZ, 2015) vergleichsweise hoch aufgrund von Auflagen und Genehmigungsanforderungen (Dotzauer, 2016). Die Lernrate (Kostensenkung bei einer Verdopplung der installierten Leistung) von Biogasanlagen liegt bei 5 % (DBFZ, 2015). Aufgrund der bereits hohen Anzahl von Anlagen und dem Einsatz von in der Regel herkömmlicher (Kraftwerks)Technik (wie BHKW) sowie der weiteren Komponenten größtenteils aus dem Stahl- und Betonbau werden keine weiteren Kostensenkungen erwartet.

Für Holzheizkraftwerke mit einer Leistung von 5 MW werden spezifische Investitionskosten von 4.300 €/kW (DBFZ, 2015) abgeschätzt. Diese Angabe erscheint aufgrund der Skaleneffekte kompatibel zur Angabe von 5.250 €/kW für eine 4 MW Anlage in (DBFZ, 2014). Der eingesetzte Dampfkraftprozess ist Standard in der Kraftwerkstechnik, weitere Kostensenkungen sind aufgrund der bereits bestehenden Anlagenzahl nur in geringem Maße zu erwarten (Weidner & Elsner, 2016). Die spezifischen Investitionskosten für ORC-Anlagen werden in der Literatur mit 6.000-6.650 €/kW (DBFZ, 2014; Strzalka, R., Schneider, D., & Eicker, U., 2017) angegeben.

Die Angaben zu spezifischen Investitionskosten von kleinen Holzvergäsern (30 kW) zeigen eine Häufung bei rd. 5.000 €/kW (4.700-5.200 €/kW) (DBFZ, 2014, 2015; Zeymer, M. u. a., 2013), wobei auch deutlich niedrigere Angaben in (Strzalka, R. u. a., 2017) von 2.800 €/kW vorliegen. Für mittlere Anlagen (170 kW) liegen die spezifischen Investitionskosten im Bereich von 2.900-5.000 €/kW (DBFZ, 2014, 2015; Strzalka, R. u. a., 2017; Zeymer, M. u. a., 2013). Für kleine Holzvergaser werden ebenfalls keine Kostensenkungen erwartet, da die Anlagentechnik in der Regel aus Standardkomponenten besteht.

Tabelle A-2-29: Spezifische Investitionskosten von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Eigene Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2014, 2015; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016; Strzalka, R. u. a., 2017; Weidner & Elsner, 2016; Zeymer, M. u. a., 2013).

	€ ₂₀₁₅ /kW
Güllekleinanlage (75 kW)	7.000
Abfallvergärung (500 kW)	8.750
NaWaRo-Biogasanlage (500 kW)	4.000-4.600
NaWaRo-Biogasanlage (1000 kW)	5.000-5.500 ¹
HHKW-Dampfturbine (5 MW)	4.300
HHKW-ORC (1 MW)	6.000-6.650
Holzvergaser (30 kW)	2.800-5.200
Holzvergaser (170 kW)	2.900-5.000

¹bezogen auf die Bemessungsleistung von 500 kW

Für die Berechnung der fixen und variablen **Betriebskosten** von Biogasanlagen wurden Angaben zu Modellanlagen aus (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016) herangezogen.

Demnach ergeben sich für eine 500 kW-Anlage im Volllastbetrieb fixe Betriebskosten von 1,3 % der Investitionskosten. (Weidner & Elsner, 2016) weist ca. 1,5 % an Wartungskosten aus. Zusätzlich sind variable Betriebskosten in Höhe von 3-4 ct/kWh zu berücksichtigen. Die Flexibilisierung der Anlagen geht aufgrund des häufigeren An- und Abfahrens mit höherem Verschleiß einher. Für Abfallvergärungsanlagen liegen keine gesonderten Werte vor, aufgrund der besonderen Auflagen ist von vergleichsweise höheren Betriebskosten auszugehen.

Für Holzheizkraftwerke werden Betriebskosten von 2-2,5 %/Inv./a für Versicherung und Verwaltung angegeben, zusätzlich ist von einer Mitarbeiterzahl von 0,5/MW auszugehen (Weidner & Elsner, 2016). Bei einem angenommenen Personalaufwand von 50.000 €/a pro Jahr ergeben sich damit zusätzlich 0,6 %/Inv./a. Bei der Flexibilisierung von Bestandsanlagen sind höhere Betriebskosten denkbar (Weidner & Elsner, 2016). Die Kosten für Wartung/Instandsetzung werden für den Dampfprozess mit 2-2,5 %/Inv./a und für den ORC-Prozess mit 1,5 %/Inv./a angegeben (DBFZ, 2014; Weidner & Elsner, 2016).

Für Holzvergaser mit 30 kW werden die Instandsetzungskosten zu 1-3 %/Inv./a und für Anlagen mit 170 kW mit 1-1,2 %/Inv./a angenommen (DBFZ, 2014; Zeymer, M. u. a., 2013). Weitere Betriebskosten sind in diesen Literaturquellen nicht aufgeführt.

Tabelle A-2-30: Betriebskosten von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Quellen: (DBFZ, 2014; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016; Weidner & Elsner, 2016; Zeymer, M. u. a., 2013)

	Fixe Betriebskosten	Variable Betriebskosten
Güllekleinanlage (75 kW)	1,9 % Inv./a	0,11 € ₂₀₁₅ /kWh _{el}
NaWaRo-Biogasanlage (500 kW)	1,3-1,5 % Inv./a	0,03-0,04 € ₂₀₁₅ /kWh _{el}
HHKW-Dampfturbine (5 MW)	4,6-5,1 % Inv./a	k.A.
HHKW-ORC (1 MW) ¹	1,5 % Inv./a	k.A.
Holzvergaser (30 kW) ¹	3,0 % Inv./a	k.A.
Holzvergaser (170 kW) ¹	1,2 % Inv./a	k.A.

¹bezieht sich nur auf Kosten für Instandsetzung/Wartung.

Die **Nutzungsdauer**⁶² von Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung ist generell auf die EEG-Vergütungsdauer von 20 Jahren ausgelegt (Dotzauer, 2016). Dabei kann zwischen langlebigen Anlagenteilen des Stahl- und Betonbaus sowie Komponenten mit höherem Verschleiß wie das BHKW (insbesondere Motorkomponenten: Zündkerzen, Ventile und Kolben), Gashauben, Förderer, Rührwerke und Abgasreinigung unterschieden werden. So kann bei einem BHKW von einer Nutzungsdauer von 60.000 Betriebsstunden ausgegangen werden, dies entspricht bei Volllaststunden von 4.000-6.000 h/a einer Nutzungsdauer von 10-15 Jahren. Komponen-

⁶² Im Unterschied zur technischen Lebensdauer ist die übliche Nutzungsdauer ausgewiesen.

ten von Holzheizkraftwerken sind größtenteils langlebig, durch den Einsatz von Abfällen/Reststoffen und Einbindung in ein Gesamtkonzept (Wärmenutzung, Papier-, Holzindustrie) ist die Nutzungsdauer dieser Anlagen weniger stark an die EEG-Vergütungsdauer gebunden.

Tabelle A-2-31: Entwicklung der Nutzungsdauer von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Quellen: (Dotzauer, 2016; Weidner & Elsner, 2016)

	Jahre
Biogasanlagen	20
Holzheizkraftwerke	mind. 20
Holzvergaser	mind. 20

Bei Biogasanlagen ist eine flexible Fahrweise mit **Volllaststunden** von 4.000 h zu unterscheiden vom Grundlastbetrieb mit ca. 8.000 h (DBFZ, 2014; Weidner & Elsner, 2016). Bei flexiblen Anlagen im zukünftigen Stromsystem steht die bedarfsgerechte Stromproduktion im Fokus. Güllekleinanlagen werden üblicherweise in Grundlast gefahren. Eine Flexibilisierung ist zwar denkbar, aber mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden (DBFZ, 2015; Weidner & Elsner, 2016).

Die Volllaststunden von Holzheizkraftwerken betragen aufgrund der Wärmeauskopplung rd. 7.000 h (DBFZ, 2015), bei flexibler Betriebsweise werden 5.000-6.000 h erreicht. Zukünftig werden deutlich niedrigere Volllaststunden von 3.000-5.000 h erwartet (Weidner & Elsner, 2016).

Von Holzvergäsern werden Volllaststunden von 5.000-8.000 h in Abhängigkeit der Betriebsweise erreicht. Wärmegeführte Anlagen werden typischerweise mit 6.000 h, in flexibler Fahrweise mit 5.000 h und stromgeführt mit 8.000 h betrieben (DBFZ, 2014, 2015; Zeymer, M. u. a., 2013).

Tabelle A-2-32: Volllaststunden von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Quellen: (DBFZ, 2014, 2015; Zeymer, M. u. a., 2013)

	h/a
Güllekleinanlage (75 kW)	7.200-8.000
Abfallvergärung (500 kW)	5.500
NaWaRo-Biogasanlage	7.650-8.000, flexibel 4.000
HHKW-Dampfturbine (5 MW)	6.500-7.500, flexibel 5.000-6.000, zukünftig flexibel 3.000-5.000
HHKW-ORC (1 MW)	7.500, flexibel 6.000
Holzvergaser	wärmegeführt 6.000, stromgeführt 8.000, flexibel 5.000

Der elektrische Anlagen**wirkungsgrad** von Biogasanlagen beträgt 20-40 % (Strzalka, R. u. a., 2017). Dabei wird die Vorbehandlung (Lagerung), Biogaserzeugung (Vergärung und Gasreinigung) sowie die Verstromung im BHKW berücksichtigt. Der elektrische Wirkungsgrad von Zündstrahlmotoren, die in der Regel im Leistungsbereich < 340 kW eingesetzt werden, beträgt 30-44 %. Für Güllekleinanlagen werden elektrische BHKW-Wirkungsgrade von 34-39,2 % angegeben, die zugehörigen thermischen Wirkungsgrade betragen 38-49 %. Von Gas-Otto-Motoren, die typischerweise im Leistungsbereich von 100 kW bis über 1 MW eingesetzt werden, werden elektrische Wirkungsgrade von 34-42 % erreicht. Die Literaturwerte für Biogasanlagen im Leistungsbereich 500-1.000 kW zeigen 38-42 %, die zugehörigen thermischen Wirkungsgrade betragen 42,5-45 %. Die Praxis-Einführung von Brennstoffzellen könnte die Effizienz der Anlagen erhöhen: In (DBFZ, 2015) wird ab dem Jahr 2030 mit dem Einsatz von Brennstoffzellen gerechnet. Der Gesamtwirkungsgrad könnte sich damit auf bis zu 50 % erhöhen (DBFZ, 2014, 2015; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2016).

Der elektrische Wirkungsgrad des dampfbetriebenen Holzheizkraftwerkbestands im Jahr 2013 betrug im Durchschnitt 28 bis 31 % (Weidner & Elsner, 2016). In der Literatur finden sich Angaben für einen elektrischen Wirkungsgrad von 20 %-33 % im KWK-Betrieb in Abhängigkeit des Verhältnisses der Strom- zur Wärmeproduktion (DBFZ, 2014, 2015). Für den reinen Kondensationsbetrieb wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 38 % angegeben. Nach (Weidner & Elsner, 2016) ist zunächst mit leicht rückläufigen elektrischen Wirkungsgraden aufgrund der Flexibilisierung zu rechnen, im weiteren Zeitverlauf bis 2050 kann mit Fortschreitung der Technologieentwicklung/Neuentwicklungen eine Zunahme auf 38 % im KWK-Betrieb erreicht werden. ORC-Anlagen erreichen einen Wirkungsgrad von 7-20 %, für eine 1 MW-Anlage wurden in (Strzalka, R. u. a., 2017) 15 % bestimmt.

Bei Holzvergäsern wird der Wirkungsgrad des BHKW sowie derjenige von Vergasung und Vorbehandlung berücksichtigt. Für kleine Holzvergaser (30 kW) werden elektrische Anlagenwirkungsgrade von 18,5-21 % bei thermischen Anlagenwirkungsgraden von 33,8 %- 45,3 % in (DBFZ, 2014; Zeymer, M. u. a., 2013) angegeben. Einen sehr hohen thermischen Wirkungsgrad für den Leistungsbereich 15-250 kW gibt (DBFZ, 2015) mit 63 % an, bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 21 %. Für mittlere Anlagen (170 kW) sind in den Studien (DBFZ, 2014; Zeymer, M. u. a., 2013) die Wirkungsgrade mit 29,1-30,8 % (elektrisch) und 38,8-43 % (thermisch) höher. In (Strzalka, R. u. a., 2017) wird ein elektrisches Wirkungsgradpotenzial von 35 %-40 % bzw. 42 % in (DBFZ, 2015) genannt. Der Einsatz von Brennstoffzellen könnte zu Wirkungsgraden > 40 % führen (DBFZ, 2015)⁶³.

Tabelle A-2-33: Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad von Bioenergieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Quellen: (DBFZ, 2014, 2015; Strzalka, R. u. a., 2017; Zeymer, M. u. a., 2013)

	Elektrisch [%]	Thermisch [%]
BHKW-Güllekleinanlage (75 kW)	34-39	38-49
BHKW-Biogasanlage (500 -1000kW)	38-42	42,5-45
HHKW-Dampfturbine (5 MW)	20-33	

⁶³ Vergasungswirkungsgrad >75% und Brennstoffzelle >55%

HHKW-ORC (1 MW)		7-20
Holzvergaser (30 kW, Gasmotor)	18,5-21 Einsatz Brennstoffzelle > 40	34-63
Holzvergaser (170 kW Zündstrahlmotor)	21-31, Einsatz Brennstoffzelle > 40	39-63

Tiefengeothermie (hydrothermale Systeme)

Im Folgenden werden hydrothermale Systeme betrachtet, die tiefe natürliche Grundwasserressourcen erschließen. Für die Stromerzeugung sind Temperaturen ab ca. 120 °C erforderlich. Hier nicht betrachtet werden petrothermale Systeme, die ein künstliches Reservoir schaffen und noch nicht kommerziell verfügbar sind und tiefe Erdwärmesonden, die auf die Wärmeerzeugung abzielen.

Derzeit werden sieben Tiefengeothermieanlagen in Deutschland betrieben, die ausschließlich Strom oder gekoppelt Strom und Wärme erzeugen. Die elektrische Leistung dieser Anlagen umfasst insgesamt 31,4 MW_{el} bei einer thermischen Leistung von 87,5 MW_{th}. Dabei wurde eine Tiefe von 2.540 bis 4.480 m mit einer Temperatur von 123 °C bis 164 °C erschlossen und Förderraten von 24-140 l/s erreicht. In Bau befinden sich weitere zwei Projekte in Bayern, wobei das Kraftwerk in Weilheim eine elektrische Leistung von bis zu 26 MW_{el} erreichen könnte (Bundesverband Geothermie, 2017). In Baden-Württemberg sind die Planungen zum Kraftwerk in Neuried mit einer max. Leistung von 1,9 MW_{el} bekannt (Daldrup, J., 2015).

Die Gesamtkosten von Geothermieanlagen sind überwiegend auf die Bohrungen zurückzuführen (bis zu zwei Drittel). Dabei besteht ein Bohrrisiko sowie eine Unsicherheit bezüglich Förderrate und -temperatur (Fündigkeitsrisiko) vor Niederbringung der Bohrungen (Kaltschmitt, 2014). Und Hinzu kommen lokale Akzeptanzprobleme infolge des Risikos induzierter Seismizität, wie in Landau, Insheim und Unterhaching (BINE Informationsdienst, 2013; Bönnemann, C. et al, 2010; Landtag Rheinland Pfalz, 2016).

Eine Aufstellung der **Investitionskosten** für zwei Referenzanlagen der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung gibt (Kaltschmitt, 2014). Dabei werden einer 3,2 MW-Anlage im Oberrheingraben Kosten von 12.370 €/kW zugeordnet. (Clauser & Elsner, 2015) erwartet eine Reduktion der Investitionskosten auf 12.300-14.400 €/kW bis 2023 und auf 10.700 €/kW im Mittel im Jahr 2050. Kostensenkungspotenziale zeigt (Weinmann, T., 2011) auf, u.a. können durch die Erschließung von Feldern die Bohrkosten gesenkt sowie durch die modulare Bauweise und Serienproduktion die obertägige Kraftwerksanlage deutlich günstiger bereitgestellt werden. Untenstehende Tabelle weist für die maximalen Kosten keine weitere Kostenreduktion im Zeitverlauf auf, der minimal Pfad wurde auf Basis der mittleren Kosten von 10.700 €/kW für 2050 in (Clauser & Elsner, 2015) abgeschätzt.

Unter **Betriebskosten** werden die jährlichen Ausgaben für Versicherung, Wartung und Verwaltung sowie Personal zusammengefasst. Zusätzlich ist der Eigenstrombedarf der Förderpumpen und Stromerzeugungsanlage zu berücksichtigen. In (Clauser & Elsner, 2015) werden diese zu rd. 2 %/Investition angegeben, im Vergleich zu 5,5-6,0 % in (Kaltschmitt, 2014). Dabei fallen in (Kaltschmitt, 2014) bereits 2 %/Investition für die Instandhaltung der Anlagen an.

Für die unterschiedlichen Anlagenteile unterscheidet sich die **Lebensdauer** (BHKW 10-15 Jahre, geothermische Anlagenkomponenten 30 Jahre). Für die Nutzungsdauer werden 30 Jahre entsprechend (Clauser & Elsner, 2015) abgeschätzt.

Die **Anlagenverfügbarkeit** wird in (Clauser & Elsner, 2015) mit 8.000 bzw. zukünftig 8.600 h sehr hoch bewertet. Im Durchschnitt wurden bundesweit 4.400 h im Jahr 2016 (3.900 im Jahr 2015) (AGEE-Stat, 2017) erreicht. Zur Stromerzeugung werden die Anlagen in Grundlast betrieben, für die Wärmeerzeugung ist von geringeren Volllaststunden (2.000-4.000) in Abhängigkeit des Wärmebedarfs auszugehen.

Für Geothermieanlagen werden deutliche **Wirkungsgradsteigerungen** erwartet. Diese werden durch Optimierung des ORC- und Kalina-Prozesses wie mehrere Druckstufen, bessere Ausnutzung des Wärmeinhalts, überkritischer Betrieb oder alternative Arbeitsstoffe erreicht (Weinmann, T., 2011). Aufgrund der unterschiedlichen Thermalwassertemperaturen besteht eine Bandbreite der zu erreichenden Wirkungsgrade, diese werden in den von (Clauser & Elsner, 2015) angegebenen Netto-Jahreswirkungsgraden abgebildet.

Tabelle A-2-34: Zusammenfassung der techno-ökonomische Annahmen der Tiefengeothermie zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Eigene Annahmen auf Basis von (Clauser & Elsner, 2015; Kaltschmitt, 2014; Weinmann, T., 2011)

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten	€/kW ₂₀₁₅	12.300	12.300-14.400	11.000-14.400	9.800-14.400	8.500-14.400
Betriebskosten	%/Investition	2-5,5	2-5,5	2-5,5	2-5,5	2-5,5
Nutzungsdauer	a	30	30	30	30	30
Anlagenverfügbarkeit		8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Volllaststunden (Strom)	h/a	6.000-8.000	6.000-8.000	6.000-8.000	6.000-8.000	4.000-8.000
Volllaststunden (KWK/Wärme)	h/a	2.000-4.000	2.000-4.000	2.000-4.000	2.000-4.000	2.000-4.000
Jahres-Wirkungsgrad (netto) ¹	%	7-11	8-13			12-17

¹fehlende Werte wurden für die Modellierung interpoliert.

Wärmepumpen

Für die techno-ökonomische Analyse werden je nach Wärmequelle fünf verschiedene Anlagentypen betrachtet: Luft-Wasser-Wärmepumpe (Wärmequelle Luft), Sole-Wasser-Wärmepumpe (Wärmequelle Erdreich), Wasser-Wasser-Wärmepumpe (Wärmequelle Grundwasser)

und Warmwasser-Wärmepumpe zur Erzeugung von Trinkwarmwasser (Wärmequelle i.d.R. Keller- oder Außenluft)⁶⁴. Weiterhin werden auch Gas-Wärmepumpen betrachtet, welche in Kompressions- und Sorptionswärmepumpen unterschieden werden (BDEW, 2015).

In der Literatur finden sich je Wärmepumpen-Typ unterschiedliche Angaben zum Stand der Technologie sowie zur weiteren Entwicklung. Aus diesem Grund wurden mehrere Studien für eine Validierung der aktuellen Datenbasis sowie für einen möglichen Entwicklungspfad herangezogen.

Für die hier getroffenen Annahmen zur Entwicklung der **spezifischen Investitionskosten** wurden eine Analyse des GeothermieZentrums Bochum (Appelhans, Exner, & Prof. Dr. Bracke, 2014) sowie eine Studie des Fraunhofer ISE (Henning & Palzer, 2015) ausgewertet. Für Sole-Wasser-Wärmepumpen liegt zusätzlich eine Einschätzung des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. (Koch u. a., 2016) vor.

Die Analysen des GeothermieZentrums Bochum und des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. beziehen sich dabei lediglich auf (aktuelle) Investitionskosten mit Stand Februar 2014. Die Studie des Fraunhofer-Instituts ISE gibt neben Kosten des Jahres 2013 einen Ausblick auf das Jahr 2050. Bei den aktuellen Investitionskosten zeigt sich jedoch, dass die Angaben in beiden Studien relativ weit auseinanderliegen. So können die Angaben aus (Appelhans u. a., 2014) und (Koch u. a., 2016) als Kostenuntergrenze betrachtet werden, die Angaben aus (Henning & Palzer, 2015) als Kostenobergrenze.

Für die **Betriebskosten** der betrachteten Wärmepumpentypen wurden Angaben gemäß (Henning & Palzer, 2015), (Russ u. a., 2010) verwendet.

Als Mindest**lebensdauer** der verschiedenen Wärmepumpentypen werden durchgängig 20 Jahre angesetzt (Henning & Palzer, 2015). Für aktuelle Anlagentypen wird auch von einer höheren (technischen) Lebensdauer von bis zu 30 Jahren ausgegangen (Appelhans u. a., 2014). Insgesamt kann für aktuelle Anlagenmodelle von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen werden. Ab 2020 kann für Neuanlagen eine Lebensdauer von über 25 Jahren angesetzt werden, die in den folgenden Jahren sukzessive weiter ansteigen könnte. Komponenten in der Peripherie von Wärmepumpen sind dabei nicht berücksichtigt.

Folgende Größenklassen können für die **durchschnittlich installierte Heizleistung** der jeweiligen Anwendungsbereiche angesetzt werden (Appelhans u. a., 2014):

- 5 bis 15 kW für Einfamilienhäuser
- 15 bis 35 kW für Mehrfamilienhäuser
- 35 bis 80 kW für gewerbliche Anwendungen
- mehr als 80 kW für Sonderlösungen

⁶⁴ In der Literatur werden Sole-Wasser- und Wasser-Wasser-WP teilweise zusammengefasst als erdgekoppelte Wärmepumpen betrachtet. Warmwasser-Wärmepumpen werden in der Literatur auch häufig als Brauchwasser-Wärmepumpen bezeichnet.

Bei der **durchschnittlichen Jahresarbeitszahl** von Wärmepumpen werden künftig noch weitere Verbesserungen erwartet. Die erzielbaren Verbesserungen werden je nach Wärmepumpen-Typ unterschieden. Die Jahresarbeitszahl hängt dabei nicht nur vom eingesetzten Wärmepumpen-Typ ab, sondern insbesondere auch von den jeweiligen Vor- sowie Rücklauftemperaturen.

Wärmepumpen eignen sich zum **Lastmanagement**, z.B. durch die Glättung von Erzeugungsspitzen von Strom aus Photovoltaik und Windkraft. Gemäß (BEE u. a., 2011) können bis 2020 schaltbare Lasten in Höhe von 4,4 GW zur Verfügung stehen. (Nabe u. a., 2011) ermittelt ein maximales (theoretisches) Lastmanagementpotenzial von 3,6 GW im Jahr 2020 und von 5,3 GW im Jahr 2030 – welches der in (Nabe u. a., 2011) erwarteten gesamten elektrischen Anschlussleistung entspricht. Wärmepumpen können i.d.R. bereits heute durch den Netzbetreiber gesteuert werden (Nabe u. a., 2011).

Tabelle A-2-35: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Luft-Wasser-Wärmepumpen. Eigene Annahmen auf Basis von (Appelhans u. a., 2014), (Henning & Palzer, 2015), (Koch u. a., 2016), (Henning & Sauer, 2015), (Nabe u. a., 2011), (Russ u. a., 2010), (Miara, Günther, Kramer, Oltersdorf, & Wapler, 2011), (ASUE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. Heizleistung	kW _{th}	12	11	10,1	9,5	9
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	780-1.200	710-1.090	640-990	570-880	500-780
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1,5	1,25	1	1	1
Nutzungsdauer	a	20-30	25-30	25-30	25-30	25-30
Durchschn. Jahresarbeitszahl		2,9	3,1	3,4	3,65	3,9
Volllaststunden	h/a	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140

Tabelle A-2-36: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Sole-Wasser-Wärmepumpen. Eigene Annahmen auf Basis von (Appelhans u. a., 2014), (Henning & Palzer, 2015), (Koch u. a., 2016), (Henning & Sauer, 2015), (Nabe u. a., 2011), (Russ u. a., 2010), (Miara u. a., 2011), (ASUE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. Heizleistung	kW _{th}	12	9,8	8,1	7,5	7
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	750-1.540	680-1.410	630-1.290	560-1.150	490-1.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1,5	1,25	1	1	1
Nutzungsdauer	a	20-30	25-30	25-30	25-30	25-30
Durchschn. Jahresarbeitszahl		3,4	3,6	3,8	4	4,2
Volllaststunden	h/a	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Tabelle A-2-37: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Wasser-Wasser-Wärmepumpen. Eigene Annahmen auf Basis von (Appelhans u. a., 2014), (Henning & Palzer, 2015), (Koch u. a., 2016), (Henning & Sauer, 2015), (Nabe u. a., 2011), (Russ u. a., 2010), (Miara u. a., 2011), (ASUE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. Heizleistung	kW _{th}	16	13	12,1	11	10
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	570-670	520-610	470-550	420-500	370-440
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Nutzungsdauer	a	20-30	25-30	25-30	25-30	25-30
Durchschn. Jahresarbeitszahl		3,6	3,8	4	4,2	4,4
Volllaststunden	h/a	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850

Tabelle A-2-38: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Warmwasser-Wärmepumpen. Eigene Annahmen auf Basis von (Appelhans u. a., 2014), (Henning & Palzer, 2015), (Koch u. a., 2016), (Henning & Sauer, 2015), (Nabe u. a., 2011), (Russ u. a., 2010), (Miara u. a., 2011), (ASUE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. Heizleistung	kW _{th}	2	2	2	2	2
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	900	700	600	550	500
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3,5	3	2,5	2,25	2
Nutzungsdauer	a	20-30	25-30	25-30	25-30	25-30
Durchschn. Jahresarbeitszahl		3,2	3,4	3,6	3,75	3,9
Volllaststunden	h/a	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000

Tabelle A-2-39: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Parameter für Gas-Wärmepumpen. Eigene Annahmen auf Basis von (Appelhans u. a., 2014), (Henning & Palzer, 2015), (Koch u. a., 2016), (Henning & Sauer, 2015), (Nabe u. a., 2011), (Russ u. a., 2010), (Miara u. a., 2011), (ASUE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. Heizleistung	kW _{th}	37	21			
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW	2.080				800
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Nutzungsdauer	a	20-30	25-30	25-30	25-30	25-30
Durchschn. Leistungszahl gemessen nach DIN EN 255		1,3-1,6	1,7	1,9	1,9	1,9
Volllaststunden	h/a	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000

Elektro- und Elektrodenkessel

Elektro- und Elektrodenkessel können in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden. Eine andere Einsatzmöglichkeit bietet sich im Bereich der Fernwärmeversorgung, z.B. zur Abdeckung von Spitzenlast oder mittel- bis langfristig auch zur Bereitstellung größerer Wärmemengen.

Für die techno-ökonomische Analyse wird hier nach Elektrokesseln und Elektrodenkesseln unterschieden. Bei den Elektrokesseln erfolgt die Erwärmung des Wassers über indirekte Widerstände, d.h. es werden hierfür Widerstandsspulen oder Bänder auf Isolatoren befestigt und in Heizröhren eingesetzt. Das Wasser wird somit über Widerstandserwärmung erhitzt (unter Verwendung von Gleich- oder Wechselstrom). Bei den Elektrodenkesseln wird Wechselstrom eingesetzt und das Wasser direkt als Widerstand verwendet und dadurch erhitzt. Dabei wird der Strom über Elektroden in das Wasser geleitet (Züblin, 1928), (Biedermann & Kolb, 2014).

Da Elektrokessel in der Literatur häufig mit Elektrodenkesseln gleichgesetzt werden, werden auch in der folgenden techno-ökonomischen Analyse Elektrokessel mit Elektrodenkesseln zumindest für die Daten zu zukünftigen Entwicklungen gleichgesetzt. Im Prinzip sind die zugrundeliegenden Daten und Entwicklungen beider Systeme miteinander vergleichbar. Die spezifischen Investitionskosten von Elektrokesseln liegen aufgrund der kleineren eingesetzten Anlagengrößen (bis 15 MW) i.d.R. jedoch über denen der Elektrodenkessel (90 MW). Dies zeigt auch der Vergleich von aktuellen Werten bei den spezifischen Investitionskosten.

Als **Mindestlebensdauer** der beiden Kesseltypen werden können durchgängig 20 Jahre angesetzt werden, wobei für Elektrodenkessel eine Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren angegeben wird (Henning & Sauer, 2015) und (Anderlohr & Graßmann, 2014).

Für Elektrokessel werden in der Literatur verschiedene **Anlagengrößen** angegeben. (Gäbler & Lechner, 2013) und (Görner & Lindenberger, 2015a) geben als Größenordnung einen Leistungsbereich bis zu 2 MW an. (Biedermann & Kolb, 2014) und (Kirkerud, Tromborg, & Bolkesjo, 2016) nehmen hingegen als Anlagengröße bis zu 15 MW an.

Elektrodenkessel werden in der Regel größer dimensioniert als Elektrokessel. Die Leistungen werden in der Literatur mit bis zu 50 MW (Henning & Sauer, 2015) sogar mit bis zu 90 MW (Biedermann & Kolb, 2014), (VAPEC AG, o. J.) angegeben.

Gemäß (Anderlohr & Graßmann, 2014) sollte sich die Leistung von Elektrokesseln beim Einsatz für Fernwärme an der installierten Fernwärmeleistung orientieren (Anteil von 5 bis 20%).

Elektro- bzw. Elektrokessel ermöglichen ein flexibles **Lastmanagement** und eine bessere Einbindung von fluktuierenden Stromerzeugungsquellen (z.B. sog. „peak shaving“ (Henning & Sauer, 2015), (Görner & Lindenberger, 2015a)). Aktuell wird noch keine Bereitstellung von **Momentanreserve** gesehen. Perspektivisch könnten Elektro- bzw. Elektrodenkessel jedoch hierfür eingesetzt werden (Henning & Sauer, 2015). Elektro- und Elektrodenkessel können für die negative Regelleistung (Sekundärregelung und Minutenreserve) vermarktet werden. Zukünftig ist auch eine zusätzliche Vermarktung in der positiven Regelleistung denkbar und damit auch ein zusätzliches Angebot für die Primärregelung (Henning & Sauer, 2015), (VDE, 2015).

Elektro- bzw. Elektrodenkessel werden derzeit überwiegend in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme und in der öffentlichen Versorgung (Fernwärme) eingesetzt. Bei der Fernwärme stehen die Bereitstellung von Regelleistung und die Abdeckung von Spitzenlast im Vordergrund.

Als Potenzial besteht gemäß (Henning & Sauer, 2015) für das Jahr 2023 eine verschiebbare Energiemenge von 78,8 TWh. (Agora Energiewende, 2014a) und (VDE, 2015) sehen als maximales Potenzial für negative Regelleistung ca. 3.000 MW in der Minutenreserve und ca. 2.000 MW für die Sekundärregelung (jeweils Markt für negative Regelleistung im Jahr 2014).

Tabelle A-2-40: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Elektrokessel. Eigene Annahmen auf Basis von (Agora Energiewende, 2014a; Anderlohr & Graßmann, 2014; Biedermann & Kolb, 2014; Connolly u. a., 2012; Danish Energy Agency and Energinet.dk, 2012; e.on, 2015; Fleckl, Wilk, Windholz, & Hartl, 2015; Fleckl u. a., 2015; Gäbler & Lechner, 2013; Görner & Lindenberger, 2015a; Henning & Sauer, 2015; Kirkerud u. a., 2016; VAPEC AG, o. J.; VDE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. install. Leistung	MW	0,1-15	0,1-15	0,1-15	0,1-15	0,1-15
Investitionskosten ¹	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	60-160	60-160	60-160	60-160	60-160
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Variable Betriebskosten (ohne Strom)	€ ₂₀₁₅ /kWh _{el}	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
Nutzungsdauer, min	a	20	20	20	20	20
Wirkungsgrad	%	99	99	99	99	99

¹ohne Peripherie bzw. Wärmespeicher

Tabelle A-2-41: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Elektrodenkessel. Eigene Annahmen auf Basis von (Agora Energiewende, 2014a; Anderlohr & Graßmann, 2014; Biedermann & Kolb, 2014; Connolly u. a., 2012; Danish Energy Agency and Energinet.dk, 2012; e.on, 2015; Fleckl u. a., 2015, 2015; Gäbler & Lechner, 2013; Görner & Lindenberger, 2015a; Henning & Sauer, 2015; Kirkerud u. a., 2016; VAPEC AG, o. J.; VDE, 2015).

	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050
Durchschn. install. Leistung	MW	bis 90				
Investitionskosten ¹	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	50-70	50-70	50-70	50-70	50-70
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Variable Betriebskosten (ohne Strom)	€ ₂₀₁₅ /kWh _{el}	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
Nutzungsdauer, min	a	20	20	20	20	20
Wirkungsgrad	%	99	99	99	99	99

¹ohne Peripherie bzw. Wärmespeicher

Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Bei Lithium-Ionen-Batterien wird bei stationären Speichern zwischen Photovoltaik-Speichern im Haushaltsbereich, stationären Großspeichern sowie Fahrzeugbatterien unterschieden. Die Unterscheidung zwischen Fahrzeugbatterien und stationären Batterien ist notwendig, da die Anforderungen an die Batterietypen sich deutlich unterscheiden. Während bei stationären Anwendungen die volumetrische und gravimetrische Energiedichte des Speichers nur eine nachgeordnete Rolle spielen, stehen diese bei Fahrzeugbatterien aufgrund des beschränkten Bauraums sowie der Bestrebung, aus Verbrauchsgründen das Gewicht gering zu halten, im Vordergrund. Gleichzeitig ist das Verhältnis von Entladeleistung zur Batteriekapazität bei Fahrzeugbatterien i.d.R. deutlich höher, da höhere Lade- bzw. Entladeraten notwendig sind als bei stationären Anwendungen. Ein Unterschied besteht nicht zuletzt auch in den Systemkosten, die bei Fahrzeugbatterien durch größere Abnahmemengen und strategische Partnerschaften zwischen Zulieferern und Fahrzeugherstellern deutlich niedriger sind.

Unterschiede zwischen Großspeichern und PV-Speichern im Haushaltsbereich bestehen in den Speicherkosten. Bei Großspeichern handelt es sich um Einzelprojekte, wodurch entsprechende Speicherkapazitäten in einem Vorgang abgenommen werden und ebenfalls von Mengenrabatten ausgegangen werden kann. Daneben unterscheiden sich auch die Anwendungsbereiche. Während PV-Speicher primär genutzt werden um den Eigenverbrauch zu steigern bzw. bei manchen Anbietern zur Bereitstellung von Regelleistung durch einen Verbund von Kleinspeichern, werden Großspeicher darüber hinaus auch zum Reduzieren von Lastspitzen oder als Netzersatzanlagen eingesetzt.

Die **Investitionskosten** für PV-Batteriespeicher lagen im zweiten Halbjahr 2015 zwischen 2.500 €/kWh und 1.300 €/kWh (Kairies u. a., 2016). Da die Lithium-Ionen-Technik noch als eher junge Technologie anzusehen ist, werden in den kommenden Jahren noch wesentliche Verbesserungen sowohl hinsichtlich der technischen Leistungsfähigkeit der Batterien als auch bei der Produktion erwartet. Gleichzeitig steht der Markthochlauf bei Heimspeichern, aber auch bei Großspeichern und Fahrzeugbatterien erst am Anfang, sodass künftig von deutlich höheren Absatzmengen auszugehen ist. Wie Tabelle A-2-42 zeigt, werden für das Jahr 2020 Systempreise von PV-Speichern zwischen 450 und 680 €/kWh erwartet, für das Jahr 2025 zwischen 250 und 450 €/kWh (Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2015).

Bei Großspeichern wird hinsichtlich der Kosten für die Speichereinheit (in €/kWh) und Kosten für den Stromrichter (in €/kW) unterschieden. Es wird erwartet, dass die Kosten von 480 bis 780 €/kWh sowie 100 bis 150 €/kW (Fleer u. a., 2016) bis zum Jahr 2050 auf rund 70 bis 145 €/kWh für die Speichereinheit sowie maximal 35 €/kW für den Stromrichter sinken. Grundsätzlich ist das Verhältnis von Kapazität zu Leistung vom Einsatzbereich des Speichers abhängig, für die Ausspeicherdauer werden typischerweise 0,2-10 h angegeben (Elsner & Sauer, 2015). Für untenstehende Darstellung der Systemkosten auf Basis der Kostenangaben für Speichereinheit und Stromrichter wurde ein Verhältnis von acht unterstellt. Auch bei Fahrzeugbatterien wird von einer starken Kostensenkung ausgegangen. Die Systemkosten von 300 bis 600 €/kWh werden für das Jahr 2040 und den Faktor Vier bzw. Fünf niedriger, auf 60 bis 150 €/kWh geschätzt.

Bei der **Lebensdauer** von Batteriespeichern wird zwischen der zyklischen Lebensdauer sowie der kalendarischen Lebensdauer unterschieden. Das Ende der Lebensdauer gilt dann als er-

reicht, wenn die Kapazität nur noch 80 % der Nennkapazität beträgt. Die zyklische Lebensdauer beschreibt dabei die Alterungseffekte in der Batterie, die durch Lade- und Entladevorgänge stattfinden. Diese sind umso stärker ausgeprägt, je höher die Anforderungen beim Be- und Entladen sind. Ein Zyklus besteht dabei aus der vollständigen Ent- und anschließenden Beladung der Batterie. Neben Alterungseffekten, die durch die Nutzung der Batterie entstehen, altert diese auch in ungenutztem Zustand durch stattfindende Wechselwirkungen und Korrosionsvorgänge und verliert so nach und nach Kapazität. (VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2015)

Sowohl bei PV-Speichern als auch bei Großspeichern lag die kalendarische Lebensdauer im Jahr 2015 bei 11 bis 15 Jahren (Elsner & Sauer, 2015). Durch das angesprochene, weitere Entwicklungspotenzial von Lithium-Ionen-Batterien wird eine Steigerung auf 14 bis 30 Jahre im Jahr 2050 erwartet. Die zyklische Lebensdauer beider Speichertypen wird sich bis zum Jahr 2050 voraussichtlich verdoppeln auf bis zu 12.000 Zyklen, ausgehend von maximal 5.000 Zyklen im Jahr 2015. (Elsner & Sauer, 2015) Bei Fahrzeugbatterien wird von einem Anstieg der kalendarischen Lebensdauer von 8 bis 10 Jahren im Jahr 2015 auf 10 bis 15 Jahre bis 2020 ausgegangen. Die zyklische Lebensdauer lag 2015 bei 1.000 bis 2.000 Zyklen. (Fraunhofer ISI, 2015) Auch hier ist von künftigen Steigerungen auszugehen.

Beim **Wirkungsgrad** von Lithium-Ionen-Speichern werden künftig noch leichte Verbesserungen erwartet, wobei deutlich wird, dass die Streubreite der heutigen Systeme größer ist, als die im Durchschnitt erwarteten Verbesserungen bis zum Jahr 2050. Für PV-Speicher wird von Wirkungsgraden zwischen 83 und 96 % im Jahr 2015 ausgegangen (Kairies u. a., 2016) und eine Verbesserung auf durchschnittlich 92 % (Elsner & Sauer, 2015) im Jahr 2050 erwartet. Bei Großspeichern liegt die Spannbreite im Jahr 2015 bei 84 bis 87 % und wird voraussichtlich auf 85 bis 95 % im Jahr 2050 gesteigert (Elsner & Sauer, 2015).

Die **Selbstentladung** bei Kleinspeichern im Haushaltsbereich lag 2015 zwischen 3 und 11 %/Monat (Elsner & Sauer, 2015), bei Großspeichern zwischen 1 und 10 %/Monat (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016). Bis zum Jahr 2050 reduziert sich vor allem der obere Grenzwert dieser Spannbreite auf dann maximal 5 %/Monat sowohl bei PV- als auch bei Großspeichern (Elsner & Sauer, 2015) .

Die Anlagenverfügbarkeit von Lithium-Ionen-Speichern kann als sehr hoch angesehen werden und wird heute auf über 99 % geschätzt. Künftige Änderungen diesbezüglich sind nicht absehbar. Bezüglich der Rampinggeschwindigkeit der Speicher kann die volle Anlagenleistung innerhalb kürzester Zeit abgerufen werden, sodass von mehreren hundert Prozent pro Minute ausgegangen werden kann (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016; MVV, Netrion, Universität Stuttgart, & adstec, 2016).

Tabelle A-2-42: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen PV-Speicher. Eigene Annahmen¹ auf Basis von (Elsner & Sauer, 2015; Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2015; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016; Kairies u. a., 2016; MVV u. a., 2016).

	Einheit	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Systemkosten	€ ₂₀₁₅ /kWh _{el}	1.300- 2.500	450- 680	250- 450	220- 380	150- 270	70- 160

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Fixe Betriebskosten	% Inv./a	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5
Kalendarische Lebensdauer	a	11-15		13-22			14-30
Zyklische Lebensdauer	Zyklen	5.000		7.000			12.000
Anlagenverfügbarkeit	%	>99	>99	>99	>99	>99	>99
Wirkungsgrad Lade-/Entladezyklus	%	86	87	88	89	90	92
Selbstentladung Speichereinheit	%/Monat	3-11		2-8			1-5

¹fehlende Werte wurden für die Modellierung interpoliert.

Tabelle A-2-43: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen Großspeicher. Eigene Annahmen¹ auf Basis von (Agora Energiewende, 2014b; Elsner & Sauer, 2015; Fler u. a., 2016; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016).

	Einheit	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Systemkosten	€ ₂₀₁₅ /kWh _{el}	490-800	360-510	310-410	200-360	140-250	70-150
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Kalendarische Lebensdauer	a	11-15		13-22			14-30
Zyklische Lebensdauer	Zyklen	5.000		7.000			12.000
Anlagenverfügbarkeit	%	>99	>99	>99	>99	>99	>99
Wirkungsgrad Lade-/Entladezyklus	%	86	90	91	92	94	95
Selbstentladung Speichereinheit	%/Monat	3-11		2-8			1-5

¹fehlende Werte wurden für die Modellierung interpoliert.

Tabelle A-2-44: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Lithium-Ionen-Fahrzeugbatterien. Eigene Annahmen¹ auf Basis von (Deutsche Bank, 2016; Fraunhofer ISI, 2015; Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), 2015).

	Einheit	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Systemkosten	€ ₂₀₁₅ /kWh _{el}	300-600	200-400	165-350	130-300	60-150	50-120
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1	1	1	1	1	1
Kalendarische Lebensdauer	a	8-10	10-15				15-20

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Zyklische Lebensdauer	Zyklen	1.000-2.000				2.400-4.800	
Anlagenverfügbarkeit	%	>99	>99	>99	>99	>99	>99
Wirkungsgrad Lade-/Entladezyklus	%	86	90	91	92	94	95
Selbstentladung Speichereinheit	%/Monat	3-11		2-8		1-5	

¹fehlende Werte wurden für die Modellierung interpoliert.

Redox-Flow Batterie

Redox-Flow Batterien zählen zu den Elektrochemischen Speichern, dabei wird die Leistung in Form eines Zellenstacks separat zur Speicherkapazität über in Tanks gespeicherte flüssige Elektrolyte bereitgestellt. Damit sind Redox-Flow Batterien gut skalierbar. Als Elektrolyt wird am häufigsten Vanadium eingesetzt. Potenzial zur Kostenreduktion besteht über den Einsatz kostengünstigerer Speichermedien und Materialien, der Automatisierung der Produktion von Zellenstacks und der Produktion größerer Zellenstacks (Elsner & Sauer, 2015; Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. U., 2012; Görner & Lindenberger, 2015a). Die Entwicklung der techno-ökonomischen Annahmen zeigt Tabelle A-2-45. Die spezifischen **Investitionskosten** gehen auf (Elsner & Sauer, 2015; Fuchs, G. u. a., 2012) zurück. Für Stack und Pumpen wird in (Elsner & Sauer, 2015) ausgehend von 1120-1480 €/kW im Jahr 2013 eine Kostenreduktion auf 530-1120 €/kW im Jahr 2050 erwartet. Für Tank und Speichermedium wird ebenfalls eine deutliche Kostenreduktion auf 70-130 €/kWh angenommen (Elsner & Sauer, 2015). Die **Betriebskosten** für die Wartung der Anlage werden auf 1-2 % der Investition beziffert. Die kalendarische **Lebensdauer** der Anlage wird derzeit mit 10-15 Jahren angegeben, bis 2025 wird mit 15-20 Jahren gerechnet und für Pumpen und Rohre werden 2050 bis zu knapp 30 Jahre erwartet (Elsner & Sauer, 2015; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016). Die Zyklusfestigkeit steigt von 10.000-13.000 Zyklen auf 15.000 Zyklen (Elsner & Sauer, 2015; Pape, C. u. a., 2014). Der **Wirkungsgrad** wird in (Elsner & Sauer, 2015) mit einer Spannbreite von 63-71 % für das Jahr 2015 ausgewiesen, (Pape, C. u. a., 2014) geht von 70 % aus. Im Zeitverlauf weisen (Elsner & Sauer, 2015; Pape, C. u. a., 2014) eine Steigerung auf bis zu 80 bzw. 82 % aus.

Tabelle A-2-45: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für Redox-Flow Batterien. Eigene Annahmen¹ auf Basis von (Elsner & Sauer, 2015; Fuchs, G. u. a., 2012; Görner & Lindenberger, 2015a; Pape, C. u. a., 2014).

	Einheit	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Speichereinheit	€ ₂₀₁₅ /kWh _e	280-360	200-280	120-200	110-190	90-160	70-130
Stack & Pumpen	€ ₂₀₁₅ /kW	1.120-1.480	970-1.400	810-1.310	750-1.250	640-1.120	530-1.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Kalendarische Lebensdauer	a	10-15		15-20	15-25	15-29	

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Zyklische Lebensdauer	Zyklen	10.000- 13.000	15.000	15.000	15.000	15.000
Wirkungsgrad Lade-/Entladezyklus	%	63-71	63-77			65-82
Selbstentladung Speichereinheit	%/Monat	3-11	2-8			1-5

¹fehlende Werte wurden für die Modellierung interpoliert.

Elektrolyse

Wie bereits gezeigt, stellt die Elektrolyse die Schlüsseltechnologie für eine Vielzahl von Wasserstoffanwendungen dar. Technisch lässt sich die Elektrolyse in drei klassische Gattungen unterteilen: Die **Alkalische Elektrolyse (AEL)** wird bereits seit einigen Jahrzehnten erprobt und betrieben, zum Einsatz kommt wässrige Kali- oder Natronlauge. Die **Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)** nutzt eine protonen-leitfähige Membran und die **Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL engl. Solid Oxid Electrolysis)** eine ionenleitenden Keramik-Membran. Dabei sind alkalische Elektrolysen in der Leistungsklasse bis über 5 MW_{el} und PEM-Elektrolyse bis ca. 2 MW_{el} am Markt verfügbar. Die leistungsstärkste SO-Elektrolyse beläuft sich auf 150 kW. Entwicklungspotenziale für die Elektrolyse stellen Verbesserungen in der Effizienz und Kostenstruktur durch Entwicklung und Nutzung verbesserter Designs und Materialien und der Wechsel im Produktionsprozess von heutiger Einzel- zur Serienfertigung dar. Weitere Kosteneinsparungen könnten durch Up-Scaling und Modularisierung erreicht werden (Brinner, A. u. a., 2017).

Für die Entwicklung der **Investitionskosten** aller Elektrolysetechnologien wurden einheitliche Kostenbereiche in den Jahren 2030 bis 2050 angenommen. Diese Einschätzung beruht auf der Annahme, dass die Elektrolysegattungen aufgrund unterschiedlicher Einsatzzwecke und Standortvoraussetzungen parallel weiterentwickelt werden. Das Erreichen von vergleichbaren Investitionskosten wird allen Technologien gleichermaßen zugetraut. Die heutigen Unterschiede lassen sich auf bisher unterschiedliche Entwicklungsstände zurückführen, die aber in den kommenden Jahren aufgeholt werden können.

Die **elektrische Leistung** von am Markt verfügbaren bzw. sich in Forschung und Entwicklung befindlichen Anlagen ist breit gefächert. Zur Grundlagenforschung sind Kleinstanlagen ausreichend und zielführend, für den Einsatz im industriellen und energiewirtschaftlichen Umfeld sind große Leistungsklassen erforderlich. Die Skalierung des Zellstacks wird durch eine Erhöhung der Anzahl der Zellen bzw. das Parallelschalten mehrerer Blöcke erreicht. Daher ist einer Hochskalierung in beliebige Anlagendimensionierungen technisch keine Grenze gesetzt. Zukünftig wird erwartet, dass der Elektrolysemarkt (Globalbetrachtung) durch die Installation von einer Vielzahl kleiner und mittlerer Elektrolyseure (zum Beispiel zur Wasserstoffherzeugung on demand an Tankstellen und bei Industrieabnehmern) und einiger Groß-Anlagen (zum Beispiel zur saisonalen Energiespeicherung bzw. zur Bedarfsdeckung von Großabnehmern) realisiert werden. In Abhängigkeit des weiteren Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien wird sich der Bedarf nach Speicher- und Sektorkopplungstechnologien richten, ein Bedarf an

Einzelanlagen mit einer jeweiligen Leistung im hohen dreistelligen MW-Bereich ist bis 2050 vorstellbar.

Betriebskosten und **Nutzungsdauer** orientieren sich an heutigen technischen Einrichtungen der Industrie und Energiewirtschaft (z.B. Kraftwerke).

Die **Stand-By-Verluste** sind abhängig der Fahrweise der Anlage und der Einbindung ins Energiesystem. Die angegebenen Werte für 2015 beruhen auf Erfahrungswerten aus Demonstrations-, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, für den Zeitraum 2030 bis 2050 wurden Erwartungswerte angegeben.

In den **elektrischen Systemwirkungsgrad** werden die Wirkungsgrade des Zellblocks, sowie der Peripherie und Balance of Plant eingerechnet. Die Erreichung von 85 % für AEL und PEM-Technologie, sowie 87 % für die SOEC befinden sich an den technisch erzielbaren Grenzen. Bis 2050 wird eine Annäherung aller Technologien aneinander erwartet. Im Fall der SOEC wird angemerkt, dass ein Teil der eingesetzten Energie nicht elektrisch, sondern thermisch eingekoppelt wird, weswegen ein sehr hoher elektrischer Wirkungsgrad erreicht wird.

Investitionskosten sowie weitere technische Parameter sind in nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle A-2-46: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Alkalische Elektrolyse (AEL). Eigene Annahmen auf Basis von (Albrecht, U. u. a., 2013; Brinner, A. u. a., 2017, 2017; Görner & Lindenberger, 2015b; Liebner, W., Quandt, K. H., Reimert, R., Streicher, R., & Wallis, E., o. J.; Müller, M. u. a., 2016)

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	1,8 - 5.300	<10.000	<100.000	<1.000.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	1.000 - 1.200	820	760	720
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	5	5	5	5
Elektrischer Systemwirkungsgrad ¹	%	51 - 79	80	83	85
Nutzungsdauer	a	5 - 30	30	30	30
Stand-By Verluste	% der Nennlast	6	4,5	3,5	3,5

¹bez. auf Brennwert

Tabelle A-2-47: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL). Eigene Annahmen auf Basis von (Albrecht, U. u. a., 2013; Brinner, A. u. a., 2017; Görner & Lindenberger, 2015b; Liebner, W. u. a., o. J.; Müller, M. u. a., 2016)

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	0,2 - 1.150	<10.000	<100.000	<1.000.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	1.500 - 2.300	820	760	720

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Fixe Betriebskosten	% Inv./a	5	5	5	5
Elektrischer Systemwirkungsgrad ¹	%	47 - 79	80	83	85
Nutzungsdauer	a	5 - 30	30	30	30
Stand-By Verluste	% der Nennlast	6	4,5	3,5	3,5

¹bez. auf Brennwert

Tabelle A-2-48: Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen für die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL engl. Solid Oxid Electrolysis). Eigene Annahmen auf Basis von (Albrecht, U. u. a., 2013; Brinner, A. u. a., 2017; Görner & Lindenberger, 2015b; Liebner, W. u. a., o. J.; Müller, M. u. a., 2016)

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Elektrische Leistung	kW	<40	<10.000	<100.000	<1.000.000
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	>2.500	820	760	720
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	k.a.	5	5	5
Elektrischer Systemwirkungsgrad ¹	%	k.a.	120	120	120
Nutzungsdauer	a	k.a.	30	30	30
Wärmeinput SO Elektrolyse ²	kWh _{th} /kWh _h 2	k.a.	1,2	1,2	1,2
Systemwirkungsgrad (bez. Auf Brennwert)		k.a.	87	87	87

¹bez. auf Brennwert

²Hochtemperaturwärme 800 - 1000°C

Methanisierung

Im Sabatier-Prozess werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan umgewandelt. Bei der katalytischen Methanisierung existieren mehrere Reaktortechnologien (Festbett, Wirbelschicht, Drei-Phasen-Reaktor). Dazu besteht mit der biologischen Methanisierung ein weiteres Konzept. Diese werden gemeinsam in Tabelle zusammengefasst, da davon ausgegangen wird, dass die unterschiedlichen Konzepte parallel Anwendung finden und eine Installationsentscheidung nur in Abhängigkeit individueller Standortfaktoren und Rahmenbedingungen getroffen wird. Dennoch sollte angemerkt werden, dass die **Leistungsklasse** katalytischer Systeme gut skaliert werden kann, während bei den biologischen Verfahren die Substratbereitstellung eine Größenlimitierung darstellen wird. Prinzipiell wird dennoch erwartet, dass sich die Leistungsgrößen analog der Elektrolyse entwickeln und somit für 2030 bis 2050 ebenfalls eine Bandbreite von kleinen, dezentralen Anlagen bis hin zu großen und sehr großen zentralen Anlagen angenommen wird.

Die Angaben zu den **Investitionskosten** lehnen sich an den Ergebnissen im Projekt TF Energie-wende an (Kretzschmar, J., 2017; Schmidt, M. u. a., 2017). Für die biologische Methanisierung sind dort Investitionskosten von 350 bis 650 €/kW bzw. für die katalytische Methanisierung von 530 bis 800 €/kW beschrieben.

Der erzielbare Prozess-**Wirkungsgrad** wird mit 80% angegeben und auch bereits heute erreicht. Dennoch kann der Systemwirkungsgrad durch zum Beispiel Verbesserungen bei der Anlageneinbindung oder der Nutzung von Prozesswärme (Wärmeein- bzw -auskopplung) weiter verbessert werden.

Betriebskosten und **Nutzungsdauer** orientieren sich an heutigen technischen Einrichtungen der Industrie und Energiewirtschaft (z.B. Kraftwerke).

Tabelle A-2-49: Techno-ökonomische Annahmen der biologischen und katalytischen Methanisierung. Eigene Annahmen auf Basis von (Bailera, M., Lisbona, P., Luis, M., & Espatolero, S., 2016; Görner & Lindenberger, 2015a; Kretzschmar, J., 2017; Schmidt, M. u. a., 2017)

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Leistung ¹	kW	<10.000	<15.000	< 100.000	< 1.000.000 ²
Investitionskosten ¹	€ ₂₀₁₅ /kW	600 - 1000	500 - 700	400 - 600	300 - 400
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	5	5	5	5
Wirkungsgrad (H ₂ -> CH ₄)	%	80	80	80	80
Nutzungsdauer	a	5 - 20	30	30	30

¹bezogen auf CH₄-Output

²bezieht sich auf katalytische Methanisierung, da Substratbereitstellung die Größe biologischer Anlagen limitiert.

Brennstoffzellen-Heizgeräte

Aktuelle Angaben zu **technischen Kenndaten** von Brennstoffzellen Heizgeräten enthält die Geräteübersicht der Initiative Brennstoffzelle (Initiative Brennstoffzelle, 2016), zudem wurden Herstellerdaten von (Elcore, 2017) ausgewertet. Dabei wurden in den Annahmen unterstellt, dass die technische Auslegung der Heiz- und Beistellgeräte über die Zeit beibehalten wird. Der Einsatz als Heizgerät bezeichnet den Ersatz der kompletten Heizanlage (KWK-Anlage und Spitzenlastkessel). Bei einem Beistellgerät wird eine konventionelle Heizanlage (bspw. Gastherme) zusätzlich benötigt, da das Beistellgerät nur den KWK-Teil enthält und einen Spitzenwärmebedarf nicht alleine decken kann. Die Entwicklung der **spezifischen Investitionskosten** nimmt über die betrachteten Technologien Polymerelektrolyt, Hochtemperatur-Polymer-elektrolyt und Festoxidbrennstoffzelle hinweg eine identische Kostenentwicklung an, da davon ausgegangen wird, dass die Technologien sich parallel weiterentwickeln.

Die **thermische Leistung** der Anlagen orientiert sich am Bedarf von typischen Ein- und Zweifamilienhäusern im Bestand. Andere Leistungsklassen sind ebenfalls denkbar und teilweise am Markt verfügbar (bis 5 kW), allerdings nicht in der Initiative Brennstoffzelle organisiert, weshalb keine Daten vorliegen. Die **Investitionskosten** sinken tendenziell mit der Größe der Anlage. Daher gelten für kleinere Anlagen (bis 1 kW) eher der obere Bandbereich und für größere Anlagen (bis 5 kW) eher der untere Bandbereich der spezifischen Kosten pro kW. Neben den

Investitionskosten müssen auch Installationskosten berücksichtigt werden, die allerdings standortabhängig sind und nicht allgemeingültig angegeben werden können. Deshalb sollten die angegebenen Annahmen als Richtwerte betrachtet werden. Die **elektrische Leistung** ergibt sich aus dem Ziel eines hohen Gesamtnutzungsgrades und somit einer möglichst optimalen Energieausbeute. Das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Auskopplung beeinflusst die Nutzungsgüte der Primärenergie.

An die **Anlagenverfügbarkeit** bestehen hohe Anforderungen, die sich in einem Bereich der heutigen Anlagenverfügbarkeit von Gasheizgeräten bzw. KWK-Anlagen befindet, da sonst die erforderliche Kundenzufriedenheit und die Nutzerakzeptanz nicht erreicht werden wird. Demonstrationsvorhaben wie zum Beispiel das Callux-Projekt (www.callux.net) zeigen, dass eine entsprechende Verfügbarkeit und Kundenakzeptanz erreicht wird bzw. werden kann.

Die **fixen Betriebskosten** liegen mit 3% der Investitionskosten in einem vergleichbaren Bereich heute am Markt verfügbarer Technologien. Dieser Wert wird auch für die zukünftige Entwicklung konstant gehalten.

Die **Nutzungsdauer** von 10 Jahren ist eher konservativ angenommen. Der Zustand und die Fortentwicklung von Heizanlagen würde einen Austausch zwar häufig nach zehn bis 15 Jahren rechtfertigen, allerdings zeigt die Realität teilweise deutlich längere Nutzungszyklen. Bei Brennstoffzellenheizgeräten kommt hinzu, dass beim KWK-Teil eine Erneuerung nach zehn Jahren in die wirtschaftliche Betrachtung einkalkuliert werden sollte, da noch keine Langzeiterfahrungen vorliegen. Diesen Zeitraum müssen aber beispielsweise Vollwartungsverträge abdecken um die Vorgaben der aktuellen Förderbedingungen zu erfüllen (KfW, 2017).

Tabelle A-2-50: Techno-ökonomische Annahmen des Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM-FC) Heizgeräts. Basierend auf (Initiative Brennstoffzelle, 2016).

	Einheit	2016	2020	2030	2040	2050
Thermische Leistung	kW	1,25-6,25	1,25-6,25	1,25-6,25	1,25-6,25	1,25-6,25
Elektrische Leistung (KWK)	kW	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5
Brennstoffleistung	kW	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	15.000-20.000	9.000-16.000	7.000-12.000	5.000-8.000	5.000-8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	90	90	90	90	90
Stromkennzahl	-	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Anlagenverfügbarkeit	%	>98	>99	>99	>99	>99
Nutzungsdauer	a	10	10	10	10	10
Rampinggeschwindigkeit (auf Temperatur)	%/min	20	20	20	20	20
Kaltstart (Umgebungstemperatur)		langsameres Hochheizen mehrere Stunden				

Tabelle A-2-51: Techno-ökonomische Annahmen des Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) Heizgeräts. Basierend auf (Initiative Brennstoffzelle, 2016).

	Einheit	2016	2020	2030	2040	2050
Thermische Leistung	kW	0,6 - 1,8	0,6 - 1,8	0,6 - 1,8	0,6 - 1,8	0,6 - 1,8
Elektrische Leistung (KWK)	kW	0,7 - 1	0,7 - 1	0,7 - 1	0,7 - 1	0,7 - 1

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Brennstoffleistung	kW	1,55 - 2,95	1,55 - 2,95	1,55 - 2,95	1,55 - 2,95	1,55 - 2,95
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	15.000-20.000	9.000-16.000	7.000-12.000	5.000-8.000	5.000-8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	85 - 95	85 - 95	85 - 95	85 - 95	85 - 95
Stromkennzahl	-	1,1-0,55	1,1-0,55	1,1-0,55	1,1-0,55	1,1-0,55
Anlagenverfügbarkeit	%	>98	>99	>99	>99	>99
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	15.000-20.000	9.000-16.000	7.000-12.000	5.000-8.000	5.000-8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
Nutzungsdauer	a	10	10	10	10	10
Rampinggeschwindigkeit (auf Temperatur)	%/min	5	5	5	5	5
Kaltstart (Umgebungstemperatur)	langsames Hochheizen mehrere Stunden					

Tabelle A-2-52: Techno-ökonomische Annahmen des Hochtemperatur PEM (HTPEM) Beistellgeräts. Basierend auf (Elcore, 2017).

	Einheit	2016	2020	2030	2040	2050
Thermische Leistung	kW	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Elektrische Leistung (KWK)	kW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Brennstoffleistung	kW	1,1 - 1,2	1,1 - 1,2	1,1 - 1,2	1,1 - 1,2	1,1 - 1,2
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	15.000-20.000	9.000-16.000	7.000-12.000	5.000-8.000	5.000-8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	85-90	85-90	85-90	85-90	85-90
Stromkennzahl	-	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Anlagenverfügbarkeit	%	>98	>99	>99	>99	>99
Investitionskosten, max	€ ₂₀₁₅ /kW _{el}	15.000-20.000	9.000-16.000	7.000-12.000	5.000-8.000	5.000-8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
Nutzungsdauer	a	10	10	10	10	10
Rampinggeschwindigkeit (auf Temperatur)	%/min	5	5	5	5	5
Kaltstart (Umgebungstemperatur)	langsames Hochheizen mehrere Stunden					

Tabelle A-2-53: Techno-ökonomische Annahmen des Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) Beistellgeräts. Basierend auf (Initiative Brennstoffzelle, 2016).

	Einheit	2016	2020	2030	2040	2050
Thermische Leistung	kW	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Elektrische Leistung (KWK)	kW	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Brennstoffleistung	kW	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /k W _{el}	15.000- 20.000	9.000- 16.000	7.000- 12.000	5.000- 8.000	5.000- 8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	85	85	85	85	85
Stromkennzahl	-	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Anlagenverfügbarkeit	%	>98	>99	>99	>99	>99
Investitionskosten	€ ₂₀₁₅ /k W _{el}	15.000- 20.000	9.000- 16.000	7.000- 12.000	5.000- 8.000	5.000- 8.000
Fixe Betriebskosten	% Inv./a	3	3	3	3	3
Nutzungsdauer	a	10	10	10	10	10
Rampinggeschwindigkeit (auf Temperatur)	%/min	5	5	5	5	5
Kaltstart (Umgebungstemperatur)		langsames Hochheizen mehrere Stunden				

A.3.3 Strompreiszonen

A.3.3.1 Praxisbeispiel USA

Die Theorie der Preiszonen und des Nodal-Pricings

Bei den amerikanischen Forschern wird bereits seit den 1990er Jahren ein knotenbasiertes Preissystem diskutiert. Im Folgenden wird es als Nodalpreissystem oder LMP (Locational Marginal Pricing) bezeichnet.

Als Vorzüge eines Nodalpreissystems werden folgende Punkte aufgeführt:

Die amerikanischen Wissenschaftler stehen Preiszonen dabei sehr kritisch gegenüber. Der Grund hierfür ist, dass vor der Einführung eines Nodalpreissystems in den USA mehrere Regionen Preiszonen ausprobiert haben und dabei schlechte Erfahrungen in Bezug auf die Effizienz des Marktdesigns gemacht haben.

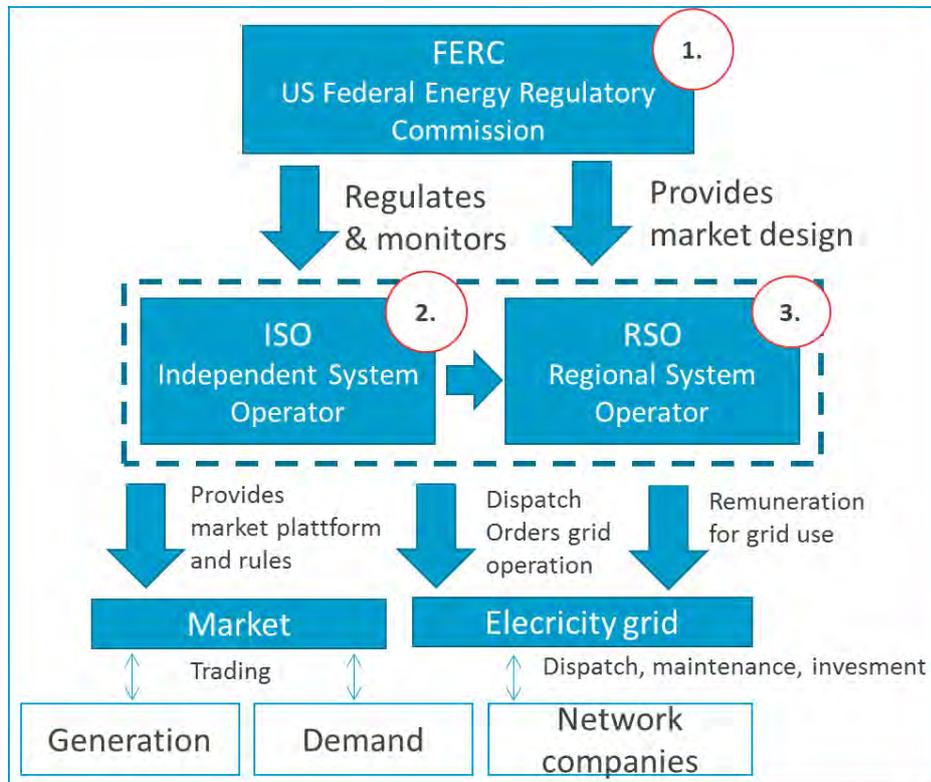
Harvey und Hogan (2000) weisen darauf hin, dass Nodalpreissysteme (LMPs) einerseits effizienter sind als Zonal Pricing und andererseits auch, entgegen der Intuition, besser die Ausübung von Marktmacht einzelner Anbieter beschränken.

Green (2007) vergleicht (am Beispiel Großbritanniens) ein Knotenscharfes Preismodell, mit Preiszonen und einem Energy Only Markt mit einem Einheitspreis. Für ein System mit wenig Erneuerbaren Energien (England rückwirkend für 1997) zeigt er, dass durch die Einführung eines knotenbasierten Preissystems 1,3% im Gesamtsystem eingespart werden kann. Einsparungen in anderen Märkten in Großbritannien sind zu erwarten, können jedoch deutlich unterschiedlich ausfallen.

Nodal Pricing heute

Der Aufbau des Amerikanischen Stromhandels:

60% der Amerikanischen Energieversorgung erfolgt mit Nodal Pricing und unterliegt dem Standard Market Design (2011)



Auch in den USA gibt es noch kein einheitliches Marktdesign. Mehrere Regionen im Südosten und im Westen der USA haben kein vergleichbares Marktsystem. Dort operieren noch immer vertikal Integrierte Unternehmen und der Handel erfolgt überwiegend bilateral, ohne eigene Marktplattformen.

Physisch gibt es eine Aufspaltung der Netzregionen in den USA in drei Teile: Der Westen der USA (westlich von Texas) und der Osten der USA bilden zwei nahezu getrennte und unabhängige Netzzonen. Hinzu kommt Texas, das eine Sonderrolle einnimmt. Zwar orientiert es seinen Markt an dem Standard-Market Design, jedoch ist es in Bezug auf den Netzregionen komplett von den anderen Systemen entkoppelt. Es grenzt zwar an andere Regionen an, jedoch unterwirft sich der ISO nicht den regulatorischen Vorgaben und Aufsicht durch die FERC und operiert nicht als RTO. Als Konsequenz darf Texas nur eingeschränkt mit den Nachbarstaaten Strom handeln.



Regionen mit Nodal-Pricing, Standard Market Design und unabhängigen Systemoperatoren in den USA (Quelle: IRC⁶⁵)

Die Abbildung zeigt die Regionen in den ISOs bzw. RTOs operieren. Insgesamt gibt es neun unabhängige Systemadministratoren. Diese bedienen somit neun Regionen in den USA und Kanada in denen jeweils das Standard Market Design (SDM) und ein Nodal Pricing nach den Vorgaben der FERC implementiert ist. In Kanada haben die Bundesstaaten Alberta und Ontario das Marktdesign aus den USA übernommen und eigene unabhängige Systemadministratoren installiert (AESO und IESO). Der Bundesstaat Manitoba wird durch den amerikanischen Systemadministrator MISO betrieben.

Alles in allem bilden die Regionen mit Nodal-Pricing heute, bis auf Kalifornien und Texas, eine sehr große zusammenhängende Netzregion in weiten Teilen Canadas und dem Westen der USA. Die zusammenhängende Netzregion mit einem flächendeckenden Nodal-Pricing umfasst eine Region mit einer installierten Kapazität von 569 GW, einer Population von 183 Mio. Einwohnern und einem Übertragungsnetz von rund 425.000 Netzkilometern. Schließt man zu-

⁶⁵ IRC ist das ISO/RTO Council – ein Zusammenschluss der Unabhängigen System Administratoren in Nordamerika <http://www.isorto.org/>

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

dem Californien und Texas mit ein, so versorgen die ISOs und RTOs rund zwei-drittel der Konsumenten in den USA und mehr als 50% der Bevölkerung in Kanada. (Quelle: IRC) (Siehe Tabelle).

Strom-system	Name	Region (Staaten)	Grün-dung	ISO/ RTO	ISO seit	RTO seit	Installierte Kapazität	Netze (km)	Ein-wohner
CAISO	California Independent System Operator	CA, NV	1998	RTO	2008	x	71,740 MW	41.843	30 Mio
SPP	Southwest Power Pool	14	1941	RTO	2004	2004	83,465 MW	98.080	18 Mio
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	1 (Texas)		ISO	1996	x	84,000 MW	65.227	23 Mio
MISO	Midcontinental ISO	15 in US + Teile CA	2001	RTO	1998	2001	190,539 MW	105.895	48 Mio
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection	13 + D.C.	1927/1967	RTO	1997	2001	176,569 MW	132.845	65 Mio
NYISO	New York Independent System Operator	1 (NY)	1999	ISO	1999		37,978 MW	17.793	19.5 Mio
ISO-NE	Independent System Operator of New England	6 (CT, MA, RI, VT, NH, ME)	1971	RTO	1997	2005	30,500 MW	14.484	14.7 Mio
AESO	Alberta Electric System Operator	Canada: 1 (AB)		ISO			14,568 MW	25.999	3.7 Mio
IESO	Independent Electricity System Operator of Ontario	Canda: 1 (ON)	1998	ISO	2005	2005	35,858 MW	30.000	13.7 Mio
Total							725,217 MW	532.163 km	236 Mio

Preisentwicklung in den USA und die Bedeutung von Hubs

Eine Kritik an LMPs die häufig angeführt wird ist, dass es den Kraftwerksbetreibern schwerfällt, im Terminmarkt die Risiken der Preisschwankungen vorab auszugleichen. Als Grund hierfür werden die regionalen Preisunterschiede der Kraftwerksbetreiber genannt, die bei den langfristigen Handelsaktivitäten und beim Hedging der eigenen Erzeugung berücksichtigt werden müssen. Auch ist ein Marktdesign in dem die LMPs sich aus dezentralen Handelsaktivitäten ergeben sehr komplex.

Bereits 1998 zeigte Stoff (1998), dass LMP mit der Hilfe eines zentralen Planers und der Einführung von Referenzpreisen je Region, ein transparentes Verfahren für die Marktteilnehmer zur langfristigen Planung entwickelt werden kann. Die Referenzpreise, stellen einheitlichen Marktpreise dar, die an sogenannten Hubs ermittelt werden.

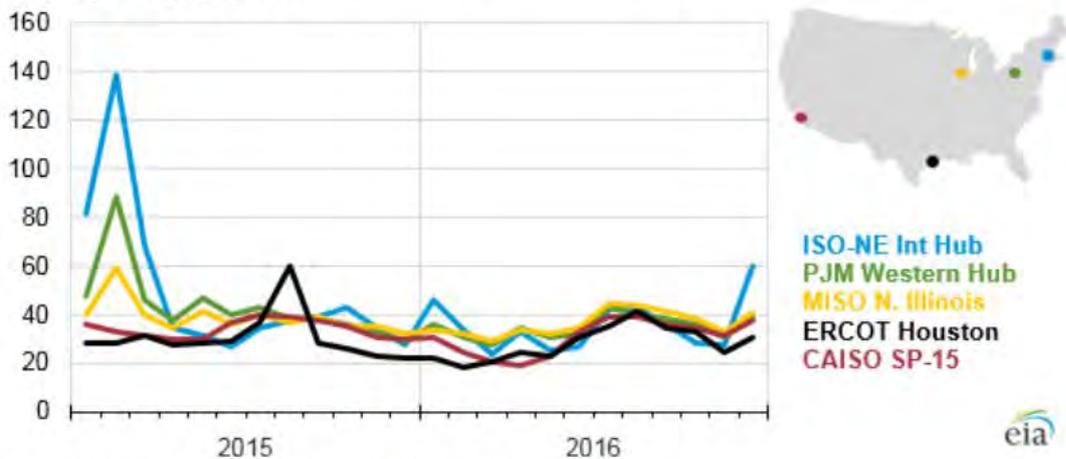
Stoff erläutert, dass die langfristige Absicherung der Kraftwerksbetreiber dadurch in zwei Komponenten zerlegt werden kann: Die Höhe des zu erwartenden Strompreises wird anhand der Preis-Futures an den jeweiligen Referenzknoten (Hubs) gehandelt. Darüber hinaus können Übertragungskapazitäten von dem Hub zum Standort des Marktteilnehmers gehandelt werden. Stoff stellt heraus, dass es dafür eines zentralen Systemdienstleisters bedarf, der die Kosten für die Übertragungskapazitäten bestimmt.

Das Prinzip der Hubs und Referenzpreise wurde mit dem Standard Market Design in den USA eingeführt. Im heutigen amerikanischen Strommarkt gibt es jeweils einen Hub je Systemregion. Hubs werden dabei für Regionen definiert die aufgrund ihres vermaschten Netzes nur sehr selten Netzengpässen unterliegen. An den Hubs wird ein Referenzwert für die stündlichen Großhandelspreise ermittelt.

Abbildung zeigt die Großhandelspreise an den fünf wichtigsten Hubs in den USA. Im Winter 2015 kam es im Westen der USA zu deutlichen Preisspitzen aufgrund von Engpässen bei der Kraftwerksleistung und zu geringen Übertragungskapazitäten mit anderen Preiszonen. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Preise auf einem konstant niedrigen Niveau agierten.

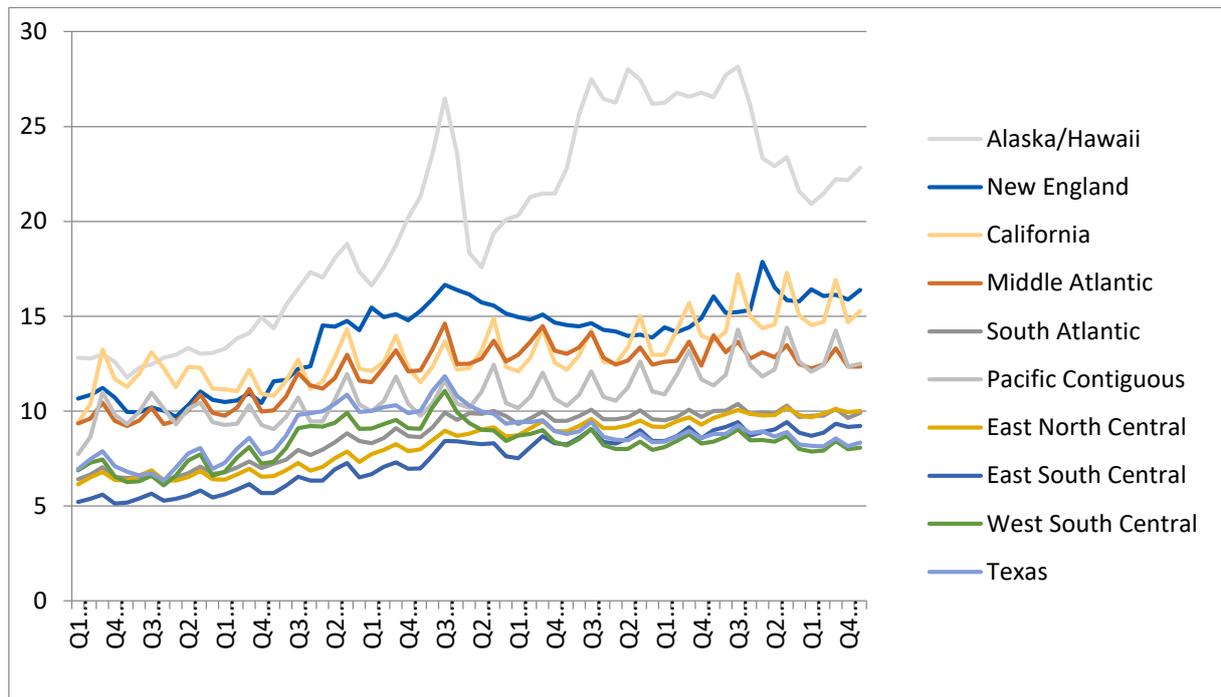
Monthly average wholesale electricity prices at major ISO trading hubs, 2015-16

dollars per megawatthour



Source: U.S. Energy Information Administration, based on SNL Energy

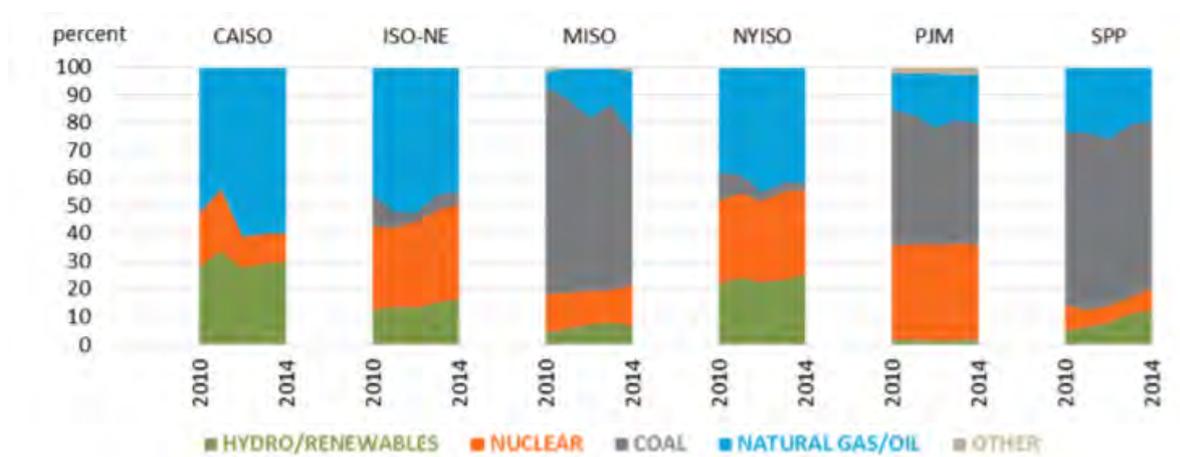
Entwicklung der Strompreise in den USA



Innerhalb der USA sind die Preise an der Westküste und Ostküste tendenziell höher als in den Bundesstaaten im Zentrum der USA. Während die Preise innerhalb der großen Strompreiszone eine hohe Korrelation aufweisen, sind die Preisentwicklungen in Texas und Californien davon stärker entkoppelt.

Bedeutung der Erneuerbaren Energien

Der Anteil Erneuerbarer Energien in den USA ist trotz der Entwicklungen in den letzten Jahren noch vergleichsweise klein. Californien hat mit rund 30% Erneuerbarer Energien den größten Anteil. Jedoch leistet hier insbesondere die Wasserkraft einen wichtigen Beitrag. Ebenfalls einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien weist die Region der NYISO auf.



A.3.3.2 Praxisbeispiel Schweden

Import/Export Schweden

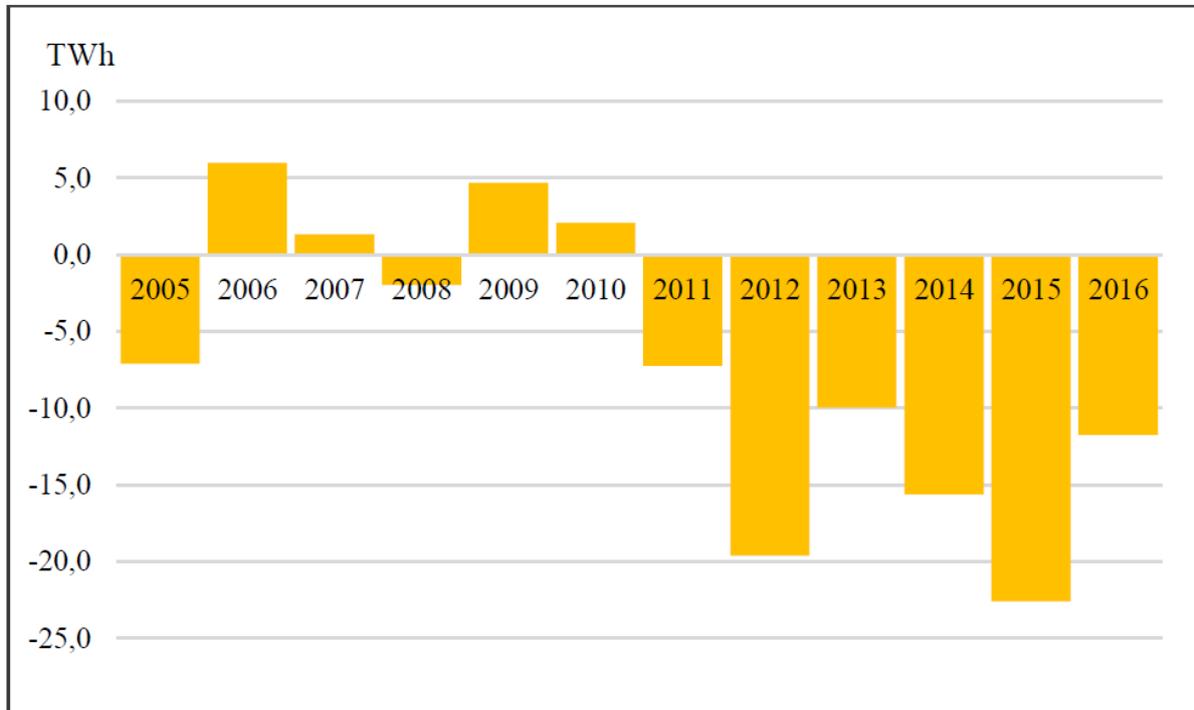


Abbildung A-3-1: Jährliche Bilanz von Export und Import bezogen auf Gesamtschweden seit dem Jahr 2005, dabei ist ein Exportüberschuss als negative Zahl dargestellt (Daten: Svenska Kraftnät) Quelle: (Brenner, 2017)

Implementierungskosten

„Die Einführung von vier Preiszonen in Schweden habe Betriebsmittel („Ressourcen“) des Nord Pool Spot und ein hohes Maß an Koordination mit den ÜNB und den Börsenteilnehmern erforderlich gemacht. Eine gründliche Projektplanung und Systemtestphase vor der Implementierung habe schließlich dafür gesorgt, dass die vier Preiszonen in Schweden zur Zufriedenheit aller Teilnehmer eingeführt wurden (Nord Pool Spot 2012). Dennoch ist eine genauere Aufschlüsselung, in wie weit das Aufteilen eines Marktgebietes in mehrere Preiszonen einen Anstieg der betrieblichen Kosten verursacht, nicht ersichtlich. Auch nach einer Untersuchung der Betriebskosten seit dem Jahr 2007 (siehe Abb. 3-5, Umrechnungskurs 8,5 NOK = 1 €) bleibt ein Rückschluss auf mögliche Implementierungskosten schwierig. Es ist ein Anstieg der Kosten im Jahr 2011 zu erkennen, jedoch ist diese Tendenz auch in den Jahren vor der Einführung der Preiszonen in Schweden und in den Folgejahren auszumachen.“ (Brenner, 2017)

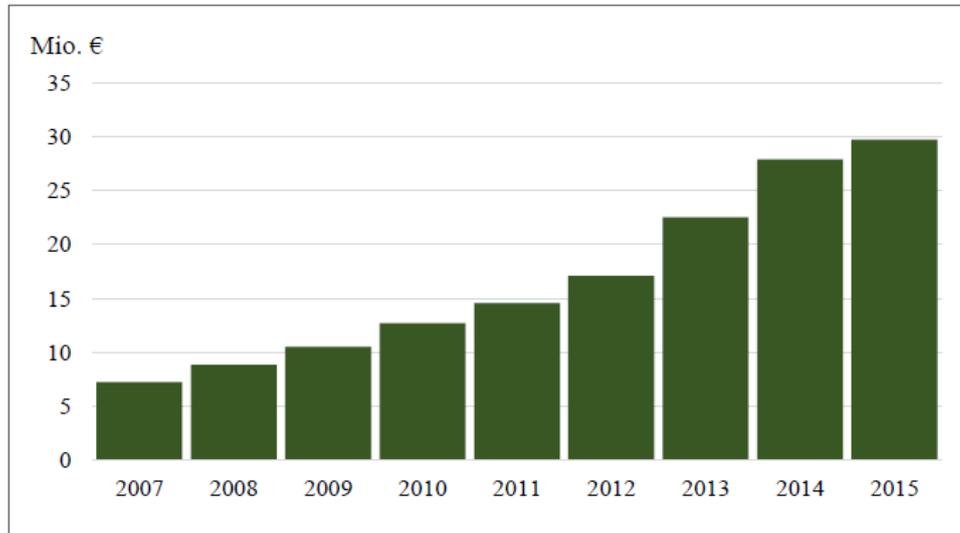


Abb. 3-5: Gesamte jährliche Betriebskosten der Nord Pool AS in Mio. €, Umrechnungskurs: 8,5 NOK = 1 € (Daten: Nord Pool Spot, Annual Reports)

„Des Weiteren wurden vom ÜNB Svenska Kraftnät seit Mai 2010 regelmäßige Berichte veröffentlicht, welche die Prozesse und Bestrebungen beschreiben, die mit der Einführung von Strompreiszonen einhergehen. Dabei ist unter anderem von der Schaffung einer „Koordinierungsgruppe“ die Rede, die für alle notwendigen Änderungen passende Zeitpläne einzurichten und die Fortschritte zu verfolgen und zu gewährleisten habe. Deren Mitglieder setzen sich aus wichtigen Akteuren der Strombörse, des ÜNB Svenska Kraftnät, der schwedischen Energieagentur (Swedish Energy Agency), des Ministeriums und aus Marktteilnehmern (z.B. Energieproduzenten und Verteilnetzbetreiber) zusammen. Außerdem werden in den Berichten die wesentlichen Änderungen beschrieben, die mit der Einführung von Strompreiszonen einhergehen: Sie betreffen vor allem IT-Systeme und Vereinbarungen für den Regelmarkt. Es gebe aber auch weitere Bereiche, die indirekt von der neuen Marktstruktur betroffen seien, so z.B. die Regelungen des Netzentgelts und die Spitzenstromregelungen (Svenska Kraftnät 2010c). Alle von Svenska Kraftnät beschriebenen Prozesse und beteiligten Akteure sind im Anhang genauer aufgeführt. Jedoch werden Aussagen zu Kosten, die mit der Einführung von Strompreiszonen einhergehen, auch vom ÜNB Svenska Kraftnät nicht getroffen.“ (Brenner, 2017)

Redispatch-/ Countertradekosten

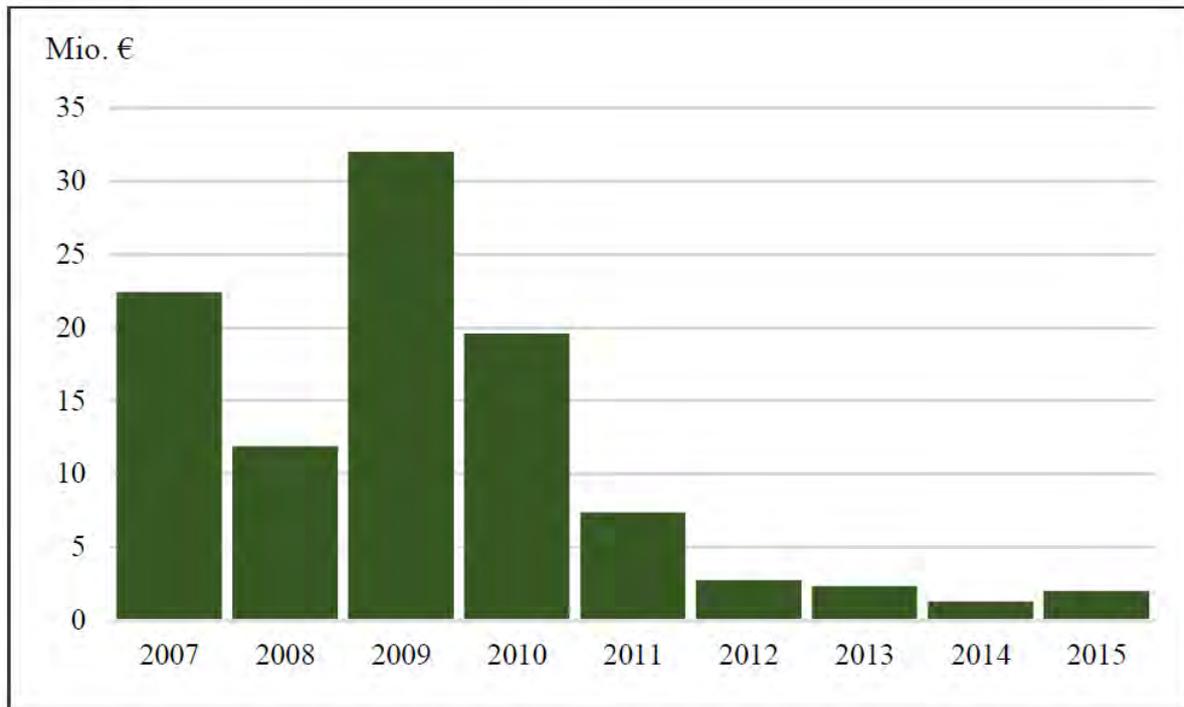


Abbildung A-3-2: Jährliche Kosten des schwedischen ÜNB für Countertrade seit 2007 in Mio. €, Umrechnungskurs: 9,5 SEK = 1 € (Daten: Svenska Kraftnät) Quelle: (Brenner, 2017)

Entwicklung der Nachfrage und Industrie

Nachfrage:

	SE1	SE2	SE3	SE4	Schweden
2011	7,39	14,75	80,52	22,90	125,55
2012	8,47	14,88	81,82	22,83	128,00
2013	8,55	14,55	80,14	22,32	125,56
2014	8,69	14,10	77,55	21,32	121,65
2015	8,73	14,02	78,08	21,58	122,41
2016	9,05	14,21	80,23	22,29	125,77

Abbildung A-3-3: Jährlicher Verbrauch (exkl. Verluste) pro Preiszone in TWh (Daten: Svenska Kraftnät) Quelle: (Brenner, 2017)

Industrie:

Region	Preiszone	2007	2011	2015
<i>Norrbotten county</i>	SE1	112,5	147,4	135,5
<i>Västerbotten county</i>	SE1/ SE2	107,9	103,9	115,8
<i>Västernorrland county</i>	SE2	123,0	131,7	135,0
<i>Jämtland county</i>	SE2	45,7	49,9	52,8
<i>Gävleborg county</i>	SE2/SE3	120,6	130,9	126,4
<i>Dalarna county</i>	SE2/SE3	146,4	147,2	144,6
<i>Stockholm county</i>	SE3	1254,5	1477,0	1867,8
<i>Uppsala county</i>	SE3	103,7	121,7	145,5
<i>Södermanland county</i>	SE3	108,9	115,2	121,1
<i>Östergötland county</i>	SE3	188,9	197,6	217,7
<i>Gotland county</i>	SE3	15,8	19,4	20,5
<i>Västra Götaland county</i>	SE3	922,2	1039,9	1140,4
<i>Värmland county</i>	SE3	116,0	124,1	122,1
<i>Örebro county</i>	SE3	128,8	136,2	145,8
<i>Västmanland county</i>	SE3	125,4	134,1	140,7
<i>Kronoberg county</i>	SE3	97,4	80,7	104,8
<i>Jönköping county</i>	SE3/SE4	165,1	177,6	191,3
<i>Kalmar county</i>	SE3/SE4	97,7	106,5	114,0
<i>Halland county</i>	SE3/SE4	115,7	138,9	142,7
<i>Blekinge county</i>	SE4	59,9	64,5	77,9
<i>Skåne county</i>	SE4	559,9	599,5	658,0

Abbildung A-3-4: Produktionswert nach Region und Jahr in Mrd. SEK (Daten: Statistics Sweden unter www.scb.se; Einteilung in Preiszonen nach (Svenska Kraftnät 2015b)) Quelle: (Brenner, 2017)

„Zusammengefasst sind die Änderungen innerhalb der jeweiligen Preiszonen nochmals in Abb. 3-38 dargestellt. Dabei wurden alle Werte aus Tabelle 3-8 je Zone aufsummiert. Regionen, die zwei Marktgebieten angehören, gehen somit doppelt in die Darstellung ein, da keine eindeutige Zuordnung möglich ist. Außerdem ist die relative Zunahme des Produktionswertes bezogen auf den Ausgangswert des Jahres 2007 bzw. 2011 ebenfalls aufgetragen.“ (Brenner, 2017)

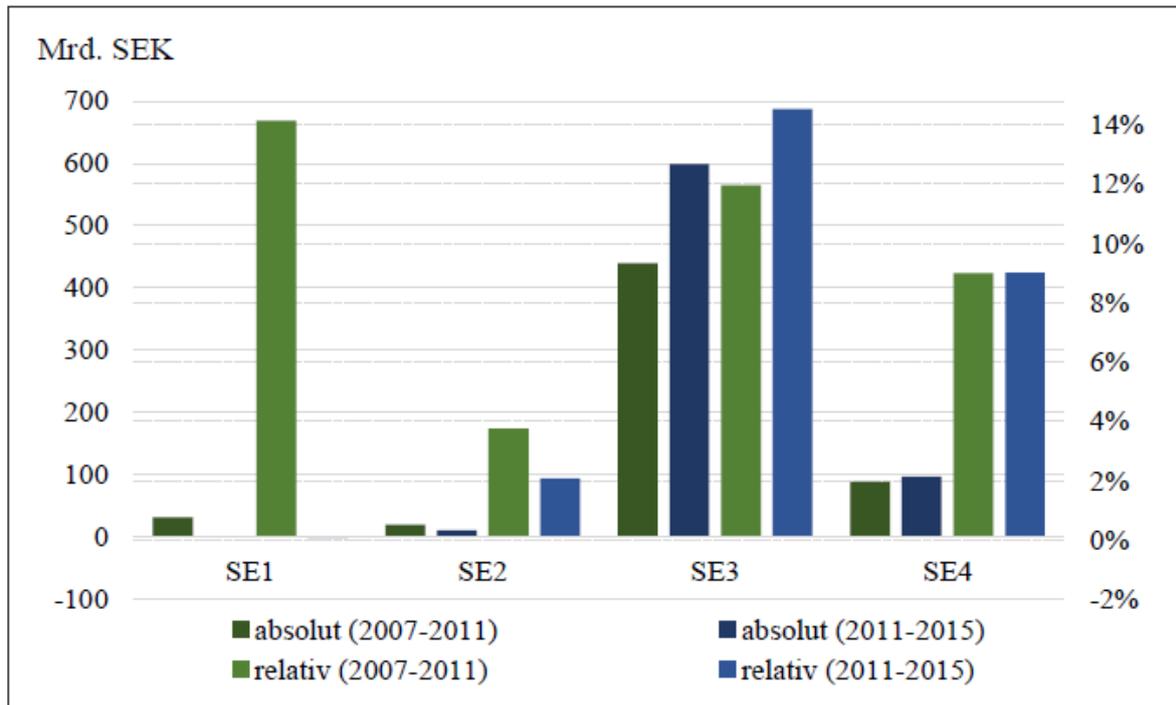


Abbildung A-3-5: Änderungen im Produktionswert während der Jahre 2007 – 2011 bzw. 2011 – 2015 je Preiszone (Daten nach Tabelle 3-8) Quelle: (Brenner, 2017)

Netzausbau

„Zunächst wird [...] betrachtet, ob es seit der Einführung von Strompreiszonen zu Investitionen im Netz kam, was die Übertragungskapazitäten an den Zonengrenzen erhöhen und daher ein Angleichen der Preise ermöglichen würde. In Abb. 2-18 auf Seite 26 sind die maximal verfügbaren Übertragungsleistungen, die sogenannten NTC (innerhalb Schweden: 3.300 MW zwischen SE1 und SE2, 7.300 MW zwischen SE2 und SE3, 2.000 MW von SE4 nach SE3 und 5.400 MW entgegengesetzt) aufgeführt, die momentan Geltung besitzen. Seit der Einführung von Strompreiszonen im November 2011 ist nur eine Änderung derer ersichtlich: Am 15. Februar 2017 erhöhte sich die NTC von der Zone SE3 in die südlichere Zone SE4 um 100 MW (davor 5.300 MW) (ENTSO-E 2017a). Hier sei außerdem nochmals auf Abb. 2-17 auf Seite 25 verwiesen, in der eine aktuelle Netzkarte aufgeführt ist. Auch geplante Verbindungen sind darin als punktierte Linien zu erkennen, so z.B. die Hallsberg-Malmö-Verbindung, die Überlastungen am Cut 4 vorbeugen soll (NordREG 2007, S. 26) und teilweise bereits in Betrieb ist. Auch an der schwedischen Ostküste wird eine neue 400 kV-Leitung von SE3 nach SE4 entstehen (siehe 80 3 Strompreiszonen in Schweden ebenfalls Abb. 2-17 auf Seite 25), die vor allem der Anbindung des NordBalt (Verbindungsleitung nach Litauen) diene (Svenska Kraftnät 2015b, S. 72). Zudem soll laut Svenska Kraftnät die Übertragungskapazität zwischen den Zonen SE2 und SE3 erhöht werden, was beispielsweise mittels einer neuen Nord-Süd-Verbindung (400 kV) geschieht. Dadurch würde die NTC an dieser Zonengrenze auf mindestens 7.800 MW steigen (Svenska Kraftnät 2015b, S. 64). Hingegen wird die Verstärkung der Verbindungsleitungen zwischen den Zonen SE1 und SE2 im Vergleich als nicht so dringlich angesehen (Svenska Kraftnät 2015b, S. 58). Es sei darauf hingewiesen, dass der Ausbau von Übertragungsstrecken oftmals

mehrere (zehn) Jahre dauern kann (Europäische Kommission 2010a, S. 21). Daher verwundert es nicht, dass Änderungen bezüglich der verfügbaren NTC bisher noch nicht zu erkennen sind. Außerdem wurde der Fokus während der Jahre 2011/2012 auf die Verstärkung des Netzes rund um Göteborg gelegt (Engpass: West-Coast-Corridor), da dort die Implementierung von Strompreiszonen in dieser Form nicht möglich sei (siehe dazu auch Kapitel 3.1 ab Seite 27). Es wurde daher eine neue 400 kV-Übertragungsleitung zwischen Stenkullen und Lindome zur Entlastung dieses Engpasses erbaut (Svensk Kraftnät 2010b, S. 10) und diese im Juli 2012 in Betrieb genommen (Svenska Kraftnät 2012b).

Schließlich kann gefragt werden, ob mit der Einführung von Strompreiszonen der Netzausbau sogar weniger dringlich vorangetrieben wird. Einerseits macht die Betrachtung der Einnahmen der Congestion Rent (siehe Abb. 3-39) deutlich, dass mit dem Aufteilen Schwedens in mehrere Marktgebiete finanzielle Vorteile für den ÜNB entstehen, die es für ihn unwirtschaftlich machen könnten, in neue Leitungen zu investieren. Im Fall der Verstärkung des Netzes würden seine Einnahmen durch die Congestion Rent sinken, sofern es weniger häufig zu Engpässen kommt. Andererseits wurde bereits erläutert, dass die Einnahmen laut der EU-Kommission darauf verwendet werden müssen, das Netz auszubauen und Engpässe zu vermindern. Dies würde den gegenteiligen Effekt herbeiführen, nämlich einen vermehrten Netzausbau. Auch die geplanten Investitionen in das Netz, wie oben aufgeführt, sprechen eher gegen die vorangehende Hypothese. In dieser Arbeit kann jedoch keine eindeutige Antwort auf die Fragestellung gefunden werden, ob die Einführung von Strompreiszonen zu einem verstärkten Ausbau des Netzes führt. Zum einen wird nicht klar, wie streng eine Überprüfung der EU-Vorgabe stattfindet und zum anderen sei nochmals auf den zeitlichen Verzug hingewiesen, der mit dem Bau von Übertragungsleitungen einhergeht. Eine rückwirkende Betrachtung hinsichtlich des Netzausbaus in einigen Jahren erscheint daher lohnenswert.“ (Brenner, 2017)

Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement

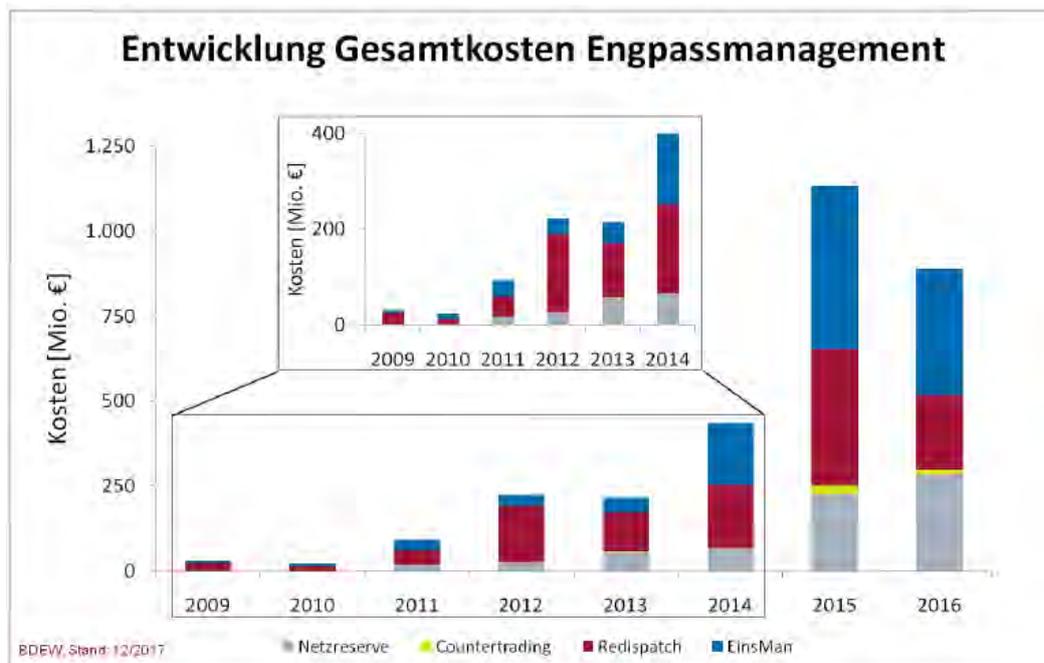
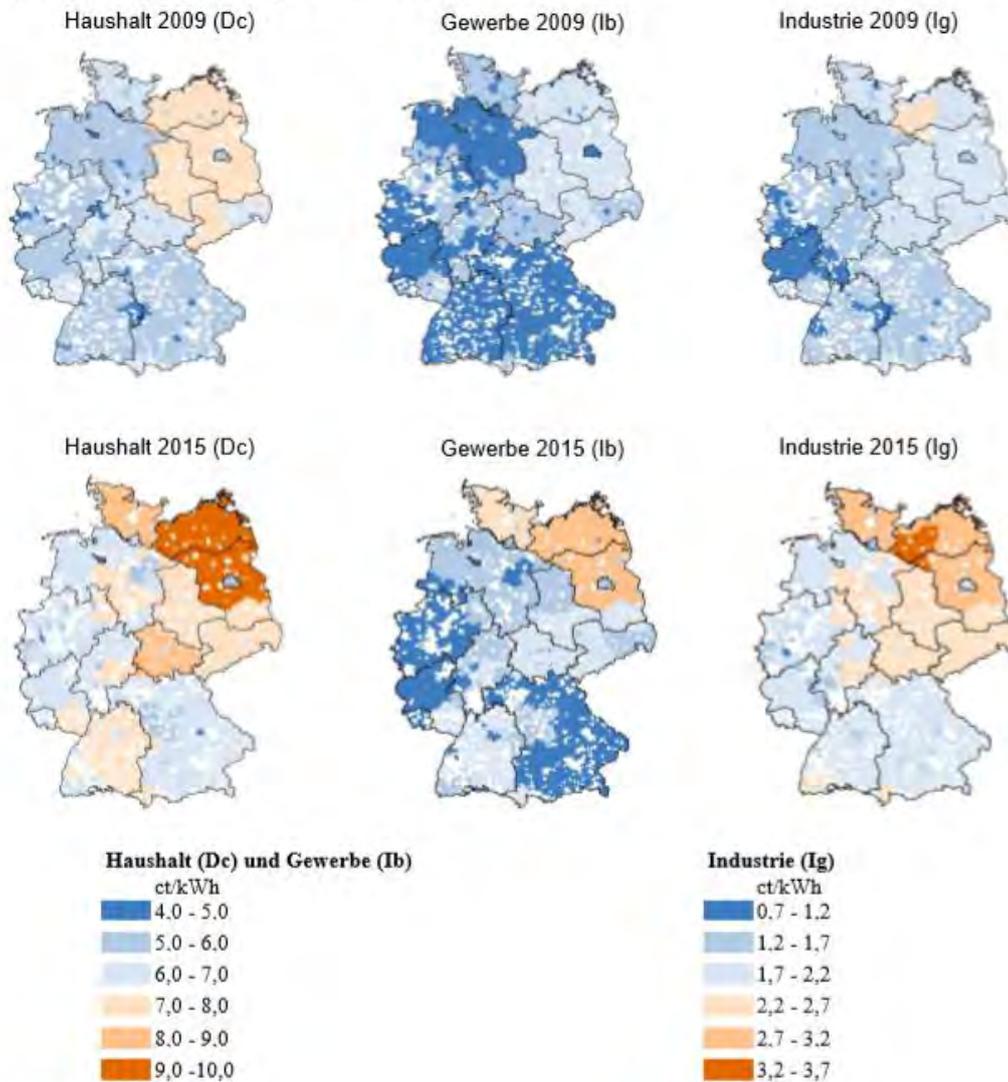


Abbildung A-3-6: Entwicklung der Gesamtkosten für das Engpassmanagement. (Quelle: BDEW 2017)

Endkundenpreise

Netzentgelte 2015

Entwicklung Netzentgelte 2009-2015



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5: Entwicklung der Netzentgelte 2009-2015⁶

Abbildung A-3-7: Netzentgelte Deutschland, Quelle (Bundesnetzagentur, Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015)

A.4.3 Material und Auswertung Fokusgruppen

Material zur Vorbereitung der Fokusgruppen

Ausgangssituation

Die globale und nationale Energieversorgung basieren noch immer überwiegend auf der Nutzung fossiler Energieträger und Rohstoffe. Die Verbrennung dieser Energieressourcen stellt allerdings nicht nur Energie bereit, sondern verursacht auch CO₂ und andere Emissionen, die maßgeblich zum Klimawandel beitragen. Neben der Bundesregierung haben sich auch Bundesländer, darunter Baden-Württemberg (BaWü), dazu verpflichtet, den Umbau der Energieversorgung voranzutreiben. Ein Ziel dabei ist, bis zum Jahr 2050 die Treibhausemission im Vergleich zum Jahr 1990 um 90 % zu reduzieren. Wie sich in den vergangenen Jahren gezeigt hat, lässt sich dieses ambitionierte Ziel jedoch nicht allein über die Technik lösen, notwendig werden auch einschneidende gesellschaftliche Veränderungen. Zentrale Fragen sind hier: *Welches Verhältnis werden wir Bürger in der Zukunft zur Energie haben? Wie wird dies unseren Alltag verändern? Welche Maßnahmen sollen, können und wollen wir mittragen?*

Klar ist somit, dass sowohl auf technologischer als auch auf gesellschaftlicher Seite einschneidende Maßnahmen getroffen werden müssen, um die ambitionierten Ziele bis 2050 zu erreichen. Die erforderlichen Maßnahmen können jedoch nicht isoliert betrachtet werden; sollen die klimapolitischen Ziele insgesamt erreicht werden, müssen die Maßnahmen übergreifend über die Sektoren, Strom, Wärme und Verkehr betrachtet werden. Das bedeutet auch, dass die Umsetzung bzw. der Verzicht auf die Umsetzung von Maßnahmen in einem Sektor (Bsp. Ausbau von Stromnetzen oder Stromspeicher) unmittelbare Auswirkungen auf weitere gesellschaftliche Bereiche, wie etwa den Verkehrssektor haben kann.

Ihre Aufgabe in den Fokusgruppen

Im Rahmen eines aktuellen Forschungsprojekts haben Wissenschaftler der Universität Stuttgart sowie zwei weiterer Institute drei verschiedene Szenarien entwickelt, die aufzeigen, mit welchen technologischen Möglichkeiten die klimapolitischen Ziele des Landes Baden-Württemberg erreicht werden *könnten*. Wie oben angedeutet, sind dafür neben dem Einsatz von Technologien auch die gesellschaftliche Akzeptanz und die Mitwirkung der Bürgerinnen und Bürger in Baden-Württemberg wichtig. An diesem Punkt kommen Sie ins Spiel: Innerhalb der folgenden Diskussionsrunde möchten wir gemeinsam mit Ihnen Ihre persönlichen Eindrücke bezüglich der präsentierten Szenarien diskutieren.

Aus unserer Sicht ist dabei vorab wichtig zu betonen: Wir verstehen Szenarien nicht als Prognosen, sondern als mögliche, alternative Zukunftswelten. Szenarien sollen dabei auch Zukunftswelten erfassen, die zwar unwahrscheinlich klingen mögen, aus heutiger Perspektive

aber dennoch denkbar – also plausibel – erscheinen. So soll ein breiter „Möglichkeitsraum“ erschlossen werden, ohne sich auf die aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Szenarien zu beschränken. Die Szenarien haben zudem nicht unbedingt den Anspruch, in der Zukunft wahr zu werden. „Worst Case“ Szenarien zum Beispiel porträtieren mögliche Entwicklungen, die sogar verhindert werden sollen. Es geht also vielmehr um Ihre Einschätzung: *„Können Sie sich dieses Szenario auf Basis seiner Erläuterungen in der Zukunft für Ihren Alltag vorstellen?“*

Um das herauszufinden, erhalten Sie im folgenden Text Beschreibungen der drei Szenarien, sowie jeweils anhand der fiktiven Familie Müller Beispiele dafür, wie sich die Szenarien im Alltag auswirken könnten. Dabei ist zu beachten, dass es sich nur um ein Beispiel einer möglichen Interpretation dieser Lebenswelt handelt. Ihre persönliche Meinung zu den Szenarien kann völlig anders aussehen, einzelne Punkte bestreiten oder völlig neue Punkte umfassen. Genau auf diese Diskussion freuen wir uns in den Fokusgruppen. Zunächst wünschen wir aber viel Spaß bei der Lektüre!



Das ist Familie Müller: Oma Hanelore (67), die Eltern Thomas (53) und Sabine (38), Nesthäkchen Emma (3), Julia (15) und Sven (20). Während Emma noch in die Kita geht, besucht Julia die Abschlussklasse einer Realschule, Sven studiert im ersten Semester. Die beiden Eltern sind berufstätig. Während Thomas und Sabine mit Emma und Julia in einem Einfamilienhaus wohnen, lebt Oma Hanelore in einer Mietwohnung.

Familie Müller ist unsere Modellfamilie, die für uns die unterschiedlichen Szenarien im Alltag erkundet. Die Personen haben in jedem Szenario eine etwas andere Haltung, ihre Meinung ist also nicht gleichbleibend über die Szenarien hinweg.



Szenario 1 (Importunabhängigkeit): Das Szenario geht von der fiktiven Vorstellung aus, dass die Landesregierung beschlossen hat, Baden-Württemberg von Energie-Importen unabhängig zu machen. Um die knappen heimischen Ressourcen möglichst umfassend auszuschöpfen, mussten viele neue Windräder in BaWü, auf der Schwäbischen Alb, im Schwarzwald und im Hohelohischen gebaut werden. Insgesamt wurden auf einer Fläche von 295 Fußballfeldern Windräder aufgestellt. Auf quasi allen Dachflächen, aber auch auf Freiflächen und Fassaden wurden Solaranlagen installiert, entweder

durch die Eigentümer selbst oder durch Energieversorger. Knapp 5,5 % der Gesamtfläche Baden-Württembergs werden somit in diesem Szenario durch Windkraft, Solar und Biomasse verwendet⁶⁶. Auf vielen Feldern werden nun „Energiepflanzen“ angebaut z.B. Pappeln oder Elefantengras. Diese werden als Brennstoff oder an Stelle von Erdölkomponenten z.B. in Kosmetik verwendet.

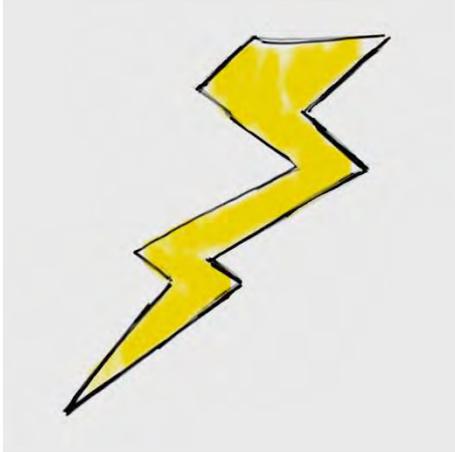
Durch die überwiegend heimische Energieerzeugung war ein Ausbau großer Hochspannungsnetze für Strom nur in geringem Umfang nötig, die örtlichen Verteilnetze mussten jedoch in den letzten Jahren deutlich verstärkt werden. Sowohl in privaten Häusern als auch in den öffentlichen Gebäuden wurden viele Batteriespeicher angeschafft, um auch in der Nacht und bei Zeiten ohne Wind ausreichend mit Strom versorgt zu sein. Auch Pumpspeicher und große Wärmespeicher wurden vielerorts in den letzten Jahren neu gebaut.

Die meisten Häuser verfügen entweder über einen Anschluss an das Nah- oder Fernwärmenetz oder über eine Wärmepumpe, d.h. die Wärmeversorgung erfolgt ausschließlich über Strom oder heimischer Biomasse. PKW sind zwischenzeitlich umgerüstet worden, um mit den neuen Biokraftstoffen oder Wasserstoff betrieben werden zu können.

Auch die Müllers können die Auswirkungen in ihrem Alltag spüren. Sabine und Thomas haben in den letzten Jahren viel Geld in ihr Haus investiert. Während Thomas es gut findet, dass sie nun einen Teil des Stroms, den die Familie braucht, selbst produzieren und auch die Heizkosten durch den Einbau einer Wärmepumpe reduziert wurden, ist Sabine etwas skeptischer. Der Batteriespeicher im Keller nimmt Platz weg. Ferner hat die Familie sich entschlossen ihr Auto nun doch umzurüsten, weil viele Tankstellen konventionelle Kraftstoffe nicht mehr anbieten. Ob das alles wirklich sinnvoll ist, für die energetische Unabhängigkeit BaWü, da ist Sabine nicht sicher.

Auch Oma Hanelore merkt Veränderungen. Als Mieterin hatte sie zwar keine Investitionen in das Haus in dem sie lebt, allerdings hat sich der Mietpreis für ihre Wohnung erhöht. Auch der Strompreis ist gestiegen. Da sie aber gleichzeitig durch die neue Technik auch an Heizkosten sparen kann, „hält es sich aber noch im Rahmen“, findet Hanelore. Vielmehr fällt ihr der Wandel auf, den es landschaftlich in den letzten Jahren gab. Viele Windräder wurden gebaut und auf den Feldern wachsen nun häufig „Energiepflanzen“. Als sie neulich mit ihren Enkeln Julia und Sven spazieren ging, kam das Thema auf. Julia war die Veränderung kaum aufgefallen; sie ist quasi damit groß geworden. Sven findet die Veränderung toll. Seine Meinung ist, dass die neuen Formen der Energieerzeugung ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz sind und damit eine Investition in die Zukunft. Er findet es auch gut, dass BaWü sich weitgehend unabhängig von Energieimporten gemacht hat. Da er seit dem Studium in eine WG umgezogen ist, denkt er über die Anschaffung eines Wasserstoffautos nach, um am Wochenende seine Familie besuchen zu können.

⁶⁶ In allen Szenarien rechnen wir mit einer BW-Landesfläche von 35.751 km².



Szenario 2 (Elektrifizierung): Um die Klimaschutzziele zu erreichen, beschließt die Landesregierung von BaWü, gemeinsam mit anderen Landesregierungen, die fossilen Energieträger durch Strom aus erneuerbaren Quellen zu ersetzen. Dieser wird vor allem dort erzeugt, wo gute Bedingungen zur Nutzung von Wind und Sonne herrschen und dann über die Stromnetze zu den Verbrauchern transportiert. Die Gesamtfläche im Schwarzwald, auf der Schwäbischen Alb und in der Hohenlohe, auf der neue Windanlagen gebaut wurden, beträgt insgesamt etwa 260 Fußballfelder; der gesamte Flächenverbrauch in Ba-

den-Württemberg für Windkraft, Solar und Biomasse beträgt dabei rund 11,5 %. Auch Batteriespeicher wurden sowohl in privaten Häusern, aber auch in öffentliche Gebäude eingebaut. Um den durch den Umstieg auf Elektromobilität (99% aller Fahrzeuge sind Elektrofahrzeuge) und elektrisches Heizen stark gestiegenen Bedarf zu decken, müssen dennoch größere Mengen Strom aus anderen Bundesländern aber auch aus dem Ausland importiert werden. Auch Biokraftstoffe werden zum Teil importiert.

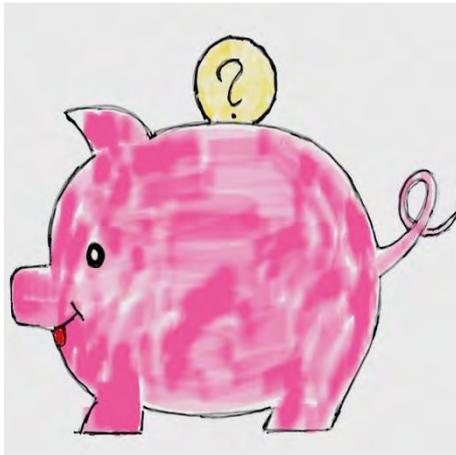
BaWü hat auf Grund von politischen Förderprogrammen aber auch durch die Einrichtung von Umweltzonen eine Vorreiterrolle im Bereich der Elektromobilität in Deutschland übernommen. Vielerorts sind die notwendigen Infrastrukturen geschaffen worden, beispielsweise öffentliche Ladestationen und eine Schnellladeinfrastruktur an Autobahnraststätten. Für den Gütertransport wurde zudem das Autobahnnetz mit Oberleitungen ausgestattet.

Familie Müller hat beim Einzug in ihr Haus vor einigen Jahren bereits einige Solarpanels auf ihrem Dach installieren lassen. Demnächst, wenn die Familie wieder über genügend finanzielle Mittel verfügt, sollen weitere Panels folgen. Ferner hat die Familie neuerdings eine Wärmepumpe, einen Batteriespeicher und einen intelligenten Stromzähler. Da die Müllers auch über eine „intelligente“ Waschmaschine verfügen, kann Thomas die Maschine so programmieren, dass sie dann wäscht, wenn der Preis für Strom gerade besonders günstig ist. Er und Sabine haben im Haushalt weitere intelligente Geräte. Diese werden jetzt überall verkauft. Oma Hanelore sieht dies eher kritisch, denn sie hat in ihrem Bekanntenkreis einige sehr alte Menschen, die es schwierig finden, die neuen Geräte zu bedienen.

Familie Müller hat sich vor einigen Jahren ein Elektroauto angeschafft, weil Sabine Emma zur Kita bringen und abholen muss. Da die Kita in der Stadt liegt, brauchen sie das Auto, denn die neu eingerichtete Umweltzone verbietet alte Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Sven und Julia finden das Auto toll, es ist leise und der Fahrspaß kommt laut Sven, der gerade seinen Führerschein gemacht hat, auch nicht zu kurz. Bislang hatte Familie Müller noch keine Probleme damit, dass auch ihr Auto über Nacht geladen wird, dann, wenn sonst besonders wenig Strom verbraucht wird.

Auch Oma Hanelore gefallen die neuen E-Autos. Bei den Oberleitungs-LKWs sieht sie dafür Vor- und Nachteile. Einerseits sind auch diese zwischenzeitlich viel leiser geworden als die alten LKW und weniger Abgase und Feinstaub erzeugen sie auch. Andererseits sind nun überall auf den Autobahnen und zum Teil auch in den Städten Oberleitungen angebracht – nicht besonders schön, findet Hanelore.

Neulich hat Hanelore eine alte Freundin besucht. Sie wohnt in Hessen. Nicht unweit vor ihrem Haus verläuft eine neue, große Stromtrasse, um den Strom vom Norden in den Süden zu bringen. Die Freundin erzählte Hanelore, dass die Art und Weise, mit den Bürgern während des Baus umzugehen, sich von Gemeinde zu Gemeinde unterschied. Bei ihr im Ort wurden die Bürger von Anfang an mit einbezogen und die Eigentümer von Grundstücken, über die die Leitung verläuft, wurden fair behandelt. Auf dem Weg in den Urlaub war sie z.B. an einem neu gebauten, großen Pumpspeicherwerk vorbeigekommen, dort war es nicht so gut gelaufen, hat sie in der Zeitung gelesen. Davon und von ihrem Urlaub berichtet sie Hanelore ausführlich.



Szenario 3 (Effizienz): Dieses Szenario geht davon aus, dass die Landesregierung in BaWü beschlossen hat, die Klimaschutzziele zu erreichen, indem sie einerseits auf klimaneutrale Erzeugungstechnologien, wie Solarenergie, Wind und Biomasse, ganz entscheidend aber auf massive Einsparungen beim Verbrauch von Energie setzt. Im Schwarzwald, auf der Schwäbischen Alb und in der Hohenlohe werden auf einer Gesamtfläche von zusammen ca. 138 Fußballfelder neue Windkraftanlagen gebaut. In diesem Szenario beträgt die durch Wind, Solar und Biomasse verwendete Landesfläche knapp 2%. Um Versorgungengpässe zu vermeiden, wurden einige Energiespeicher gebaut und Infrastrukturen im Bereich Fernwärme geschaffen. Auch hier wurde auf Effizienz großen Wert gelegt, denn die Netze sind unter anderem mit Wärmepumpen ausgestattet. Ebenso wird im Bereich Verkehr auf Effizienz gesetzt, einerseits durch die Förderung von Carsharing-Projekten, zum anderen aber auch, weil der ÖPVN in den letzten Jahren massiv ausgebaut und gefördert wurde.

Familie Müller hat ihr Haus energetisch saniert. Neben einer neuen, besseren Dämmung und neuen Fenstern war auch der Einbau eine Wärmepumpe notwendig. Grundsätzlich finden Sabine und Thomas es gut, auf lange Sicht Energie und damit auch Geld zu sparen; allerdings hätten sie lieber noch ein wenig mit der Renovierung warten wollen, aber die neuen Gesetze machten den Umbau bereits jetzt erforderlich. Doch der Umbau könnte auch sein Gutes haben: Die Müllers haben in den letzten Tagen in den Nachrichten gesehen, dass in den Niederlanden viele Stromleitungen und auch Energieproduktionsstätten (Windräder und PV Anlagen) auf Grund eines Sturmes abgestellt werden mussten bzw. beschädigt wurden. Über mehrere Tage hinweg waren vor allem private Haushalte von Stromausfällen betroffen.

Familie Müller wäre in einem solchen Fall nun gerüstet. Denn auf Grund ihres gut gedämmten Hauses, meint Thomas, müssten sie auch dann nicht frieren und der Speicher im Keller versorge sie wenigstens eine Zeit lang mit dem notwendigen Maße an Energie.

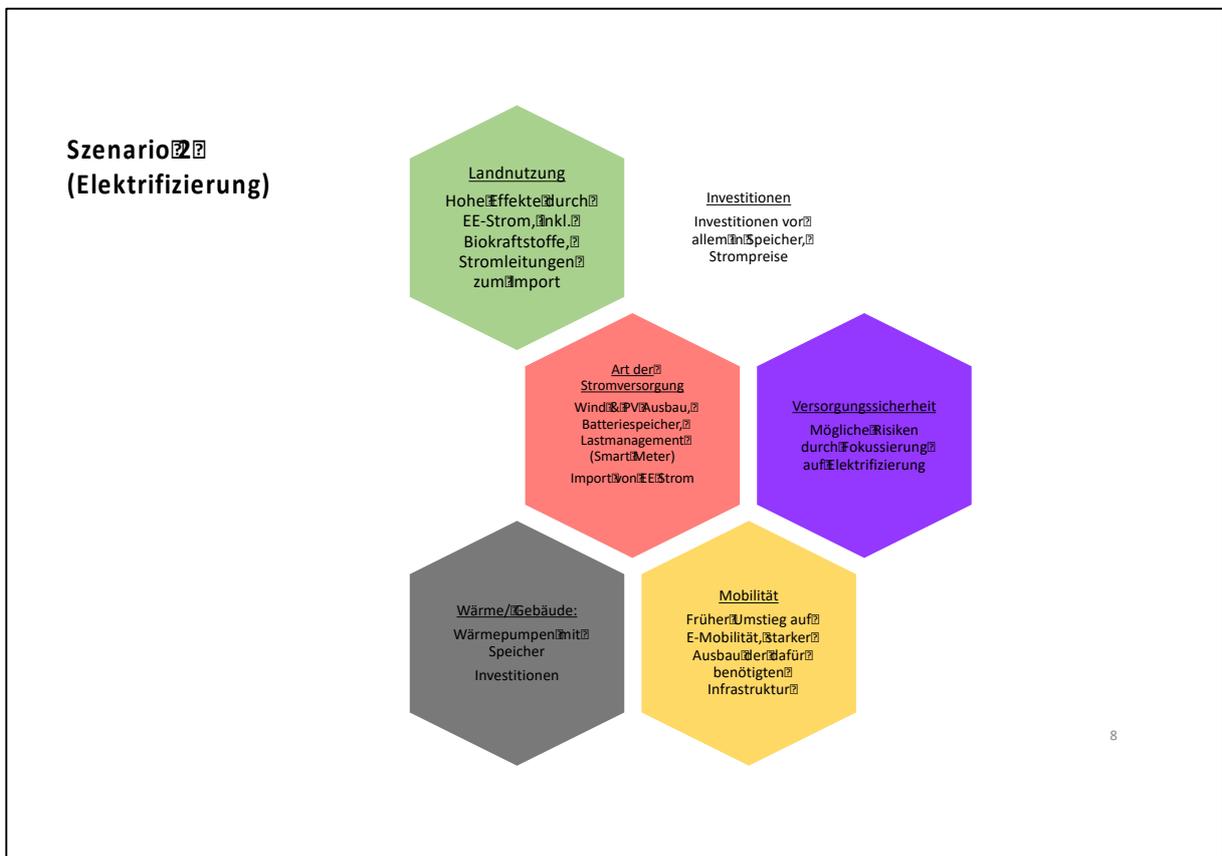
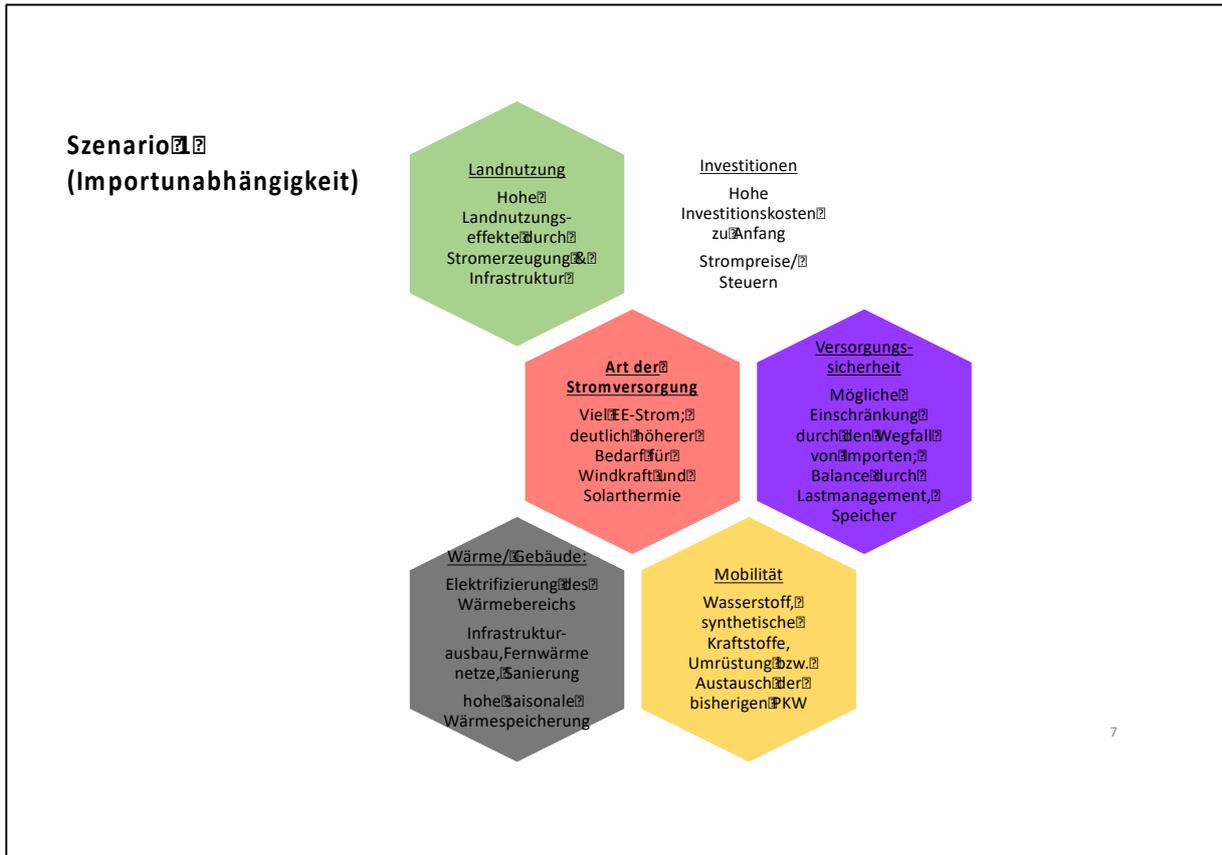
Oma Hanelore sieht, gerade in Bezug auf Sanierungsmaßnahmen ein „Generationenproblem“. Sie hat zwar nichts dagegen Strom zu sparen, durch die Renovierungen in ihrem Haus ist jedoch ihre Miete gestiegen. Weitere Investitionen z.B. in effiziente Elektrogeräte wie im Haus ihrer Kinder kann und will sie sich nicht leisten. Dadurch merkt sie aber auch, dass ihre Stromrechnung für ihre kleine Wohnung verhältnismäßig höher ist als die ihrer Kinder. Dass sie auf Grund der gestiegenen Energiepreise und der höheren Miete kein Geld sparen kann, findet sie schade.

Den Ausbau des ÖPNV sieht Sabine zwiesgespalten. Einerseits findet sie den Ausbau gut, denn die Kinder können so selbstständiger ihre Freizeit gestalten, ohne dass sie ständig gefahren oder abgeholt werden müssen. Oma Hanelore sagt oft, sie hätte sich das damals bei ihr auch gewünscht. Andererseits findet Sabine es ziemlich umständlich, Emma morgens mit dem Bus zur Kita bringen oder größere Einkäufe mit dem Bus zu erledigen. Manchmal leiht sie sich ein Auto über einen Carsharing-Anbieter.

Abbildungen zu den Szenarien

Die folgenden drei Zellen-Abbildungen auf den nächsten Seiten stellen vergleichend einige weitere Aspekte der drei Szenarien dar. Die Auflistung der „Sektoren“ ist nicht vollständig und kann durch weitere Aspekte erweitert werden (daher die jeweils offene linke Seite der Abbildungen).

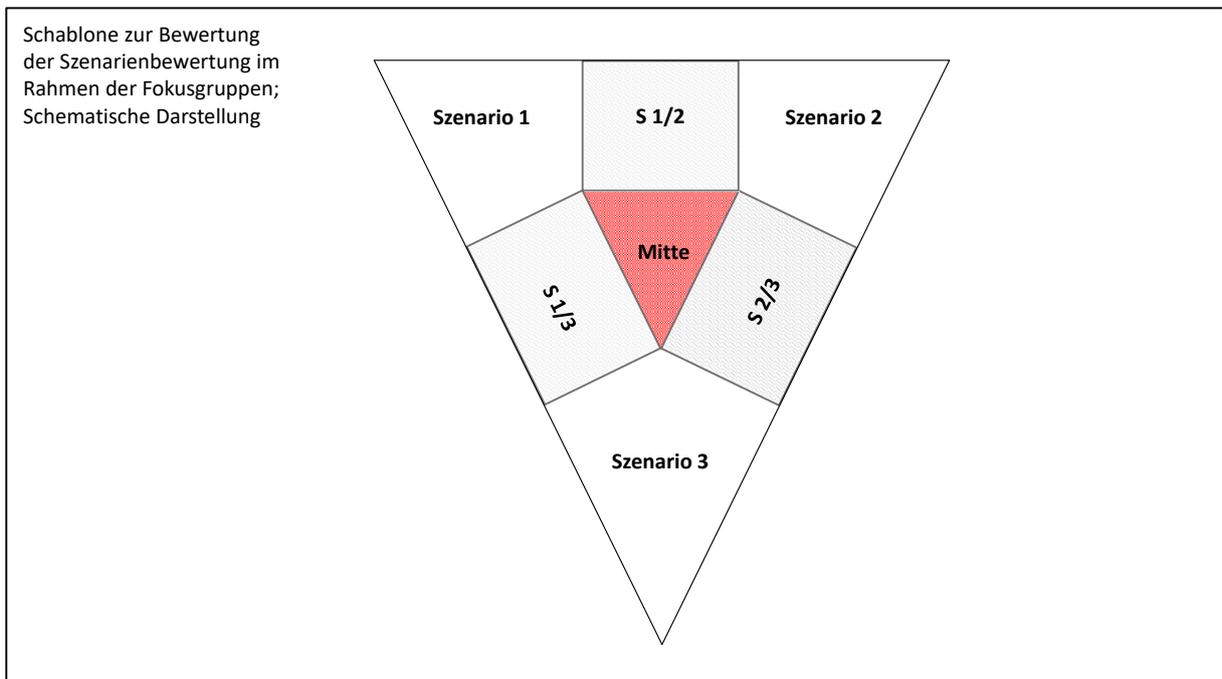
Energiesystemanalyse Baden-Württemberg



Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

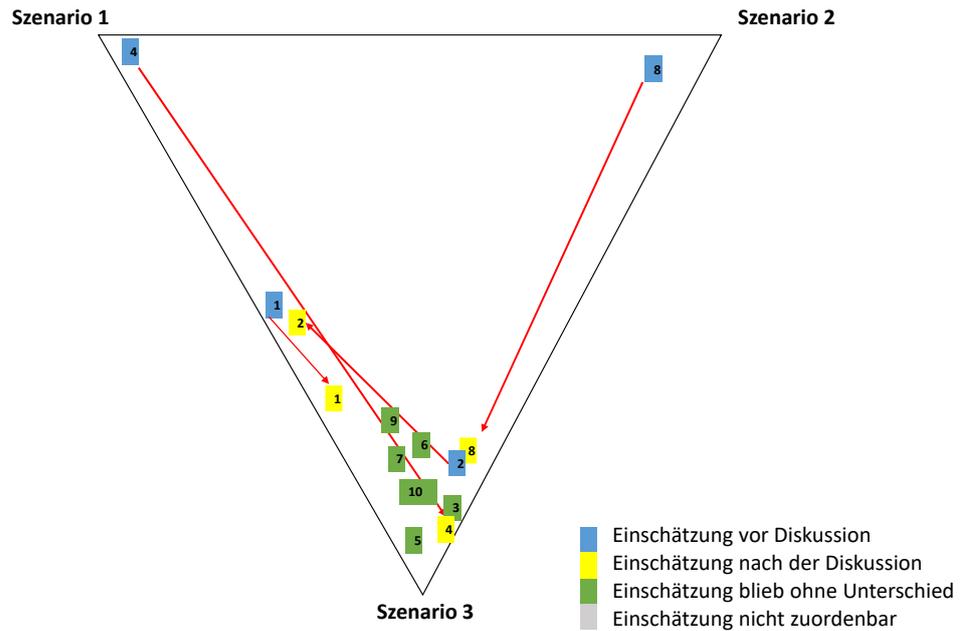


Auswertung der visuellen Bewertung der Szenarien

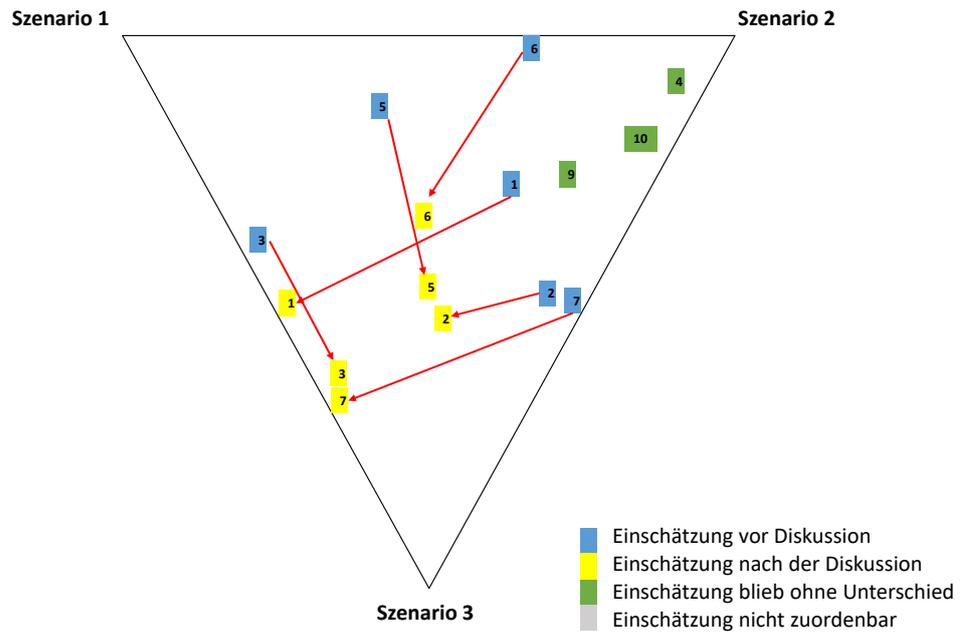


Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

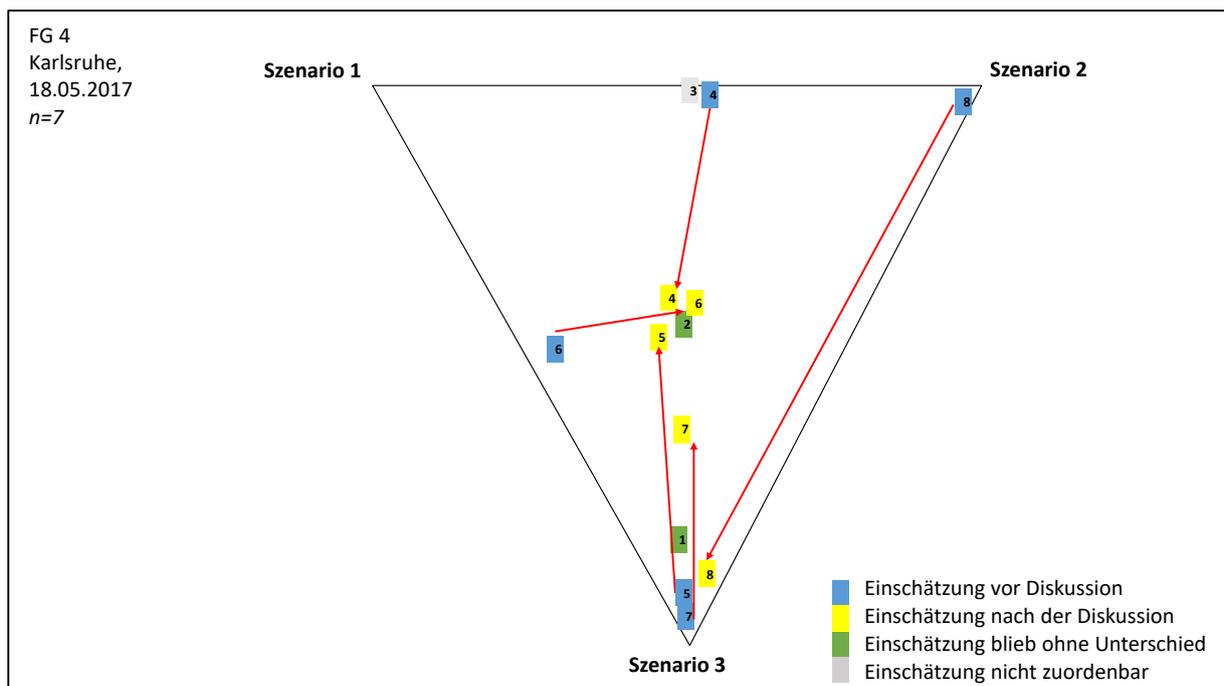
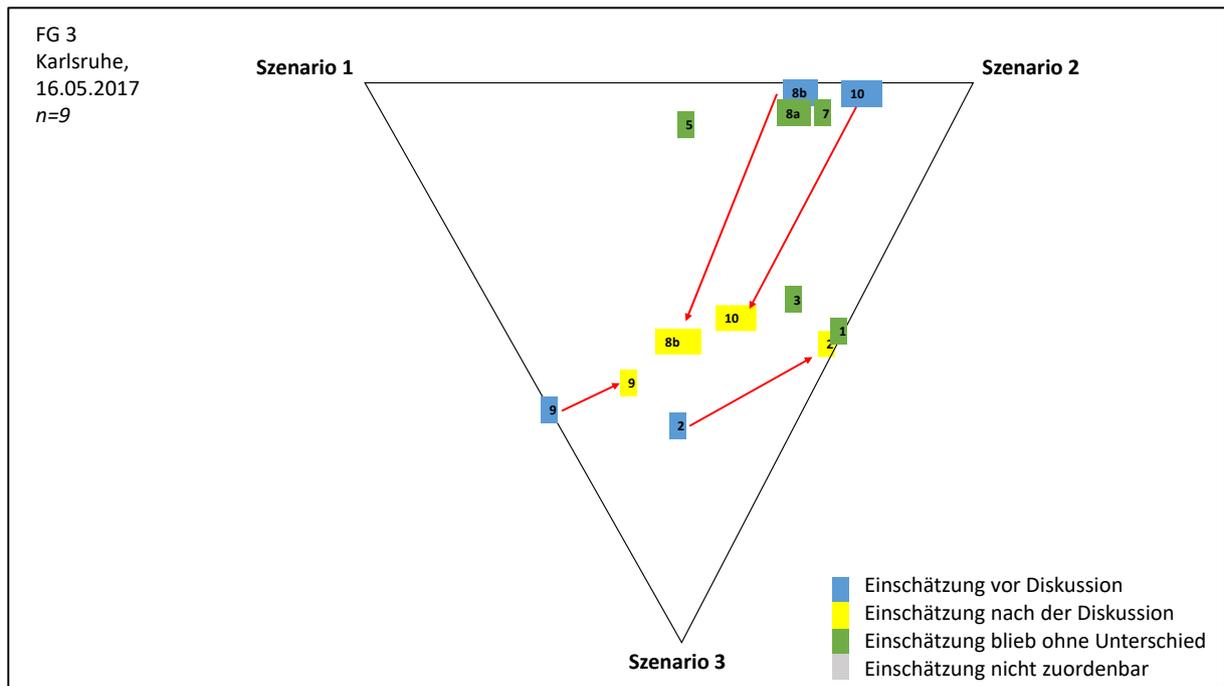
FG 1
Stuttgart,
08.05.2017
n=10



FG 2
Stuttgart,
11.05.2017
n= 9



Energiesystemanalyse Baden-Württemberg



A.4.4 Fragebögen und Auswertungen Expertendelphi

Teilnehmer des Expertendelphi

Name	Institution
Vasco Brummer	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Dr. Jens Buchgeister	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS, Karlsruher Institut für Technologie
Dr. Cornelia Fraune	Institut für Politikwissenschaft, TU Darmstadt
Hellmuth Frey	Energie Baden-Württemberg EnBW AG
Dr. Marlies Härdtlein	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER, Universität Stuttgart
Andreas Huber	European Institute for Energy Research EIFER
Cornelius Kiermasch	Daimler AG
Michael Krug	Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft, Freie Universität Berlin
Joachim Kugler	Landesverband der Baden-Württembergischen Industrie LVI
Dr. Withold-Roger Poganietz	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS, Karlsruher Institut für Technologie
Jun Prof. Dr. Aaron Praktiknjo	Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, RWTH Aachen
Dr. Michael Ruddat	Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung ZIRIUS
Dr. Roman Seidl	Institut für Umweltentscheidungen, ETH Zürich
Matthias Schmaus	Institut für Straßen- und Verkehrswesen ISV, Universität Stuttgart
Simon Schwarz	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW

Tabelle: Teilnehmenden Liste Experten-Delphi

Tabellen

Statistische Auswertung Runde 1:

Frage	Arithmetisches Mittel	Variationskoeffizient	Niedrigster Wert	Höchster Wert
21	4,2	0,7	1	6
23	4,2	0,6	1	5

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

9	2,8	0,5	1	5
20	3,7	0,5	1	5
6	5,3	0,4	3	8
15	4,7	0,4	3	7
18	1,3	0,4	1	2
33	4,3	0,3	2	6
13	5,0	0,3	4	8
7	5,8	0,3	3	8
3	6,0	0,3	4	9
17	3,3	0,3	2	4
5	8,0	0,3	5	10
22	6,8	0,3	5	9
1	8,3	0,2	5	10
16	6,0	0,2	4	7
24	6,8	0,2	5	9
8	6,3	0,2	5	8
19	5,0	0,2	4	6
25	7,3	0,2	6	9
30	7,3	0,2	6	9
32	6,7	0,1	6	8
29	6,3	0,1	5	7
2	8,8	0,1	7	10
26	6,8	0,1	6	8
10	7,5	0,1	6	8
28	7,5	0,1	7	9

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

12	7,5	0,1	6	8
27	9,0	0,1	8	10
4	9,0	0,1	8	10
14	7,0	0,1	6	8
31	6,3	0,1	6	7

Tabelle: statistische Auswertung, Runde 1



Gruppendelphi-Workshop

„Baden-Württemberg 2050“ – Energieszenarien, Herausforderungen und soziale Akzeptanz

Montag, 23. Oktober 2017

Stuttgart, Internationales Begegnungszentrum (IBZ)

Fragebogen - Runde 1

Liebe Expertinnen, liebe Experten,

um die klimapolitischen Ziele zu erreichen und die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren, ist ein umfassender Umbau des Energiesystems notwendig. Mögliche Entwicklungspfade bis 2050 werden dabei typischerweise in Form von Szenarien für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft dargestellt. In Szenarien werden vor allem technische und wirtschaftliche Optionen für die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität abgebildet. Diese haben auch für Bürgerinnen und Bürger eine hohe Relevanz, da die Transformationsprozesse ganz unmittelbar in ihre Lebenswelten hineinwirken. Szenarien über die Zukunft des Energiesystems können daher ein geeignetes Format sein, um mit Bürgerinnen und Bürgern deren Präferenzen, Einschätzungen und Akzeptanz gegenüber den unterschiedlichen Technologiekonzepten zu diskutieren.

Das Ziel des heutigen Workshops ist es, von Ihnen eine Bewertung der Realisierbarkeit von Maßnahmen zu erhalten, die sich aus Diskussionen mit Bürgerinnen und Bürgern im Rahmen von Fokusgruppen ergeben haben. Wie können aus Ihrer Sicht konkrete Maßnahmen aussehen, die wirtschaftlich und technisch realisierbar sind, gleichzeitig aber auch die Anforderungen der gesellschaftlichen Akzeptanz berücksichtigen?

Wir wünschen Ihnen anregende Diskussionen beim Bearbeiten der Fragen!

Frage 1: In den Szenarien, die im Rahmen des Projekts für Baden-Württemberg entwickelt wurden, spielt Windkraft eine große Rolle. Innerhalb der Fokusgruppen wurde Windkraft dominierend vor allem aus ästhetischen Gründen und der Auswirkungen auf Natur und Landschaft kritisch eingeschätzt.

Nach einer ausschreibungsbedingten Neuerung des EEG für Ausschreibungen für Windenergie an Land haben in der ersten Runde im Mai 65 von 70 siegreichen Projekten als Bürgerwindvorhaben einen Zuschlag erhalten. Das Land Baden-Württemberg ging dabei leer aus.

Wie sollte die Landesregierung Baden-Württembergs Ihrer Meinung nach vorgehen? Bitte ranken Sie die drei wichtigsten Maßnahmen nach ihrer Wirksamkeit.

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

	Maßnahmen	Rank
A	Windkraft ist eine elementare Säule der Energiewende; Windkraftanlagen sollen weiterhin verstärkt an allen geeigneten Standorten errichtet werden.	
B	Windkraftanlagen sollen technologisch und hinsichtlich ihres Standorts auf Effizienz hin optimiert werden, z.B. in dem ihre Leistung und Rotorflächen gesteigert werden und hervorragende Standorte priorisiert werden.	
C	Windkraftanlagen an umstrittenen Standorten sollen durch sorgfältige Standortwahl und/ oder Höhenbegrenzung (Repowering) für die Bürgerinnen und Bürger attraktiver gestaltet werden, selbst dann, wenn sie dadurch weniger effizient sind.	
D	Windenergieprojekte sollen im Rahmen des neuen EEG auch in Baden-Württemberg stärker durch den Bund gefördert werden.	
E	Der Nutzen von Windkraft soll für die Bürgerinnen und Bürger, zum Beispiel durch die Förderung von Bürgergenossenschaften, weiter erhöht werden.	
F	Die von den Windkraftanlagen direkt betroffenen Anwohner sollen monetär entschädigt werden.	
G	Die Bürgerinnen und Bürger, die durch eine Windkraftanlage betroffen werden, sollen bei der Planung des Projektes besser als bisher über die Vorhaben informiert werden.	
H	Bürgerinnen und Bürger sollen durch Beteiligungsprozesse aktiv in Windkraft-Projekte einbezogen werden.	

Frage 2: Für einige Energietechnologien haben die Bürgerinnen und Bürger in den Fokusgruppen ein grundsätzliches Interesse und einen Bedarf an der Anwendung geäußert. Ein Beispiel hierfür sind Technologien zur Energieeffizienzsteigerung und zum Monitoring, wie zum Beispiel im Falle von Smart-Metern. Dennoch sind die Bürgerinnen und Bürger gegenüber dieser Technologie skeptisch; eine flächendeckende Anwendung der Technologie ist bisher ausgeblieben.

Während „Smart Meter“ traditionell nur die Technologie meint, um Daten elektronisch zu erfassen und weiterzuleiten, sind aktuell ergänzende Darstellungstechnologien (z.B. Home-Displays, Webportale, Apps) im Gespräch/ bereits im Einsatz, um die „Sichtbarkeit“ der Daten für die Haushalte zu erhöhen. Wie könnte die Technologie Smart-Meter ausgestaltet werden, um die Hemmnisse der Bürgerinnen und Bürger gegenüber einer Nutzung der Technologie abzuschwächen?

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Untenstehend haben wir mögliche Maßnahmen gelistet. Bitte geben Sie jeweils auf einer Skala von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) Ihre Zustimmung zur Wirksamkeit der Maßnahmen an.

Maßnahmen		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Smart-Meter sollen den Nutzern gezielt ökonomische Anreize aufzeigen, z. B. die finanziellen Unterschiede zwischen Tag- und Nachtstrom.	<input type="checkbox"/>									
2	Smart-Meter sollen den Nutzern in transparenter Weise und in Echtzeit den Verbrauch ausgewählter Geräte anzeigen.	<input type="checkbox"/>									
3	Darstellungstechnologien sollen neben dem Verbrauchsfeedback weitere Informationen bereitstellen, um die Nutzer optimal zu unterstützen, Strom effizient zu nutzen, z.B. durch Commitment-Optionen (freiwillige Selbstverpflichtung, energiesparende Aktivitäten umzusetzen) oder Reminder (Erinnerungsnachrichten).	<input type="checkbox"/>									
4	Nutzer von Smart-Meter sollen die vollständige Kontrolle darüber erhalten, welche Daten nur für ihren Haushalt zugänglich sind und welche Daten an die Energieversorger und andere Unternehmen weitergeleitet werden.	<input type="checkbox"/>									
5	Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter, um somit vom Konsumenten zum Prosumenten zu werden.	<input type="checkbox"/>									

Frage 3: Eines der Szenarien im Rahmen des Forschungsprojekts hat in besonderen Maße auf die Erreichung der CO₂-Ziele durch Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen hingewiesen. Die Diskussionen mit Bürgerinnen und Bürgern zu diesem Szenario spiegelten zum einen die Attraktivität der Idee wider. Als positiv empfanden die Bürgerinnen und Bürger vor allem die geringere Landnutzung sowie die Nachhaltigkeit der Idee, Energie effizienter oder gar weniger zu

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

nutzen. Andererseits sahen sie auch viele Nachteile: Neben den potenziell hohen Kosten z. B. für Sanierungen und Wärmedämmungen, empfanden sie diese Zukunft als grundsätzlichen Verzicht sowie die im Szenario beschriebenen Maßnahmen als Einschränkung ihrer persönlichen Freiheit. Daneben sahen die Bürgerinnen und Bürger aber auch potenzielle Einschränkungen in Bezug auf den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg als problematisch an.

Mit welchen Maßnahmen könnte Ihrer Meinung nach das Thema Energieeffizienz und Energiesparen in der Gesellschaft besser verankert werden, ohne dass Bürgerinnen und Bürger diese als Zwangsmaßnahmen empfinden. Untenstehend haben wir mögliche Maßnahmen gelistet. Bitte geben Sie jeweils auf einer Skala von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) Ihre Zustimmung zur Wirksamkeit der Maßnahmen an.

	Maßnahmen	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Maßnahmen zur Energieeffizienz spielen als Wirtschaftsfaktor eine größer werdende Rolle. Positive Beschäftigungseffekte sollen stärker gefördert und kommuniziert werden.	<input type="checkbox"/>									
7	Das aktuelle Arbeitsrecht soll reformiert werden und Arbeitnehmern bei der grundsätzlichen Eignung ihrer Tätigkeit ein Recht auf Heimarbeit zugesprochen werden.	<input type="checkbox"/>									
8	Die Regierung soll die Möglichkeit der Eigenerzeugung durch Photovoltaik oder Blockheizkraftwerke weiter fördern, um somit Bürgerinnen und Bürgern „Motivationsfaktoren“ für die gesamte Energiewende anzubieten.	<input type="checkbox"/>									
9	In größeren Städten sollen Fahrspuren eingerichtet werden, die Carsharing-Autos sowie Autos mit mindestens drei Insassen vorbehalten sind.	<input type="checkbox"/>									
10	Bei einer Neuanschaffung von Geräten/ Autos soll die für deren Herstellung aufgewendete Energie verpflichtend kommuniziert werden, z.B. in Form eines Labels.	<input type="checkbox"/>									
11	Sonstiges:	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Innerhalb der Diskussionen der drei Szenarien zeigte sich, dass die Bürgerinnen und Bürger bestimmte Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende in Baden-Württemberg in verschiedenen Bereichen verstärkt in Betracht ziehen bzw. sogar fordern. Die folgenden Aussagen spiegeln die am stärksten diskutierten Maßnahmen wider. Bitte schätzen Sie nachfolgend in den Fragen 4, 5 und 6 Maßnahmen jeweils für die Sektoren Mobilität, Strom und Wärme nach Ihrer persönlichen Zustimmung von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) ein.

Frage 4:

Mobilität		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	Der ÖPNV soll im ländlichen Raum weiter ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>									
13	Der ÖPNV soll grundsätzlich für alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos werden.	<input type="checkbox"/>									
14	Carsharing soll überregional flächendeckender ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>									
15	Der Kauf von Elektroautos soll in den nächsten 10 Jahren noch stärker als bisher subventioniert werden.	<input type="checkbox"/>									
16	Ladetarife für Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen sollen durch eine entsprechende Förderung der Erzeugung und Nutzung von EE-Strom für alle Bürgerinnen und Bürger erschwinglich gestaltet werden.	<input type="checkbox"/>									
17	Die Bundesregierung soll eine Zulassungsquote für Elektrofahrzeuge festlegen.	<input type="checkbox"/>									
18	Die Bundesregierung soll Autobauer verpflichten, Elektrofahrzeuge maximal 10% über dem Kaufpreis von vergleichbaren, konventionellen Fahrzeugen anzubieten.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Mobilität		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10									
19	Wasserstoff-Autos und Wasserstoff-Erzeugung aus EE-Strom sollen in den nächsten 10 Jahren stärker subventioniert werden.	<input type="checkbox"/>									
20	Die Dichte der Wasserstoff-Tankstellen soll in Deutschland bis 2035 von ca. 150 auf 14.000 erhöht werden (quasi jede Tankstelle).	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 5:

Strom		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10									
21	Die Stromproduktion und –Versorgung soll auf EU-Ebene geregelt werden.	<input type="checkbox"/>									
22	Die Stromproduktion und –Versorgung soll auf bundesdeutscher Ebene geregelt werden.	<input type="checkbox"/>									
23	Die Stromproduktion und –Versorgung soll auf regionaler Ebene, sprich Baden-Württemberg geregelt werden.	<input type="checkbox"/>									
24	Volatilitäten im Netz sollen durch einen verstärkten Netzausbau gelöst werden.	<input type="checkbox"/>									
25	Volatilitäten im Netz sollen durch die (Weiter-)Entwicklung und durch Zubau von Speichertechnologien gelöst werden.	<input type="checkbox"/>									
26	Demand Management soll genutzt werden, um Bedarfsschwankungen im Netz zu vermeiden.	<input type="checkbox"/>									
27	Die Versorgungssicherheit mit Strom in Deutschland ist unbedingt zu gewährleisten.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 6:

Wärme		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Die Sanierung von Bestandsbauten soll stärker als bisher (z.B. durch das Marktanzreizprogramm) gefördert werden.	<input type="checkbox"/>									
29	Die Bundesregierung soll Dämmungen und weitere Energieeffizienz-Maßnahmen auch bei Neubauten (derzeit z.B. günstige Darlehen bei KfW) stärker als bisher fördern.	<input type="checkbox"/>									
30	Die Bundesregierung soll sich verpflichten, alle öffentlichen Gebäude bis 2035 zu sanieren.	<input type="checkbox"/>									
31	Die in der Erneuerbare-Energien-Verordnung vorgesehenen Maßnahmen für Bestandsbauten sollen weiter verschärft werden (z.B. durch Pflicht zu Erneuerung von Heizkesseln, Dämmung der obersten Geschossdecke, etc.)	<input type="checkbox"/>									
32	Gewerbe und Industriegebäude sollen ebenfalls durch eine Dämmpflicht verpflichtend bis 2035 gedämmt werden.	<input type="checkbox"/>									
33	Die Abnahme von Fernwärme soll in Baden-Württemberg auf Landes – statt auf kommunaler Ebene verbindlich sein und vorsehen, dass in Gebieten mit Fernwärmeversorgung diese verpflichtend genutzt werden muss.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 7:

Stellen Sie sich vor, die Bundesregierung stellt Ihnen als Expertenteam ein Budget von 10 Milliarden Euro zur Verfügung, mit dem Sie in den Sektoren Strom, Mobilität und Mobilität Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 finanzieren können. Bitte verteilen Sie diese fiktive Summe entsprechend Ihrer Einschätzung der Wichtigkeit einer Maßnahmenförderung in diesen Sektoren.

34	Maßnahmen im Sektor Strom	Budget Strom: _____ €
35	Maßnahmen im Sektor Mobilität	Budget Mobilität _____ €
36	Maßnahmen im Sektor Wärme	Budget Wärme _____ €



Gruppendelphi-Workshop

„Baden-Württemberg 2050“ – Energieszenarien, Herausforderungen und soziale Akzeptanz

Montag, 23. Oktober 2017

Stuttgart, Internationales Begegnungszentrum (IBZ)

Fragebogen – Runde 2

Liebe Expertinnen, liebe Experten,

um die klimapolitischen Ziele zu erreichen und die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren, ist ein umfassender Umbau des Energiesystems notwendig. Mögliche Entwicklungspfade bis 2050 werden dabei typischerweise in Form von Szenarien für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft dargestellt. In Szenarien werden vor allem technische und wirtschaftliche Optionen für die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität abgebildet. Diese haben auch für Bürgerinnen und Bürger eine hohe Relevanz, da die Transformationsprozesse ganz unmittelbar in ihre Lebenswelten hineinwirken. Szenarien über die Zukunft des Energiesystems können daher ein geeignetes Format sein, um mit Bürgerinnen und Bürgern deren Präferenzen, Einschätzungen und Akzeptanz gegenüber den unterschiedlichen Technologiekonzepten zu diskutieren.

Das Ziel des heutigen Workshops ist es, von Ihnen eine Bewertung der Realisierbarkeit von Maßnahmen zu erhalten, die sich aus Diskussionen mit Bürgerinnen und Bürgern im Rahmen von Fokusgruppen ergeben haben. Wie können aus Ihrer Sicht konkrete Maßnahmen aussehen, die wirtschaftlich und technisch realisierbar sind, gleichzeitig aber auch die Anforderungen der gesellschaftlichen Akzeptanz berücksichtigen?

Wir wünschen Ihnen anregende Diskussionen beim Bearbeiten der Fragen!

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 1: In den Szenarien, die im Rahmen des Projekts für Baden-Württemberg entwickelt wurden, spielt Windkraft eine große Rolle. Innerhalb der Fokusgruppen wurde Windkraft dominierend vor allem aus ästhetischen Gründen und der Auswirkungen auf Natur und Landschaft kritisch eingeschätzt.

Nach einer ausschreibungsbedingten Neuerung des EEG für Ausschreibungen für Windenergie an Land haben in der ersten Runde im Mai 65 von 70 siegreichen Projekten als Bürgerwindvorhaben einen Zuschlag erhalten. Das Land Baden-Württemberg ging dabei leer aus.

Wie sollte die Landesregierung Baden-Württembergs Ihrer Meinung nach vorgehen? Bitte ranken Sie die drei wichtigsten Maßnahmen nach ihrer Wirksamkeit.

	Maßnahmen	Rank
B	Windkraftanlagen sollen technologisch und hinsichtlich ihres Standorts auf Effizienz hin optimiert werden, z.B. in dem ihre Leistung und Rotorflächen gesteigert werden und hervorragende Standorte priorisiert werden.	
C	Windkraftanlagen an umstrittenen Standorten sollen durch sorgfältige Standortwahl und/ oder Höhenbegrenzung (Repowering) für die Bürgerinnen und Bürger attraktiver gestaltet werden, selbst dann, wenn sie dadurch weniger effizient sind.	
D	Windenergieprojekte sollen im Rahmen des neuen EEG auch in Baden-Württemberg stärker durch den Bund gefördert werden.	
E	Der Nutzen von Windkraft soll für die Bürgerinnen und Bürger, zum Beispiel durch die Förderung von Bürgergenossenschaften, weiter erhöht werden.	
F	Die von den Windkraftanlagen direkt betroffenen Anwohner sollen monetär entschädigt werden.	
G	Die Bürgerinnen und Bürger, die durch eine Windkraftanlage betroffen werden, sollen bei der Planung des Projektes besser als bisher über die Vorhaben informiert werden.	
H	Bürgerinnen und Bürger sollen durch Beteiligungsprozesse aktiv in Windkraft-Projekte einbezogen werden.	

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 2: Für einige Energietechnologien haben die Bürgerinnen und Bürger in den Fokusgruppen ein grundsätzliches Interesse und einen Bedarf an der Anwendung geäußert. Ein Beispiel hierfür sind Technologien zur Energieeffizienzsteigerung und zum Monitoring, wie zum Beispiel im Falle von Smart-Metern. Dennoch sind die Bürgerinnen und Bürger gegenüber dieser Technologie skeptisch; eine flächendeckende Anwendung der Technologie ist bisher ausgeblieben.

Während „Smart Meter“ traditionell nur die Technologie meint, um Daten elektronisch zu erfassen und weiterzuleiten, sind aktuell ergänzende Darstellungstechnologien (z.B. Home-Displays, Webportale, Apps) im Gespräch/ bereits im Einsatz, um die „Sichtbarkeit“ der Daten für die Haushalte zu erhöhen. Wie könnte die Technologie Smart-Meter ausgestaltet werden, um die Hemmnisse der Bürgerinnen und Bürger gegenüber einer Nutzung der Technologie abzuschwächen? Untenstehend haben wir mögliche Maßnahmen gelistet. Bitte geben Sie jeweils auf einer Skala von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) Ihre Zustimmung zur Wirksamkeit der Maßnahmen an.

Maßnahmen		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Smart-Meter sollen den Nutzern gezielt ökonomische Anreize aufzeigen, z. B. die finanziellen Unterschiede zwischen Tag- und Nachtstrom. (kundenfreundliche Darstellung, ökologische Anreize aufzeigen, Übersetzung in kundennahe Einheiten - z.B. °C Raumtemperatur)	<input type="checkbox"/>									
3	Darstellungstechnologien sollen neben dem Verbrauchsfeedback weitere Vergleichsinformationen (z. B. Haushaltsgröße, Häuser gleichen Alters) bereitstellen, um die Nutzer optimal zu unterstützen, Strom effizient zu nutzen, z.B. durch Commitment-Optionen (freiwillige Selbstverpflichtung, energiesparende Aktivitäten umzusetzen) oder Reminder (Erinnerungsnachrichten).	<input type="checkbox"/>									
5	Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter. (geschlossenes Energiesystem des Hauses bleibt bestehen.)	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Maßnahmen		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
61	Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter (echte Interaktion mit dem Netz)	<input type="checkbox"/>									

Frage 3: Eines der Szenarien im Rahmen des Forschungsprojekts hat in besonderen Maße auf die Erreichung der CO₂-Ziele durch Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen hingewiesen. Die Diskussionen mit Bürgerinnen und Bürgern zu diesem Szenario spiegelten zum einen die Attraktivität der Idee wider. Als positiv empfanden die Bürgerinnen und Bürger vor allem die geringere Landnutzung sowie die Nachhaltigkeit der Idee, Energie effizienter oder gar weniger zu nutzen. Andererseits sahen sie auch viele Nachteile: Neben den potenziell hohen Kosten z. B. für Sanierungen und Wärmedämmungen, empfanden sie diese Zukunft als grundsätzlichen Verzicht sowie die im Szenario beschriebenen Maßnahmen als Einschränkung ihrer persönlichen Freiheit. Daneben sahen die Bürgerinnen und Bürger aber auch potenzielle Einschränkungen in Bezug auf den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg als problematisch an.

Mit welchen Maßnahmen könnte Ihrer Meinung nach das Thema Energieeffizienz und Energiesparen in der Gesellschaft besser verankert werden, ohne dass Bürgerinnen und Bürger diese als Zwangsmaßnahmen empfinden. Untenstehend haben wir mögliche Maßnahmen gelistet. Bitte geben Sie jeweils auf einer Skala von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) Ihre Zustimmung zur Wirksamkeit der Maßnahmen an.

Maßnahmen		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Maßnahmen zur Energieeffizienz spielen als Wirtschaftsfaktor eine größer werdende Rolle. Positive Beschäftigungseffekte sollen stärker kommuniziert werden.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Innerhalb der Diskussionen der drei Szenarien zeigte sich, dass die Bürgerinnen und Bürger bestimmte Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende in Baden-Württemberg in verschiedenen Bereichen verstärkt in Betracht ziehen bzw. sogar fordern. Die folgenden Aussagen spiegeln die am stärksten diskutierten Maßnahmen wider. Bitte schätzen Sie nachfolgend in den Fragen 4, 5 und 6 Maßnahmen jeweils für die Sektoren Mobilität, Strom und Wärme nach Ihrer persönlichen Zustimmung von 1 (stimme gar nicht zu) bis 10 (stimme vollkommen zu) ein.

Frage 4:

		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10									
13	Der ÖPNV soll grundsätzlich für alle Bürgerinnen und Bürger deutlich vergünstigt werden.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 5:

(Erinnerung: Zeithorizont es Projekts ist 2050)

Strom		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10									
24	Volatilitäten im Netz sollen durch einen verstärkten Netzausbau gelöst werden.	<input type="checkbox"/>									
25	Volatilitäten im Netz sollen durch die (Weiter-)Entwicklung und durch Zubau von Speichertechnologien gelöst werden.	<input type="checkbox"/>									
26	Demand Management soll genutzt werden, um Bedarfsschwankungen im Netz zu vermeiden.	<input type="checkbox"/>									

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Frage 8:

Sie haben ein fiktives Budget von 10 Milliarden Euro auf die drei Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Ihre Aufgabe ist es nun, die auf die drei Sektoren verteilten Finanzmittel jeweils auf die einzelnen vorgeschlagenen Maßnahmen zu verteilen.

Maßnahmen Strom		Budget Strom _____ €
37	Weiterer Ausbau des Stromnetzes in Deutschland sowie Ausbau von Windkraft	_____ €
38	Ausbau dezentraler Systeme mithilfe von Kraft-Wärme-Kopplungen, Biogasanlagen und Photovoltaik	_____ €
39	Entwicklung intelligenter Netze und Messsysteme; Strategien zur verbesserten Lastenverteilung und Energieeffizienz; weitere Erforschung von Speichertechnologien	_____ €
40	Sonstiges:	_____ €

Maßnahmen Mobilität		Budget Mobilität _____ €
41	Ausbau des ÖPNV in den Städten, vor allem aber im ländlichen Raum	_____ €
42	Ausbau von Carsharing, Management veränderter Nachfrage, Erarbeitung rechtlicher Grundlagen	_____ €
43	Flächendeckender Ausbau von Elektro-Mobilität, Ausbau benötigter Infrastruktur	_____ €
44	Förderung und Ausbau von Wasserstoff als alternatives Antriebskonzept	_____ €
45	Sonstiges:	_____ €

Energiesystemanalyse Baden-Württemberg

Maßnahmen Wärme		Budget Wärme _____ €
46	Sanierungen von öffentlichen Gebäuden; Zuschüsse für Unternehmen zur verstärkten Sanierung	_____ €
47	Anreizsysteme für Privatpersonen zum energieeffizienten Ausbau von Bestandsbauten, Einrichtung von Wärmepumpen	_____ €
48	Flächendeckender Ausbau des Fernwärmenetzes	_____ €
49	Sonstiges:	_____ €

Kompletter Diskussionsverlauf Delphi: Runde 1

Darstellung des Diskussionsverlaufs aller in der ersten Runde des Delphis diskutierten Items getrennt nach Items inklusive des Ergebnisses der Diskussion bzw. des Beschlusses in Bezug auf die folgende Runde in **fett** hervorgehoben:

Item A

„Windkraft ist eine elementare Säule der Energiewende; Windkraftanlagen sollen weiterhin verstärkt an allen geeigneten Standorten errichtet werden.“

Gründe für die Ablehnung:

- Es gehe nicht um eine generelle Ablehnung. Die Aussage sei keine wirkliche Maßnahme. Die Teilhabe der Bürger sollte eher gefördert werden, als einen generellen Ausbau zu fokussieren. Es gehe vielmehr um eine andere Priorisierung

Gründe für die Zustimmung:

- Windkraft ist die regenerative Quelle die am leichtesten zu ernten ist. Ausschöpfungsraten von 80 Prozent und mehr sind möglich. In Baden-Württemberg sind die Kosten zwar um ein Drittel höher als am Meer. Dennoch lohnen sich Windkraftanlagen auch da. Denn ohne Windkraft geht es nicht. Außerdem sollen nicht nur Landschaften im Norden verbaut/bebaut werden.

→ **Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.**

Item 1

„Smart-Meter sollen den Nutzern gezielt ökonomische Anreize aufzeigen, z. B. die finanziellen Unterschiede zwischen Tag- und Nachtstrom.“

Gründe für die Ablehnung:

- Bei Smart-Metern stellt sich die Frage, wo sich der Verbrauch und die ökonomischen Anreize ablesen ließen. Denn ihr Nutzen wird bezweifelt, wenn die Anreize nur direkt am Smart-Meter ablesbar sind. Dies wäre kein ausreichender Anreiz – es bräuchte zudem Signale an anderen Stellen.
- Das Verschiebungspotenzial des Einzelnen ist bei dieser Technologie beschränkt, weshalb die Frage aufkommt, ob monetäre Anreize überhaupt viel Einsparpotenzial bergen. Die de-facto -Wirksamkeit der Maßnahme wird relativ gering eingeschätzt. Zudem wird die Technologie (noch) nicht so genutzt, wie sie genutzt werden könnte.

Gründe für die Zustimmung:

- Der ökonomische Anreiz wird als sehr interessant eingeschätzt. Smart-Meter können helfen, durch monetäre Anreize mehr Akzeptanz im Strombereich zu schaffen.

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Deutschland ist mit dem flächendeckenden Einsatz von Smart-Metern noch im Hintertreffen. Bisher setzen auch erst einige Anbieter preisliche Unterschiede zwischen Tag-

und Nachtstrom um. Wäre dieser Unterschied größer, stiege auch die Wahrscheinlichkeit, dass Nutzer bzw. Verbraucher diese Technologie mehr nutzten und davon profitierten.

- Monetäre und ökonomische Anreize alleine sind nicht ausreichend. Es sollten zudem ökologische Anreize gesetzt werden (z. B. die Darstellung der Einsparungen als CO₂-Ausstoß). Für viele Haushalte ist nicht nur die Einsparung in kW/h interessant, sondern auch die Übersetzung in Komfortwerte. Entsprechend können die Werte mit konkreten Erfahrungen im Alltag verknüpft werden (z.B. die Übersetzung der Einsparung als Heizleistung).
- Smart-Meter sollten zudem auch in Verbindung mit Smart-Homes diskutiert werden.

➔ **Das Item wird um den Aspekt der Kundenfreundlichkeit erweitert; Das Item wird in die zweite Diskussionsrunde übernommen.**

Item 3

„Darstellungstechnologien sollen neben dem Verbrauchsfeedback weitere Informationen bereitstellen, um Nutzer optimal zu unterstützen, Strom effizient zu nutzen, z.B. durch Commitment-Optionen (freiwillige Selbstverpflichtung, energiesparende Aktivitäten umzusetzen) oder Reminder (Erinnerungsnachrichten)“

Grund für die Ablehnung:

- Manche Teilnehmer glauben nicht daran, dass so eine durchschlagende Wirkung erzielt werden kann. Aus der Forschung wisse man aber, dass der Vergleich mit anderen Haushalten funktioniert. So sollte die Frage umformuliert werden

Grund für die Zustimmung:

- Vergleichswerte seien notwendig. Diese ließen sich dann interpretieren. (Die Frage wurde hierbei wie oben gefordert interpretiert. Nach der Klärung bestand kein Dissens mehr).

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Durch Smart Meter können die Unternehmen mit den Kunden mehr Kontakt haben. Die Frequenz der Informationsübertragung könne so gesteigert werden (monatlich/wöchentlich). Allerdings dürfe die Frequenz des Austausches nicht zu intensiv werden. Das würde die Bürger abschrecken.
- Es wäre auch möglich mehr Informationen über die Verbraucher zu erhalten. Außerdem könnten Informationen zu einzelnen Items gezielt abgerufen werden (z.B. Infos zu bestimmten Geräten wie Kühlschrank etc.)

➔ **Das Item wird um Haushaltsvergleichswerte erweitert und in die zweite Diskussionsrunde übernommen.**

Item 5

„Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter, um somit vom Konsumenten zum Prosumenten zu werden.“

Gründe für die Ablehnung:

- Die Vision des Konsumentens als Prosument birgt Probleme. Denn wenn Konsumenten ungeplante und nicht angemeldete Schaltvorgänge ins Netz vornehmen, führt dies zu einem Kostenanstieg, der wiederum auf die Verbraucher umgelegt werden. Das Einschalten der Kunden als Prosumenten hat einen Einfluss auf den Netzbetreiber.

Gründe für die Zustimmung:

- Es lässt sich ein unumkehrbarer Trend feststellen, dass Kunden es wünschen, zum Prosumenten zu werden und ins Netz schalten zu können. Anstelle der Probleme und Anforderungen der (Netz-) Infrastruktur sollte die Visionen der Kunden im Vordergrund stehen.

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Wird der Kunde als Prosument aus individueller oder aus Systemperspektive betrachtet?
 - Neben dem Einschalten in das Stromnetz kann der Kunde auch als Prosument über die Verbindung mit dem Smart-Meter gedacht werden (d. h. als geschlossenes System im Haus, das nicht mit Netz verknüpft ist).
- ➔ **Die Frage wird aufgeteilt und umformuliert. Das Item wird in Fragen zu geschlossenen (Item 5) und mit dem Netz verbundenen (Item 61) Systemen aufgeteilt; Diese werden in der zweiten Diskussionsrunde getrennt voneinander abgefragt.**

Item 6

„Maßnahmen zur Energieeffizienz spielen als Wirtschaftsfaktor eine größer werdende Rolle. Positive Beschäftigungseffekte sollen stärker gefördert und kommuniziert werden“

Gründe für die Ablehnung:

- Was wären denn solche Maßnahmen und wie hängt das mit Beschäftigungseffekten zusammen? Hier sind sich einige Teilnehmer nicht ist, ob das sinnvoll ist. Sollte man diesen Vorteil so kommunizieren?

Teils/Teils:

- Zustimmung zu Teilaspekten in der Aussage, etwa, dass es positive Beschäftigungseffekte gibt. Es wird aber abgelehnt, dass dies weiter ohne Weiteres gefördert wird. Erst sollte überlegt werden, ob das überhaupt sinnvoll ist. Die positiven Beschäftigungseffekte seien schon vorhanden. Das Handwerk in diesem Bereich läuft gut. Ein weiteres eingreifen der Politik sei nicht notwendig;

Grund für die Zustimmung:

- Der Fokus sollte eher auf dem Kommunikationsaspekt liegen. Die Kommunikation ist bisher eher schlecht. Wenn man keinen Zwangsmaßnahmen will, sollte die Kommunikation verbessert werden. Für die Volkswirtschaft sei das ja positiv.

→ Der Aspekt zur Förderung wird aus der Frage gestrichen. Die gekürzte Frage wird in der zweiten Diskussionsrunde noch einmal zu Disposition gestellt.

Item 7

„Das aktuelle Arbeitsrecht soll reformiert werden und Arbeitnehmern bei der grundsätzlichen Eignung ihrer Tätigkeit ein Recht auf Heimarbeit zugesprochen werden.“

Gründe für die Ablehnung:

- Dieser Vorschlag wird keinen messbaren Effekt in den Einsparungen erzielen.

Gründe für die Zustimmung:

- Dieser Vorschlag kann im Bereich Mobilität zu Verbesserungen führen. Durch ein geringeres Verkehrsaufkommen und eine Entlastung der Spitzenzeiten käme es zu einer verbesserten Verkehrssituation für die Verkehrsteilnehmer.

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Der Vorschlag, die Heimarbeit als einklagbares Recht im Arbeitsrecht zu verankern, ist insgesamt kritisch gesehen, da so Arbeitgeber in ihren Handlungsmöglichkeiten beschnitten werden. Entsprechend wird Widerstand der Industrie gegen diesen Vorschlag befürchtet.
- Jedoch sollte die Heimarbeit erleichtert werden und (bürokratische) Hürden abgeschafft werden. Dadurch würde die Umsetzung der Heimarbeit für Arbeitnehmer und -Geber erleichtert werden.

→ Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.

Item 8

„Die Regierung soll die Möglichkeit der Eigenerzeugung durch Photovoltaik oder Blockheizkraftwerke weiter fördern, um somit Bürgerinnen und Bürgern „Motivationsfaktoren“ für die gesamte Energiewende anzubieten.“

Gründe für die Ablehnung:

- Es gäbe schon so viele Fördermaßnahmen. Diejenigen die hiervon profitieren würden, profitieren sowieso schon. Das führt zu einer Mehrfachförderung wobei die Gruppen die man erreichen will nicht erreicht werden. Insgesamt profitieren davon vor allem hohe Einkommen.
- Wenn zu viele Eigenerzeugung betreiben, wer finanziert dann die übrigen Maßnahmen (soziale Gerechtigkeit). Auf der finanziellen Seite gibt es hier bedenken.
- Der Bezug zu Energieeffizienz fehle.

Grund für die Zustimmung:

- Man solle weiter Motivationsfaktoren liefern. Diese müssen aber nicht zwingend finanziell sein.

- Die Kombination sei interessant. Es solle keine soziale Ungerechtigkeit gefördert werden, die Motivation selbst Energie zu erzeugen aber schon.

➔ **Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.**

Item 9

„In größeren Städten sollen Fahrspuren eingerichtet werden, die Carsharing-Autos sowie Autos mit mindestens drei Insassen vorbehalten sind.“

Gründe für die Ablehnung:

- Carsharing sollte nicht zusätzlich gefördert werden. Vielmehr sollte man an alternative Mobilitätskonzepte denken (z. B. Fahrradspuren etc.). Es ist zudem notwendig, Mobilität über das Auto hinaus zu denken, so wie es z. B. in Kopenhagen bereits umgesetzt wird.
- Der Vorschlag ist zudem nicht praktikabel: Die Straßen größerer Städte sind aktuell schon nicht breit genug, um Spuren für Busse, Autos, Fahrräder und Fußgänger parallel anzuordnen. Das Einrichten zusätzlicher Fahrspuren wäre entsprechend kaum möglich.

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Das Thema der Suffizienz kommt zu kurz: Heimarbeit ist dabei nur eine Lösung, es gibt aber auch andere Möglichkeiten der Suffizienz, wie z. B. eine Quadratmeter-Beschränkung des Wohnraums.
- Allerdings sollen Maßnahmen ohne Zwang auskommen und vielmehr gute Anreize setzen, sodass sie auch ohne Zwang funktionieren.

➔ **Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.**

Item 13

„Der ÖPNV soll grundsätzlich für alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos werden.“

Grund für die Ablehnung:

- Wenn man für Energieserviceleistungen nichts mehr bezahlen muss, dann sei der Anreiz Geld einzusparen ist nicht mehr da. Das könne zu Rebound-Effekten führen. Außerdem müssten dafür riesige Infrastrukturen geschaffen werden.

Grund für die Zustimmung:

- Der ÖPNV sollte auf jeden Fall viel günstiger werden, aber nicht kostenlos.

➔ **Das Item wird umformuliert. Anstelle der kostenlosen Nutzung wird eine deutliche Vergünstigung des ÖPNV in der zweiten Diskussionsrunde noch einmal abgefragt.**

Item 15

„Der Kauf von Elektroautos soll in den nächsten 10 Jahren noch stärker als bisher subventioniert werden.“

Gründe für die Ablehnung:

- Elektroautos stellen nicht die einzige Option dar, um Mobilität ökologischer zu gestalten.
- Auch unter einem sozialen Aspekt sind weitere Subventionen kritisch zu sehen, denn sie fördern diejenigen, die sich bereits ein Auto kaufen können.
- Weitere Förderungen resultieren zudem möglicherweise in einem Anreiz, neuere und größere Autos zu kaufen (Upgrading als negative Externalität).

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Die Bewertung der Frage ist schwierig, da die Frageitens zu Wasserstoff (19-20) gegenläufig zu denen der Elektromobilität (15-18) sind. Denn die Bundesregierung wird nicht mehrere unterschiedliche Mobilitätskonzepte parallel unterstützen können, da ein paralleler Aufbau mehrerer Infrastrukturen zu teuer ist und dies hohe Investitionen zu Lasten des Steuerzahlers bedeutet. Daher ist es problematisch, unterschiedliche Technologien miteinander zu diskutieren.
- Wasserstoff hat aktuell die bessere Infrastruktur. Zudem lässt sich anhand der aktuellen Infrastruktur eine vollständige E-Mobilität nicht bewerkstelligen (so ist bspw. die aktuelle Infrastruktur der Ladestationen dafür nicht ausreichend).
- Für die Entwicklung von Technologien sind die gegebenen Rahmenbedingungen von Bedeutung. Aktuell sind die Rahmenbedingungen für die Technologien jedoch nicht gleich. Die Rahmenbedingungen sollten jedoch für alle Technologien gleich sein, um einen ehrlichen Vergleich von Verbrennungsmotoren und alternativen Energieträgern zu gewährleisten. Wenn dies der Fall ist, sollte auch die Industrie ein Interesse an langfristigen Investitionen in z. B. Wasserstoff haben. Da es im Gegensatz zur Elektromobilität für die Investitionen in Wasserstofftechnologien keinen interessierten Akteur gibt, kann eigentlich nur der Staat diese Investitionen tragen. Würde die Elektromobilität aus Privathand investiert, wäre auch der Ausbau mehrerer Infrastrukturen für unterschiedliche Mobilitätskonzepte nicht ausgeschlossen.

➔ **Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt**

Items 21-23

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf EU-Ebene geregelt werden (21).“

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf bundesdeutscher Ebene geregelt werden (22).“

„Die Stromproduktion und -Versorgung soll auf regionaler Ebene geregelt werden (23).“

Offene Fragen/Unklarheiten:

- Auf welcher Ebene soll der Fokus liegen?
- Soll die Frage getrennt werden, hinsichtlich Stromerzeugung und -Übertragung?
- Wer hat die Oberhand in den Gesetzen?

Weitere Anmerkungen in der Diskussion:

- Das Prinzip der Subsidiarität sollte stärkere Berücksichtigung finden bei dieser Frage. Auf jeder Ebene wird das reguliert, was dort Sinn macht.

Anmerkung dazu: Wer entscheidet was Sinn macht?

➔ **Die Items werden in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.**

Items 24-26

„Volatilitäten im Netz sollen durch einen verstärkten Netzausbau gelöst werden.“ (24)

„Volatilitäten im Netz sollen durch die (Weiter-)Entwicklung und durch Zubau von Speichertechnologien gelöst werden.“ (25)

„Demand Management soll genutzt werden, um Bedarfsschwankungen im Netz zu vermeiden.“ (26)

Gründe für die Ablehnung:

- Prinzipiell besteht keine Ablehnung des Netzausbaus. Vielmehr werden die Items 24-26 als Einheit betrachtet: Angesichts der Herausforderungen braucht es keine singuläre Maßnahme, sondern eine sinnvolle Kombination der Maßnahmen. Zudem sollten die Maßnahmen auch je nach Situation Anwendung finden, da sie sich auch hinsichtlich ihrer Flexibilität unterscheiden.

➔ **Die Items werden in der zweiten Diskussionsrunde noch einmal abgefragt.**

Item 33

„Die Abnahme von Fernwärme soll in Baden-Württemberg auf Landes – statt auch kommunaler Ebene verbindlich sein und vorsehen, dass in Gebieten mit Fernwärmeversorgung diese verpflichten genutzt werden muss.“

Grund für die Ablehnung:

- Es ist nicht klar was der Effekt davon sein soll. Der Begriff „Verpflichten“ wird kritisch gesehen.

Grund für die Zustimmung:

- In einigen Bundesländern wird Fernwärme bereits auf Landesebene geregelt z.B. Nordrhein-Westfalen. Dort könne man nach 20 Jahren theoretisch aussteigen.

Weitere Anmerkungen:

- Wäre das auf kommunaler Ebene nicht besser aufgehoben? Das „Verpflichten“ sei notwendig, da sonst die benötigten Infrastrukturen auf Landesebene nicht gebaut werden würden.
- In manchen Städten gäbe es Probleme mit Akzeptanz von solchen Forderungen. Es fehle an Transparenz für die Konsumenten.

Fazit: Insgesamt spricht nichts dagegen Fernwärme. Der Begriff „Verbindlich“ sollte gestrichen werden.

→ Das Item wird in der zweiten Diskussionsrunde nicht mehr berücksichtigt.

Kompletter Diskussionsverlauf Delphi: Runde 2

Darstellung des Diskussionsverlaufs aller in der zweiten Runde des Delphis diskutierten Items getrennt nach Items inklusive des Ergebnisses der Diskussion bzw. des Beschlusses in Bezug auf die folgende Runde in **fett** hervorgehoben:

Item 5:

„Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter (geschlossenes Energiesystem des Hauses bleibt bestehen.)“

Offene Fragen/Unklarheiten:

- Was hat der Nutzer davon, wenn er nicht mehr in sein System eingreifen kann?
- Wie soll das funktionieren?

Anmerkungen in der Diskussion:

- Eigenerzeugung optimiert, würde weniger Strom aus dem Netz entnehmen. Da gilt sowohl für eine Inselösung als auch für autarke System.
- ➔ **Es wird hervorgehoben, dass eine Interaktion zwischen Verbraucher und Industrie vorhanden ist und daher eine Trennung nicht notwendig ist.**

Item 38:

„Ausbau dezentraler Systeme mithilfe von Kraft-Wärme-Kopplungen, Biogasanlagen und Photovoltaik.“

Anmerkungen in der Diskussion:

- Das seien Technologien die sowieso schon gefördert werden (Biogas, Photovoltaik). Auch Wärmekopplung ist auf dem Markt vorhanden
 - Ein Problem bestehe darin, wenn die Technologien zusammen behandelt werden. Man müsse weiter differenzieren. Photovoltaik braucht keine weitere Förderung, die anderen Technologien dagegen eher.
- ➔ **Die Technologien müssen getrennt voneinander behandelt werden. Photovoltaik braucht keine weitere Förderung. Bei Biogas sollten nur bestehende Anlagen gefördert werden. Bei dem Netzausbau braucht es Einigung auf europäischer Ebene.**

Maßnahme 44

„Förderung und Ausbau von Wasserstoff als alternatives Antriebskonzept“

- Aktuell ist noch offen, in welche Richtung sich die Technik und der Umgang mit Wasserstoff entwickelt. Es wird weitere Förderungen brauchen, damit Wasserstoff bis 2050 genutzt werden kann. Jedoch ist noch unsicher, mit welchen Technologien begonnen wird.

- Die Förderung von Wasserstoff und von damit verbundenen Konzepten wie Power-to-Gas geht in verschiedene Bereiche über. Fördert man Wasserstofftechnologien nicht unter dem Mobilitätsaspekt, kann man sie unter Strom- und Wärmeaspekten fördern. Zudem geht dies mit einer Förderung der Stromspeicher einher.
- Konzepte wie Power-to-X lassen sich erst dann umsetzen, wenn eine nachhaltige Energieversorgung gesichert ist.
- ➔ **Aspekte der Entstehung von Mobilität sowie ihrer strukturellen und kulturellen Hintergründe dürfen nicht aus dem Fokus geraten. Diese unterschiedlichen Aspekte beeinflussen das Mobilitätsverhalten, weshalb Mobilität nicht nur unter dem Aspekt des Mobilitätsträgers, sondern auch über Fragen der Antriebstechnologie hinaus betrachtet werden sollten.**
- ➔ **Bei den behandelten Problematiken handelt es sich nicht nur um CO₂-, sondern auch um Flächenprobleme. Häufig sind z. B. Stadtviertel durch Monostrukturen gekennzeichnet (Wohn- vs. Arbeitsviertel) und Urlaubskonzepte mit sozialen Konventionen verbunden (strukturelle und kulturelle Hintergründe der Mobilität). Mögliche Lösungen für diese Problematiken wären beispielsweise das Aufheben der funktionalen Trennungen von Stadtvierteln, das Stärken der Heimarbeit oder aber die Kreation neuer Tourismuskonzepte.**

Item 48

„Flächendeckender Ausbau des Fernwärmenetzes“

Offene Fragen/Unklarheiten:

- Einigen Teilnehmern war unklar, ob darin Forschungsförderung einschließt.
- Es sei unklar welche Effekte das haben wird. Schließt es dann andere Konzepte aus oder ist es komplementär?
- ➔ **Es besteht Einigkeit, die Aussage „flächendeckend“ zu streichen, außer es handelt sich um Förderung von Forschung.**

Item 61

„Nutzer sollen weitere Optionen individuell aktivieren können, z.B. die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern mit ihrem Smart Meter (echte Interaktion mit dem Netz).“

[Erste Diskussion des Items, da es erst in Runde 1 gemeinsam formuliert wurde]

- ➔ **Es treten keine Differenzen auf. Der Stellenwert des Austausches zwischen Verbrauchern und Versorgern wird noch einmal hervorgehoben.**

Literaturverzeichnis

ZSW (Kapitel 2)

AGEE-Stat. (2017, Dezember). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Dezember 2017. Abgerufen 17. Januar 2018, von http://www.erneuerbarenergien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

Agora. (2017, April). Neue Preismodelle für Energie - Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Abgerufen 15. September 2017, von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf

Agora Energiewende. (2014a). *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*. Agora Energiewende.

Agora Energiewende. (2014b). *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz* (Berlin). Abgerufen von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energie-wende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf

Albrecht, U., Altmann, M., Michalski, J., Raksha, T., & Weindorf, W. (2013). *Analyse der Kosten erneuerbarer Gase eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH*. Bochum. Abgerufen von http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf

Anderlohr, T., & Graßmann, A. (2014). *Flexibilisierung der Betriebsweise von Heizkraftwerken durch Wärmespeicher und Elektrokessel*. Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden: enpro systems GmbH.

Appelhans, K., Exner, S., & Prof. Dr. Bracke, R. (2014). *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum: Internationales GeothermieZentrum Bochum.

Arbach, S., Gerlach, A.-K., Kühn, P., & Pfaffel, S. (2013). *Entwicklung der Windenergie in Deutschland: Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen*. Abgerufen von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Kurzstudie_Entwicklung_der_Windenergie_in_Deutschland_web.pdf

ASUE. (2015). *Gasmotorenwärmepumpen in Industrie und Gewerbe*. Berlin: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.

Bailera, M., Lisbona, P., Luis, M., & Espatolero, S. (2016). *Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂*. Zaragoza, Spain. Abgerufen von https://ac.els-cdn.com/S1364032116307833/1-s2.0-S1364032116307833-main.pdf?_tid=26a6b30a-f46f-11e7-a34e-00000aab0f02&acd-nat=1515414569_008c7be3ad007e7b8758adcc5418f6d5

BDEW. (2015). *Energie-Info: Wärmemarkt II - Technologiebeschreibungen*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW. (2017). *Redispatch in Deutschland - Auswertung der Transparenzdaten*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BEE, BWP, HEA, VdZ, ZVEH, ZVEI, & ZVSHK. (2011). *Positionspapier Smart Grid: Der Beitrag der Wärmepumpe zum Lastmanagement in intelligenten Stromnetzen*. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE), Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., VdZ - Forum für Energieeffizienz in der Gebäudetechnik e.V., Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V., Zentralverband Sanitär Heizung Klima (ZVSHK). Abgerufen von https://www.solarserver.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapier_SmartGrid_110131_FINAL.PDF

Bernd Rech, Andreas Bett, Bruno Burger, Christoph Brabec, Rolf Brendel, Oliver Führer, ... Berit Erlach. (2016). *Photovoltaik - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Abgerufen von <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2291.2885>

Biedermann, F., & Kolb, M. (2014). *Faktenblatt Power to Heat*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

BINE Informationsdienst. (2013). *Seismische Messungen an potenziellen Geothermiestandorten*.

bizz energy. (2018, Januar). *Industrie fürchtet Nachteil für grünen Wasserstoff*. Abgerufen 22. Januar 2018, von http://bizz-energy.com/industrie_fuerchtet_benachteiligung_von_gruenem_wasserstoff

BNetzA. (2017). *EnLAG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem dritten Quartal 2017*. Bonn: Bundesnetzagentur.

Boedt, G. (2017). *Latest full year in PATSTAT - EPO - Discussion forums*. Abgerufen 22. Januar 2018, von <https://forums.epo.org/latest-full-year-in-patstat-7117>

Bönnemann, C. et al. (2010). *Das seismische Ereignis bei Landau vom 15. August 2009*. Hannover.

Brinner, A., Schmidt, M., Schwarz, S., Wagener, L., & Zuberbühler, U. (2017). *Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. In Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Abgerufen von https://www.energieforschung.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/605D009641847D39E0539A695E8689BE/live/document/4.1_Power-to-gas__Wasserstoff_.pdf

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). (2016). *Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe - als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU*. Berlin. Abgerufen von http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur (BNetzA). (2017a). EEG in Zahlen 2016. Abgerufen 26. Januar 2018, von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html;jsessionid=D5245FE485D7A9C7353C4598B8F38B04#doc404532bodyText2

Bundesnetzagentur (BNetzA). (2017b, November 7). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und Veröffentlichung zum Zu- und Rückbau - Stand: 07.11 2017. Abgerufen 20. Dezember 2017, von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesregierung. (2018). *Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. Berlin. Abgerufen von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf;jses-sio-nid=244E075999607DC592FDEE83A307356C.s4t2?__blob=publicationFile&v=1

Bundesverband Geothermie. (2017). *Liste der tiefen Geothermieprojekte in Deutschland 2017*.

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2017). Zahlen & Daten - Anteil Wärmepumpen im Neubau 2016 im Bundesvergleich. Abgerufen 11. Dezember 2017, von <https://www.waermpumpe.de/presse/zahlen-daten/>

Bundesverband WindEnergie (BWE). (2015, November 23). Enercon kündigt neue Schwachwind-Spezialisten an. Abgerufen 12. April 2017, von <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/enercon-kuendigt-neue-schwachwind-spezialisten-an/>

Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., & Weindorf, W. (2011). *EE zu H2 –Integration von erneuerbaren Energien und H2-Elektrolyse in Deutschland und Baden-Württemberg. Studie der LBST für die Energie Baden-Württemberg (EnBW)*.

Business Insider. (2015). The clever way Google X wants to bring clean energy to the masses. Abgerufen 23. Januar 2018, von <http://www.businessinsider.com/google-x-wants-to-revolutionize-wind-energy-with-makani-power-2015-8>

Clauser, C., & Elsner, P. (2015). *Geothermische Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Energiesysteme der Zukunft). Abgerufen von http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Geothermische_Kraftwerke.pdf

Connolly, D., Mathiesen, B. V., Ostergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Lund, H., ... Trier, D. (2012). *Heat Roadmap Europe 2050 - Study for the EU17*. Aalborg University, Halmstad University, PlanEnergi.

Daimler Batterie-Technologie: Aus dem Auto ans Netz. (2015, Juni 3). Abgerufen 18. August 2017, von <https://www.mercedes-benz.com/de/mercedes-benz/innovation/daimler-batterie-technologie-aus-dem-auto-ans-netz/>

Daldrup, J. (2015). *Daldrup & Söhne AG IGC Forum 2015*. Offenburg.

Danish Energy Agency and Energinet.dk. (2012). *Technology Data for Energy Plants*. Danish Energy Agency and Energinet.dk.

DBFZ. (2014). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Vorhaben IIa Stromerzeugung aus Biomasse*.

DBFZ. (2015). *Focus on Bioenergie-Technologien*. Leipzig.

Deutsche Bank. (2016). *Lithium Report May 2016*. Abgerufen von <http://resources-wire.com/wp-content/uploads/2016/05/Lithium-Report-May-2016.pdf>

Deutsche Energie-Agentur (dena). (2017). Strategieplattform Power-to-Gas: Pilotprojekte im Überblick. Abgerufen von http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1

Deutscher Bundestag. (2017). *Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV* (No. Drucksache 18/11283). Abgerufen von <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/112/1811283.pdf>

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. (2016). HY4 Emissionsfreie Passagierflüge. Abgerufen 19. Dezember 2017, von http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/esi/DLR_Hy4_Broschure_DEUTSCH_ONLINE_191115.pdf

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, & KBB Underground Technologies

GmbH. (2014). *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff -Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. Stuttgart.

Dotzauer, M. (2016, Oktober). *Bestimmende Faktoren für die Lebensdauer von Bioenergieanlagen und daraus resultierende Perspektiven*. Berlin. Abgerufen von http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/10/stiftung_umwelt-energierecht_vortrag_2016_10_25_biomasseanlagen_dotzauer.pdf

Dr. Martin Pehnt, M. Nast, C. Götz, & S. Blömer. (2017). *Wärmenetze-4.0 Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“*. Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln. Abgerufen von <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>

DVGW. (2017, September). Eine Übersicht der Power-to-gas-Projekte in Deutschland. Abgerufen 4. Januar 2018, von <https://www.dvgw.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=12525&token=ba73a8d9252e50df4e695d61ccb1601ec5d32b53>

DWD. (2017). *Wie entsteht eine Wettervorhersage?* Offenbach. Abgerufen von https://www.dwd.de/SharedDocs/broschueren/DE/presse/wettervorhersage_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=8

DWD. (2018). *Wettervorhersage - Numerische Modellierung - Verifikation*. Abgerufen 23. Januar 2018, von https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/05_verifikation/verifikation_node.html

Elcore. (2017). *Herstellerdaten*. Abgerufen von <http://www.elcore.com/#grunddaten>

Elsner, P., & Sauer, U. (2015). *Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Energiesysteme der Zukunft). Abgerufen von http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf

e-mobil BW GmbH, Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Cluster Brennstoffzelle BW, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, & Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg. (2016). *Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg - Rahmenbedingungen und Perspektiven*. Abgerufen von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Re-sources/documents/2015/DLR_Stuttgart_2016_Studie-Kommerzialisierung-Wasserstofftechnologie-BW.pdf

EnBW. (2017, Oktober 11). *EnBW ordnet Priorität bei Speicherprojekten neu: Das Pumpspeicherprojekt Atdorf wird nicht weiterverfolgt*. Abgerufen 17. Oktober 2017, von /unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_170304.html

EnBW. (o. J.). Pumpspeicherkraftwerk Forbach - Projektvorstellung - EnBW AG. Abgerufen 17. Juni 2017, von <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energie-erzeugung/neubau-und-projekte/pumpspeicherkraftwerk-forbach/index.html>

Enercon. (o. J.). ENERCON PartnerKonzept. Abgerufen 18. April 2017, von <http://www.enercon.de/service/>

Energetische Gesellschaft im VDE. (2015). Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Abgerufen von <https://www.vde.com/resource/blob/984864/69ba4db4ce6da42a64b33d02e1d51862/ppp-batteriespeicher-studie-data.pdf>

Energiewirtschaftliche Tagesfragen. (2017, Juli). Primärregelleistung aus Chlor-Alkali-Elektrolyse. Abgerufen 21. Dezember 2017, von <http://www.et-energie-online.de/Aktuelles/Meldungen/tabid/68/Year/2017/Month/7/NewsModule/419/NewsId/3252/Primarregelleistung-aus-ChlorAlkaliElektrolyse.aspx>

e.on. (2015). *Erfahrungen_und Anwendungsmoeglichkeiten für E-Kessel in BHKW. Dialogplattform Power to heat*. Goslar: e.on.

ETH Zürich. (2017). Meteo Schweiz & EKT Energie AG – Meteo- und Stromprognosen. Abgerufen 23. Januar 2018, von <http://www.alumni.ethz.ch/news-und-medien/news/2017/07/meteo-schweiz--ekt-energie-ag--meteo--und-stromprognosen.html>

EuPD Research. (2017a). Heimische Anbieter dominieren wachsenden deutschen Markt für Solarspeicher. Abgerufen 22. Januar 2018, von <https://www.eupd-research.com/startseite/detail-ansicht/heimische-anbieter-dominieren-wachsenden-deutschen-markt-fuer-solarspeicher/>

EuPD Research. (2017b, Mai). Deutsche Anbieter behaupten Führungsposition im deutschen und europäischen Markt für Solarspeicher. Abgerufen 22. Januar 2018, von <https://www.eupd-research.com/startseite/detail-ansicht/deutsche-anbieter-behaupten-fuehrungsposition-im-deutschen-und-europaeischen-markt-fuer-solarspeiche/>

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2016). *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. Abgerufen von http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf

Fedscoop. (2015). Watson for wattage? IBM improves solar, wind power forecasts. Abgerufen 23. Januar 2018, von <https://www.fedscoop.com/ibm-solar-forecasts-department-of-energy/>

FFÖ-VO vom 7. März 2017. (2017). Verordnung der Landesregierung zur Öffnung der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Freiflächenöffnungsverordnung – FFÖ-VO). *BW GBl Nr. 6/2017*, 129.

Figgenger, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Tepe, B., Ebbert, M., ... Sauer, D. U. (2017). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017*. Aachen: ISEA RWTH Aachen. Abgerufen von http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf

Fleckl, T., Wilk, V., Windholz, B., & Hartl, M. (2015). *Techno-ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwasserwärmepumpen in FW-Netzen*. Austrian Institute of Technology.

Fleer, Zurmühlen, Badedda, Stenzel, Hake, & Sauer. (2016). Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve. Abgerufen von http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2016/preprint_04_2016.pdf?__blob=publicationFile

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016). Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Abgerufen von https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf

Fortune. (2016). How Data And Machine Learning Are Changing The Solar Industry. Abgerufen 23. Januar 2018, von <http://fortune.com/2016/09/14/data-machine-learning-solar/>

Fraunhofer ISE. (2015, Februar). Current and Future Cost of Photovoltaics. (Agora Energiewende, Hrsg.). Abgerufen von <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-current-and-future-cost-of-photovoltaics-long-term-scenarios-for-market-development-system-prices-and-lcoe-of-utility-scale-pv-systems.html>

Fraunhofer ISI. (2015). Produkt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030. Abgerufen von <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/PRM-ESEM.pdf>

Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, & TEP Energy GmbH. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen*. Abgerufen von http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale-ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6

FRIATEC. (2016, September 19). Bei FRIATEC entsteht das erste Brennstoffzellenkraftwerk der Megawatt-Klasse in Europa. Abgerufen 19. Dezember 2017, von https://www.friatec.de/content/friatec/de/Allgemeines/News/index.html?lan_given_content=friatec/gen/news/de/dmethods/News290/

Fruergaard, W. (2017, Januar 26). World's most powerful wind turbine once again smashes 24 hour power generation record as 9 MW wind turbine is launched. Abgerufen 2. Mai 2017, von <http://www.mhivestasoffshore.com/new-24-hour-record/>

Fuchs, G., Lutz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. U. (2012, September). Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität - Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Abgerufen 3. Januar 2018, von http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf

FZI, & Fraunhofer IAO. (2014). *Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Geschäftsmodelle und IKT-basierte Dienstleistungen für Elektromobilität“*. FZI Forschungszentrum Informatik und Fraunhofer IAO - Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation.

Gäbler, W., & Lechner, S. (2013). *POWER to HEAT: Projekt Wärmespeicher Forst-Lausitz*. Stadwerke Forst GmbH.

Garrigle, E. V. M., & Leahy, P. G. (2013). The value of accuracy in wind energy forecasts. In *2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering* (S. 529–533). <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2013.6549572>

Gerhardt, N. (2017). Erneuerbare Energien zur Dekarbonisierung des Verkehrs - Bedarf und Kosten in der Gesamtbetrachtung. Gehalten auf der Berliner Energietage 2017. Abgerufen von https://www.energietage.de/fileadmin/user_upload/2017/Vortraege/206_02_Gerhardt_EE_zur_Dekarbonisierung_des_Verkehrs.pdf

Görner, K., & Lindenberger, D. (2015a). *Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen*. Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System.

Görner, K., & Lindenberger, D. (2015b). *Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen - Vorprojekt*. GWI, EWI. Abgerufen von https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Virtuelles_Institut_Strom_zu_Gas_und_Waerme_Anlage_Steckbriefsammlung.pdf

Götze, T. (2017, November). *Die AUDI-e-gas-Anlage in Werlte ein P2G-Projekt am Standort einer Biogasanlage*. Hannover. Abgerufen von https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/NET/2017/Vortrag/2017-11-08_G%C3%B6tze_EWE_NETZ_Werlte_NEU.pdf

Handelsblatt. (2018, Januar). Alternativen zur Diesel-Lok: Die Wasserstoff-Revolution in der Provinz. Abgerufen 11. Januar 2018, von <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/alternativen-zur-diesel-lok-die-wasserstoff-revolution-in-der-provinz/20805520.html>

Heilbronner Stimme. (2017, Februar 3). Bosch und EnBW entwickeln Stromspeicher. Abgerufen 1. Dezember 2017, von <http://www.stimme.de/archiv/region-hn/Bosch-und-EnBW-entwickeln-Stromspeicher;art16305,3789742>

Henning, H.-M., & Palzer, A. (2015). *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Henning, H.-M., & Sauer, D. U. (2015). *Energiesysteme der Zukunft - Demand-Side-Management im Wärmemarkt „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* XXX (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). Freiburg, Aachen.

Hobohm, J., Krampe, L., Peter, F., Gerken, A., Heinrich, P., & Richter, M. (2013). *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*. Berlin: Fichtner/Prognos. Abgerufen von http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/SOW_Download%7CLang-fassungderStudie_Kostensenkungspotenziale_Offshore-Windenergie.pdf

IBM. (2015, April 11). How to Uncover the Insights Beneath the Surface of Your Data. Abgerufen 23. Januar 2018, von <https://www.ibm.com/communities/analytics/watson-analytics-blog/watson-analytics-use-case-renewable-energy-and-the-impact-of-weather-forecasts/>

Informationsportal tiefe Geothermie. (2017, November 23). Keine UVP für Projekt in Neuried - Daldrup will Projekt zügig umsetzen. Abgerufen 12. Dezember 2017, von <http://www.tiefe-geothermie.de/news/keine-uvp-fuer-projekt-in-neuried-daldrup-will-projekt-zuegig-umsetzen>

Initiative Brennstoffzelle. (2016). *Geräteangebot - Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung*. Allendorf.

Initiative Brennstoffzelle. (2017, Oktober 26). Fortschritte bei Brennstoffzellen-Heizgeräten. Abgerufen 19. Dezember 2017, von <http://www.ibz-info.de/presse/21>

International Energy Agency (IEA), & Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD). (2000). *Experience curves for energy technology policy*. Paris.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). (2016, Juli 7). Stadtwerke Ulm kippen Pläne für Pumpspeicher-Kraftwerk. Abgerufen 17. Juni 2017, von <http://www.iwr.de/news.php?id=31616>

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). (2017). IWR-Windetragsindex Regionen. Abgerufen 22. Dezember 2017, von <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>

IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. Abgerufen von http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

ITRPV, & VDMA. (2017). *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)*. Abgerufen von <http://itrpv.net/Reports/Downloads/>

Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates: Photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978–989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>

Kairies, K.-P., Haberschusz, D., Magnor, D., Leuthold, M., Badeda, J., & Sauer, D. U. (2015). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher: Jahresbericht 2015*. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen.

Kairies, K.-P., Haberschusz, D., von Ouwerkerk, J., Strebel, J., Wessels, O., Magnor, D., ... Sauer, D. U. (2016). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016*. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen. Abgerufen von http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf

Kaltschmitt, M. (2014). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie*. Abgerufen von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-2b.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Kelm, T., Schmidt, M., Taumann, M., Püttner, A., Jachmann, H., Capota, M., ... Sporer, K. (2014). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie*. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

KfW. (2017). *Merkblatt KfW Zuschuss 433: Energieeffizient Bauen und Sanieren - Zuschuss Brennstoffzelle*. Abgerufen von [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.pdf)

Kiefer, K., Dirnberger, D., Müller, B., Heydenreich, W., & Kröger-Vodde, A. (2010). A Degradation Analysis of PV Power Plants. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.26>

Kirkerud, J. G., Tromborg, E., & Bolkesjo, T. F. (2016). Impacts of electricity grid tariffs on flexible use of electricity to heat generation. *Elsevier Energy*, (115), 1679–1687.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K., & Pape, C. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Abgerufen von <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3997.pdf>

Koch, M., Sperr, A., Thamm, H., Weinmann, V., Tippelt, E., Höfener, S., & Rummeni, J. (2016). *BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V.

Kretzschmar, J. (2017). *Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch)*. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Abgerufen von https://www.energieforschung.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/605D039D0E540151E0539A695E864E6F/live/document/4.2b_Power-to-gas__Methanisierung_biologisch_.pdf

Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). (o. J.). Potenzialanalyse Dachflächen. Abgerufen 26. April 2017, von <http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225508/>

Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz (LUBW), & Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. (2017). *Energieatlas Baden-Württemberg*.

Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). (o. J.). Potenzialanalyse Freiflächen. Abgerufen 26. April 2017, von <http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225514/>

Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). (2017, 2018). *Energieatlas BW - Erweitertes Daten- und Kartenangebot*. Abgerufen 23. August 2017, von <http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/>

Landesregierung Baden-Württemberg. (2016). *Koalitionsvertrag zwischen Bündnis 90/Die Grünen Baden-Württemberg und der CDU Baden-Württemberg 2016-2021*. Abgerufen von https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/160509_Koalitionsvertrag_B-W_2016-2021_final.PDF

Landtag Rheinland-Pfalz. (2016). *Drucksache 16/6040: Kleine Anfrage Seismische Ereignisse bei Landau/Insheim I*.

Leipziger Institut für Energie, & Energy Brainpool. (2016). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021*. Leipzig. Abgerufen von https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/20161006_Abschlussbericht_EE_IE_Leipzig.pdf

Lenzi, V., Ulbig, A., & Andersson, G. (2013). Impacts of forecast accuracy on grid integration of renewable energy sources. In *2013 IEEE Grenoble Conference* (S. 1–6). <https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652486>

Liebner, W., Quandt, K. H., Reimert, R., Streicher, R., & Wallis, E. (o. J.). *Weiterentwicklung von Verfahrensführung und Technologie der Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse: HOT ELLY Phase IIb*. Frankfurt am Main.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., & Ziesing, H.-J. (2016). *Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015*. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen von http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). (2017). Hydrogen Refuelling Stations Worldwide. Abgerufen 22. Dezember 2017, von <https://www.netinform.de/H2/H2Stations/H2Stations.aspx?Continent=AS&StationID=-1>

Lüers, S., & Rehfeldt, K. (2016). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2015*. Varel: Deutsche WindGuard. Abgerufen von http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/6863a8d0ae295aaa0e5e72419395edaf220dc1d0/Factsheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-Jahr-2015.pdf

Lütkehus, I., Salecker, H., & Adlunger, K. (2013). *Potenzial der Windenergie an Land*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf

Marwitz, S., Klobasa, M., & Wietschel, M. (2016). *Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).

Meyer, J.-P. (2016, Juli 22). Enerstorage kritisiert geplante Power-to-Heat-Förderung. Abgerufen 22. August 2016, von <http://www.sonnewindwaerme.de/panorama/enerstorage-kritisiert-geplante-power-to-heat-foerderung>

Miara, M., Günther, D., Kramer, T., Oltersdorf, T., & Wapler, J. (2011). *Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Michael Fuhs. (2017, November 23). Ein gutes Jahr. Abgerufen 12. Dezember 2017, von <https://www.pv-magazine.de/2017/11/23/ein-gutes-jahr/>

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. (2014). *Windatlas Baden-Württemberg*. Abgerufen von https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Windatlas.pdf

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. (2018). Regionale PV-Netzwerke. Abgerufen 21. März 2018, von <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerdermoeglichkeiten/re-gionale-pv-netzwerke/>

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, & Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). (o. J.). *Energieatlas BW - Ermitteltes Wasserkraftpotenzial*. Abgerufen 27. Februar 2017, von <http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/selector/index.xhtml>; jsessionid=F65C1B68202391A074EEE924B0384B08

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Tobias Kelm, & Anna-Lena Fuchs. (2017). *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2016*. Stuttgart. Abgerufen von <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikation/did/erneuerbare->

energien-in-baden-wuerttemberg-2016/?tx_rsmbwpublications_pi3%5Bministries%5D=4&cHash=b217f35483807f3f3079169a4eb1553d

Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg. (2014, September 24). Minister Hermann unterzeichnet Absichtserklärung mit Alstom über Einsatz von Brennstoffzellen-Schienenfahrzeugen. Abgerufen 19. Dezember 2017, von <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/ministerium/presse/pressemitteilung/pid/alstom-unterzeichnet-erste-absichtserklaerungen-ueber-den-einsatzvon-neuen-emissionsfreien-schien/>

Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg. (2016, November 18). Erster Zug mit Brennstoffzellen- oder Batterieantrieb in Baden-Württemberg soll im Ortenaukreis fahren. Abgerufen 19. Dezember 2017, von <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/ministerium/presse/pressemitteilung/pid/erster-zug-mit-brennstoffzellen-oder-batterieantrieb-in-baden-wuerttemberg-soll-im-ortenaukreis-fah/>

Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg. (2018). Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg. Abgerufen 21. März 2018, von <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/verkehrspolitik/zukunftskonzepte/strategiedialog-automobilwirtschaft/>

Molly, J. P. (2011). Leistungsinstitution bei Windturbinen: Was ist richtig? *DEWI Magazin*, (38), 49–57.

Molly, J. P. (2012). Auslegung von Windturbinen und Speicher: Eine Frage der Systemoptimierung. *DEWI Magazin*, (40), 23–29.

Molly, J. P. (2014a). Energieerträge schnell abschätzen. *DEWI Magazin*, (44), 6–9.

Molly, J. P. (2014b). Neu Leistungsauslegung von Windturbinen. *DEWI Magazin*, (44), 32–34.

Müller, M., Friedrich, A., van de Krol, R., Hebling, C., Groß, B., Schmid, A., & Brinner, A. (2016). *F&E Perspektiven der Wasserstoff-Technologien*. Abgerufen von http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2016/th2016_06_02.pdf

MVV, Netrion, Universität Stuttgart, & adstec. (2016). Abschlussbericht Strombank. Abgerufen von https://www.mvv.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/Strombank_Abschlussbericht_2016.pdf

Nabe, D. C., Hasche, B., Offermann, M., Papaefthymiou, D. G., Seefeldt, F., Thamling, N., & Dziomba, H. (2011). *Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien* (BMW Vorhaben Nr. 50/10). Ecofys Germany GmbH und Prognos AG.

Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). (2015). *Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland, Statusbericht und Handlungsempfehlungen*, AG3- Ladeinfrastruktur und Netzintegration. Berlin.

Naturspeicher GmbH. (2016). *Der Naturstromspeicher - Wir speichern Strom mit Wasser*. Ulm. Abgerufen von http://www.naturspeicher.de/we-dokumente/pdf/de/Broschuere_Naturstrom_DE.pdf?m=1475148220

N-ERGIE. (2015, Juli 27). Erstmals Primärregelleistung durch privat genutzte Schwarm-Stromspeicher. Abgerufen 12. Dezember 2017, von http://www.press-n-relations.com/uploads/tt_news/SWARM_Praequalifikation.pdf

Nordex. (o. J.). Windenergieanlagen. Abgerufen 18. April 2017, von <http://www.nordex-online.com/de/produkte-service/windenergieanlagen.html>

NPE. (2016). *Roadmap integrierte Zell- und Batterieproduktion Deutschland*. Berlin: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE).

online, heise. (2017, Oktober 24). E-Auto-Batterien: Daimler-Ersatzteillager geht als Stromspeicher ans Netz. Abgerufen 12. Dezember 2017, von <https://www.heise.de/newsticker/meldung/E-Auto-Batterien-Daimler-Ersatzteillager-geht-als-Stromspeicher-ans-Netz-3868782.html>

Ørsted. (2018). Bioenergy & Thermal Power - CO₂ - neutral energy production. Abgerufen 24. Januar 2018, von <https://orsted.com/en/Our-business/Bioenergy-and-Thermal-Power>

Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Drees, T., & Sailer, F. (2014). *Roadmap Speicher Speicherbedarf in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*. Kassel. Abgerufen von http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.I-WES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf

Philipps, S. P., Bett, A. W., Rau, B., & Schlatmann, R. (2017). *Technologiebericht 1.3 Photovoltaik*. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Abgerufen von https://www.energieforschung.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/605CC0EDCB7A2DE9E0539A695E86C59F/current/document/1.3_Photo-voltaik.pdf

photovoltaik. (2017, September 29). Basel plant Solarpflicht. Abgerufen 12. Dezember 2017, von <https://www.photovoltaik.eu/article-785948-30021/basel-plant-solarpflicht-.html>

Prognos. (2017). *Offshore-Windenergie: Technische Entwicklung und Kostensituation, Kurzpapier zum Workshop am 18. Mai 2017*. Berlin.

PTKA. (2018). *Fördergrundsätze Regionale PV-Netzwerke*. Karlsruhe. Abgerufen von https://www.ptka.kit.edu/downloads/ptka-bwp/regionale_pv-netzwerke.pdf

Puchta, M., & Dabrowski, T. (2017). *Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium*

für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Abgerufen von https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605CF65C655B6FEDE0539A695E86FEA0/live/document/3.3a_Energiespeicher__elektrisch_und_elektro-chemisch_.pdf

Russ, C., Miara, M., Platt, M., Günther, D., Kramer, T., Dittmer, H., ... Kurz, C. (2010). *Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Salecker, H., & Lütkehus, I. (2014). *Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potenzial der Windenergie an Land - Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse auf Grundlage der UBA-Studie „Potenzial der Windenergie an Land“*. Umweltbundesamt. Abgerufen von https://www.umweltbundesamt.de/sites/de-fault/files/medien/378/publikationen/texte_73_2014_sensitivitaetsanalyse_0.pdf

Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH. (2017). GrInHy: Green Industrial Hydrogen. Abgerufen 20. Dezember 2017, von <http://www.green-industrial-hydrogen.com/home/>

Sandra Enkhart. (2017, September 12). Ampard und e2m vermarkten Primärregelleistung aus Photovoltaik-Heimspeichern in Deutschland. Abgerufen 14. Dezember 2017, von <https://www.pv-magazine.de/2017/09/12/ampard-und-e2m-vermarkten-primarregelleistung-aus-photovoltaik-heimspeichern-in-deutschland/>

Schmidt, M., Schwarz, S., Stürmer, B., Wagener, L., & Zuberbühler, U. (2017). *Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)*. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Abgerufen von https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605D028764C17F48E0539A695E86304B/live/document/4.2a_Power-to-gas__Methanisierung_chemisch-katalytisch.pdf

Schwarz, S., Calnan, S., Dittmeyer, R., Friedrich, Harnisch, F., Hebling, C., ... Zuberbühler, U. (2017, November). *Power-to-X - Technologien für Übermorgen?* Abgerufen von http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2017-1/th2017_13.pdf

Sehnke, F., Kaifel, A., Lorenz, E., Deissenroth, M., Dobschinski, J., & Klann, U. (2016). Bedeutung von Prognosen für die Energiewende. *Forschung für die Energiewende - Die Gestaltung des Energiesystems, Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2016*, 41–46.

Siemens. (2017, April 13). Siemens liefert Batteriespeicher an Stadtwerke Schwäbisch Hall. Abgerufen 17. Oktober 2017, von <https://www.siemens.com/press/pool/de/presse-mitteilungen/2017/energymanagement/PR2017040264EMDE.pdf>

Smart, G., Smith, A., Warner, E., Bakken, I., Prinsen, B., & Lacal-Aránegui, R. (2016). *IEA Wind Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation*. Abgerufen von https://www.iea-wind.org/task_26_public/PDF/062216/Offshore%20Wind%20Farm%20Baseline%20Documentation.pdf

Stadt Freiburg. (2017, Oktober 24). Dein Dach kann mehr! Abgerufen 20. Dezember 2017, von <http://www.freiburg.de/pb/,Lde/1071692.html>

Statistisches Bundesamt. (2017). *Bauen und Wohnen - Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980*. Wiesbaden.

Stiftung Offshore-Windenergie. (2016). *Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmung zur Stromerzeugung aus KWK und zur Eigenversorgung*. Abgerufen von http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Verb%3%A4ndestellungnahme_Bereinigungs-gesetz_%20WindSeeG2017.pdf

Strzalka, R., Schneider, D., & Eicker, U. (2017). *Current status of bioenergy technologies in Germany*. Stuttgart.

Stuttgarter Zeitung. (2017, Januar 10). Pumpspeicherkraftwerk Atdorf: Einspruch im Namen der Spanischen Flagge. Abgerufen von <http://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.pumpspeicher-kraftwerk-atdorf-einspruch-im-namen-der-spanischen-flagge.ff0e9032-4df7-41e2-95d4-1af07dc2ab9c.html>

Sunfire. (2016, Februar 23). Sunfire liefert weltgrößte kommerzielle reversible Elektrolyse (RSOC) an Boeing. Abgerufen 20. Dezember 2017, von <http://www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/sunfire-liefert-weltgroesste-kommerzielle-reversible-elektrolyse-rsoc-an-boeing>

Sunfire. (2017, Juli 10). Erste kommerzielle blue crude-Produktion entsteht in Norwegen. Abgerufen 20. Dezember 2017, von <http://www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen>

S.Wolf, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß, & R. Jakobs. (2014, November). Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Abgerufen 14. Dezember 2017, von http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/veroeffentlichungen/forschungs-be-richte/downloads/141216_Abschlussbericht_FKZ_0327514A.pdf

Übertragungsnetzbetreiber. (2015, September 30). Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Abgerufen von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-uebertragungsnetzbetreiber-leistungsbilanz-2015.html>

Übertragungsnetzbetreiber. (2017). *EEG- Stamm- und Bewegungsdaten (mehrere Jahrgänge)*.

Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. *Energy Policy*, Nr. 28, 817–830.

VAPEC AG. (2017). Hochspannungs-Elektrokessel. Abgerufen 14. Dezember 2017, von <http://www.vapec.ch/referenzen/elektrodenkessel/elektrokessel/enbw-altbach-2-x-50-mw/chash/53359477eb8211f416b57a820a8ea0b9/>

VAPEC AG. (o. J.). Hochspannungs-Elektrodenkessel. Abgerufen 24. April 2017, von <http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/>

Vattenfall. (2016, September 22). Ein zweites Leben für gebrauchte Batterien - Vattenfall. Abgerufen 1. Dezember 2017, von <http://corporate.vattenfall.de/newsroom/presse-meldungen/2016/ein-zweites-leben-fur-gebrauchte-batterien/>

VDE. (2015). *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050* (VDE-Studie). Frankfurt am Main: VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronol Informationstechnik e.V.

VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2015). Kompendium: Li-Ionen-Batterien - Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. Abgerufen von http://www.ikt-em.de/_media/Kompendium_Li-Ionen-Batterien.pdf

VDMA. (2018, Januar 4). VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Asienaufträge werden abgearbeitet. Abgerufen 17. Januar 2018, von <https://pv.vdma.org:443/viewer/-/article/renderer/23402626>

Wallasch, A.-K. (2017, April). *Kostensituation der Windenergie*. Gehalten auf der Workshop Projekt- und Kostenstruktur Windenergie an Land, Berlin.

Weidner, E., & Elsner, P. (2016). *Bioenergie Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Energiesysteme der Zukunft). Abgerufen von http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Bioenergie.pdf

Weinmann, T. (2011). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben IIb (Geothermie)*.

Windkraft-Journal. (2015, September 15). HusumWind: Senvion präsentiert Onshore-Windenergieanlage mit 20 Prozent mehr Ertrag. Abgerufen 12. April 2017, von <http://www.windkraft-journal.de/2015/09/15/husumwind-senvion-praesentiert-onshore-windenergieanlage-mit-20-prozent-mehr-ertrag/71424>

Wirth, H. (2017, Januar 24). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Abgerufen von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

Wiser, R., Jenni, K., Seel, J., Baker, E., Hand, M., Lantz, E., & Smith, A. (2016). *Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers - The View of the World's Leading Experts*. Abgerufen von <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005717.pdf>

Ying, S. (2011). *Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen*. (Dissertation).

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). (2018). Datenservice Erneuerbare Energien. Abgerufen 22. März 2018, von <https://www.zsw-bw.de/mediathek/datenservice.html#c6700>

Zeymer, M., Herrmann, A., Oehmichen, K., Schmersahl, R., Schneider, R., Heidecke, P., ... Volz, F. (2013). *DBFZ Report Nr. 18: Kleintechnische Biomassevergasung*. Leipzig. Abgerufen von https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_18.pdf

ZSW, IFEU, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Hamburg Institut, & Dr. Joachim Nitsch. (2017). *Energie- und Klimaschutzziele 2030*. Stuttgart.

Züblin, C. (1928). Die elektrischen Kessel der Firma Gebrüder Sulzer A. G. Winterthur, 343, 77–81.

IER (Kapitel 3)

Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. (2015). Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen

BMWi. (2018). Gesamtausgabe der Energiedaten. Von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> abgerufen

Brenner, M. (2017). Analyse von Auswirkungen der Einführung von Strompreiszonen auf das Elektrizitätssystem am Beispiel Skandinaviens.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2014). Ein Strommarkt für die Energiewende.

Bundesnetzagentur. (Dezember 2015). Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen

Bundesnetzagentur. (2015). www.bundesnetzagentur.de. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2015/1500923_GemeinsamePM.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen

Bundesnetzagentur. (28. April 2017). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019. Von www.bundesnetzagentur.de: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen

Deutsch, M., & Graichen, P. (2015). Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände? Agora Energiewende - Hintergrund.

Erläuterungsbericht Anlage 2. (2016). Von Regierung Niederbayern: http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/media/aufgabenbereiche/2/verkehrswesen/energieleitungen/aa0114_02_erlaeuterungsbericht_planfeststellung_2013_11_15_v2.pdf abgerufen

Grunwald, A. S. (2013). Forschung für die Energiewende 2.0: integrativ und transformativ. Technikfolgenabschätzung. Theorie und Praxis, Vol. 22, S. 56-62.

Handelsblatt. (Februar 2018). Von Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: http://www.handelsblatt.com/downloads/20936422/4/koalitionsvertrag_final.pdf abgerufen

Hollfelder, P. (09. 07 2017). Analyse von Auswirkungen der Einführung von Strompreiszonen . Stuttgart.

Kairies, K.-P., Haberschusz, D., von Ouwerkerk, J., Strebel, J., Wessels, O., Magnor, D., . . . Sauer, D. U. (2016). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Speichermonitoring der RWTH Aachen.

KfW. (2017). Merkblatt Erneuerbare Energien - KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". Von [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf) abgerufen

Monitoringbericht 2015. (2015). Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen

Monitoringbericht 2016. (2016). Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen

Ossenbrink, J. (2017). How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms. Energy Policy.

Prognosebericht der Übertragungsnetzbetreiber. (2015).

Schill, W.-P., Zerrahn, A., & Kunz, F. (2017). Prosumage of solar electricity - Pros, cons, and the system perspective. Economics of Energy & Environmental Policy.

Schultz, C., & Hölzle, K. (2014). Motoren der Innovation, Zukunftsperspektiven der Innovationsforschung. Wiesbaden.

Sterner, M., Eckert, F., Thema, M., & Bauer, F. (2015). Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung.

VDN, V. d. (2007). TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2015). Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. BWV · Berliner Wissenschafts-Verlag.

Zerres, A. (2015). Vermarktung flexibler Lasten - Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

DLR (Kapitel 3)

Baldick, R., Helman, U., Hobbs, B. F., & O'Neill, R. P. (2005). Design of Efficient Generation Markets. *Proceedings of the IEEE*, 93(11), 1998–2012.

Barth, R., Weber, C., & Swider, D. J. (2008). Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. *Energy Policy*, 36(8), 3107–3115.

Bjørndal, M., & Jörnsten, K. (2007). Benefits from coordinating congestion management—The Nordic power market. *Energy Policy*, 35(3), 1978–1991.

BMWi (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand März 2018

BNetzA (2018): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land, , www.bnetzA.de Stand Juni 2018

Brunekreeft, G. (2004). Market-based investment in electricity transmission networks: controllable flow. *Utilities Policy*, 12(4), 269–281.

Brunekreeft, G., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005). Electricity transmission: An overview of the current debate. *Utilities Policy*, 13(2), 73–93.

Bushnell, J., & Oren, S. (1997). Transmission pricing in California's proposed electricity market. *Utilities Policy*, 6(3), 237–244.

Burstedde B. (2012a) Essays on the economics of congestion management. Theory and model-based analysis for Central Western Europe, Dissertation, Universität zu Köln, 2013

Burstedde (2012b) From nodal to zonal pricing. A bottom-up approach to the second-best, in *IEEE Proceedings of the 9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Florenz, Italien, 2012, und in *EWI Working Paper 12/09*, 2012

Burstedde B. (2012c) The NEULING model, *EWI Working Paper No 12/10*, 2012

Chao, H., Peck, S., Oren, S., & Wilson, R. (2000). Flow-based transmission rights and congestion management. *The Electricity Journal*, 13(8), 38–58.

Cramton, P., & Stoft, S. (2005). A Capacity Market that Makes Sense. *The Electricity Journal*, 18(7), 43–54.

Dalla Longa, F., Kober, T., Badger, J., Volker, P., Hoyer-Klick, C., Hidalgo, I., Medarac, H., Nijs, W., Politis, S., Tarvydas, D. and Zucker, A., (2018) Wind potentials for EU and neighbouring countries: Input datasets for the JRC-EU-TIMES Model, EUR 29083 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018

De Vries, L. J., & Hakvoort, R. A. (2002). An economic assessment of congestion management methods for electricity transmission networks. *Competition and Regulation in ...*, 3(4), 425–466.

Deng, S. J., & Oren, S. S. (2001). Priority network access pricing for electric power. *Journal of Regulatory Economics*, 19(3), 239–270.

Dietrich, K., Hennemeier, U., Hetzel, S., Jeske, T., Leuthold, F., Rumiantseva, I., Rummel, H., et al. (2005). Nodal Pricing in the German Electricity Sector-A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities. Final report Trends in German and European Electricity Working Papers.

Ding, F., & Fuller, J. D. (2005). Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 875–882.

Egerer, J., Weibezahn, J., & Hermann, H. (2015). Two Price Zones for the German Electricity Market: Market Implications and Distributional Effects. *SSRN Electronic Journal*.

Ehrenmann, A., & Neuhoff, K. (2004). A comparison of electricity market designs in networks.

European Energy Exchange Response to the ACER Public Consultation on the Influence of Existing Bidding Zones on Electricity Markets. (2013)., 1–13.

Fuchs et al. (2016): „Komplementäre Nutzung verschiedener Energieversorgungskonzepte als Motor gesellschaftlicher Akzeptanz und individueller Partizipation zur Transformation eines robusten Energiesystems - Entwicklung eines integrierten Versorgungsszenarios (KomMA-P)“ Projekt Abschlussbericht im Auftrag des BMBF Förderprogramm „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“, Dezember 2016

Glachant, J.-M. (2010). The Achievement of the EU Electricity Internal Market through Market Coupling, 1–25.

Glachant, J.-M., & Pignon, V. (2005a). Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy*, 13(2), 153–162.

Glachant, J.-M., & Pignon, V. (2005b). Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy*, 13(2), 153–162.

Green, R. (1997). Electricity transmission pricing: an international comparison. *Utilities Policy*, 6(3), 177–184.

Green, Richard. (2007). Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? *Journal of Regulatory Economics*, 31(2), 125–149.

Grimm V., Zöttel G., et al. (2015): "Regionale Preiskomponenten im Strommarkt" Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Friedrich-Alexander Universität Nürnberg, Juni 2015

- Grimm V. Martin A., et al. (2014): „Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The effects of market splitting and network fee regimes“ Institut für Wirtschaftspolitik und Qualitative Wirtschaftsforschung (IWQW) Discussion Papers No 04/2014, ISSN 1867-6707
- Grimm, V, MARTIN, A., Schmidt, M., & Weibelzahl, M. (2016). Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, 254(2), 493–509.
- Grimm, Veronika, Martin, A., Schmidt, M., Weibelzahl, M., & Zöttl, G. (2016). Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, 254(2), 493–509.
- Harvey, S. M., & Hogan, W. W. (2000). Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power: Further Comments. Harvard University, John F. Kennedy School of Government. Center for Business and Government, <https://www.hks.harvard.edu>
- Hobbs, B. F., & Rijkers, F. A. M. (2004). Strategic Generation with Conjectured Transmission Price Responses in a Mixed Transmission Pricing System—Part I: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 707–717.
- Hogan, W. (1999). Transmission congestion: the nodal-zonal debate revisited, Harvard University, John F. Kennedy School of Government. Center for Business and Government, <https://www.hks.harvard.edu>
- Hogan, W. W. (2002). Electricity market restructuring: reforms of reforms. *Journal of Regulatory Economics* (2002) 21: 103. <https://doi.org/10.1023/A:1013682825693>
- Holmberg, P., & Lazarczyk, E. (2015). Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *Energy Journal*, 36(2).
- Huijts, N.M.A., Molin, E.J.E. & Steg, L. (2012). Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework. in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (1) Seiten 525–531.
- Jäger, T., McKenna, R. und Fichtner, W. (2016): The feasible onshore wind energy potential in Baden-Württemberg: A bottom-up methodology considering socio-economic constraints, in *Renewable Energy*, Volume 96, Part A, 2016, Seiten 662-675
- Johnsen, T. A., Verma, S. K., & Wolfram, C. D. (1999). Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian electricity market. University of California Energy Institute. POWER Working paper-063.
- Knops, H., & De Vries, L. J. (2001). Congestion management in the European electricity system: an evaluation of the alternatives. *Competition and Regulation in Network Industries*, 2(3), 311–351.

Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW, 2011): Kriterienliste 717 Windpotenzial. [Online], 2011

Leuthold, F., Weigt, H., & Hirschhausen, C. von. (2008). Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany. *Utilities Policy*, 16(4), 284–291.

Loreck, C., Cook, Vanessa (2017): „Wieviel kostet erneuerbarer Strom? Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018, Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts, Projekt Nr. 17/16, Berlin November 2017

May, N. (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices, *Energy Economics*, 2017, 65, Seiten 343 – 354

Meeus, L., & Belmans, R. (2007). Is the prevailing wholesale market design in Europe and North America comparable? *Power Engineering Society General ...*, 1–5.

Neuhoff, K., Barquin, J., Bialek, J. W., Boyd, R., Dent, C. J., Echavarren, F., Grau, T., et al. (2013a). Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity. *Energy Economics*, 40(C), 760–772.

Neuhoff, K., Barquin, J., Boots, M. G., Ehrenmann, A., Hobbs, B. F., Rijkers, F. A. M., & Vázquez, M. (2005). Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details. *Energy Economics*, 27(3), 495–525.

Neuhoff, K., Boyd, R., Grau, T., Barquin, J., Echavarren, F., Bialek, J., Dent, C., et al. (2011). Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. *SSRN Electronic Journal*, 1–50.

Neuhoff, K., May, N., Richstein J. (2017): Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell, *DIW Wochenbericht 42 / 2017 S. 929-938*

Newbery, D. M. (2012). Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(1).

Nicolosi, M. (2010). Wind Power Integration, Negative Prices and Power System Flexibility-An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany. *Energy Policy*, Volume 38, Issue 11, November 2010

NRW (2018): „Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass)“ Gemeinsamer Runderlass des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie, des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz, und des Ministeriums für Heimat, Kommunales, Bau und Gleichstellung des Landes Nordrhein-Westfalen, vom 8. Mai 2018 aus Ministerialblatt Ausgabe 2018 Nr. 12 vom 22.5.2018

Oren, S. S. (1998). Transmission pricing and congestion management: efficiency, simplicity and open access. *Proceedings of the EPRI Conference on Innovative*

Price, J. E. (2007). Market-Based Price Differentials in Zonal and LMP Market Designs. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4), 1486–1494.

Rious, V., Glachant, J.-M., Perez, Y., & Dessante, P. (2008). The diversity of design of TSOs. Energy Policy, 36(9), 3323–3332.

Scholz, Yvonne (2012) Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation, Universität Stuttgart.

Sonnberger, M. und Ruddat, M. (2016): Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende – Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung. Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, Nr. 34 / September 2016, Stuttgart

Sonnberger, M. und Ruddat, M. (2017): Local and socio-political acceptance of wind farms in Germany, in Technology in Society, Volume 51, 2017 Seiten 56-65

Stetter, D. (2014) Enhancement of the REMix energy system model: global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation, Universität Stuttgart.

Stoft, S. (1998). Fewer prices than zones. Program on workable Energy Regulation (Power).

Stoft, Steven. (1998). Congestion Pricing with Fewer Prices Than Zones. The Electricity Journal, 11(4), 23–31.

Trepper, K., Bucksteeg, M., & Weber, C. (2013). An Integrated Approach to Model Redispatch and to Assess Potential Benefits from Market Splitting in Germany. EWL Working Paper, 19/2013s, 1–39.

Trepper, K., Bucksteeg, M., & Weber, C. (2015). Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. Energy Policy, 87, 199–215.

UBA (2014): „Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potenzial der Windenergie an Land Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse auf Grundlage der UBA-Studie ‚Potenzial der Windenergie an Land‘“, TEXE 73/2014 Sachverständigentitel des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, ISSN 1862-4804, Dessau-Roßlau, Oktober 2014

UMBW et al. (2012): Windenergieerlass Baden-Württemberg, eine Gemeinsame Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, des Ministeriums für Verkehr und Infrastruktur und des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaft. Az.: 64-4583/404, Mai 2012

UMBW (2018): „Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2017, Erste Abschätzung, Stand April 2018“, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, April 2018

Untersteller, F. (2016): „Wohnbebauung bei der Festlegung von Konzentrationszonen in Flächennutzungsplänen“, Rundschreiben des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg August 2016

Veit, D. J., Weidlich, A., Yao, J., & Oren, S. S. (2006). Simulating the dynamics in two-settlement electricity markets via an agent-based approach. *International Journal of Management Science and Engineering Management*, Volume 1, 2006 - Issue 2

Verzijlbergh, R. A., De Vries, L. J., & Lukszo, Z. (2014). Renewable Energy Sources and Responsive Demand. Do We Need Congestion Management in the Distribution Grid? *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2119–2128.

Weigt, H. (2006). A Time-Variant Welfare Economic Analysis of a Nodal Pricing Mechanism in Germany. *Electricity Markets Working Paper No. EM-11*.

Weigt, H., Jeske, T., Leuthold, F., & Hirschhausen, C. von. (2010). Take the long way down - Integration of large-scale North Sea wind using HVDC transmission. *Energy Policy*, 38(7), 3164–3173.

Yao, J., Oren, S. S., & Adler, I. (2007). Two-settlement electricity markets with price caps and Cournot generation firms. *European Journal of Operational Research*, 181(3), 1279–1296.

ZIRIUS (Kapitel 4)

Acatech (2016). *Mit Energieszenarien gut beraten: Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung*. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.: München.

Boenink, M. (2013). Anticipating the future of technology and society by way of (plausible) scenarios: fruitful, futile or fraught with danger? *International Journal of Foresight and Innovation Policy*, Vol. 9 (2/3/4), S. 148-161.

Demski, C., Butler, C., Parkhill, K., Spence, A., Pidgeon, N. (2015). Public Values for energy system change. *Global Environmental Change*, Vol. 34, S. 59-69

Fleishmann, L., Bruin de Bruin, W., Morgan, G. (2010) Informed public preferences for electricity portfolios with CCS and other low-carbon technologies. *Risk Analysis*, Vol. 30, S. 1399–1410.

Fuchs, Doris, et al. (2016) *Energiewende Akzeptanz stärken*, Forschungsprojekt KomMA-P Abschlussbericht, Stuttgart, Dezember 2016.

Garb, Y., Pulver, S., & Van Deveer, D. (2008). Scenarios in society, society in scenarios: toward a social scientific analysis of storyline-driven environmental modeling. *Environmental Research Letters*, Vol. 3 (4), S. 1-8.

Holtz G., Alkemade F., de Haan F., Köhler J., Truneyte E., Luthe T., Halbe J., Papachristos G., Chappin E., Kwakkel J., Ruutu S. (2015). Prospects of modelling societal transitions: Position paper of an emerging community. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, Vol. 17, S. 41-58.

McDowall W., Geels F.W. (2016). Ten challenges for computer models in transition research: Commentary on Holtz et al. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, Vol. 22, S. 41-49.

O'Mahony T. (2014) Integrated scenarios for energy: a methodology for the short term, *Futures*, Vol. 55, S. 41-57.

Scheer, D. (2017). Communicating energy system modelling to the wider public: An analysis of German media coverage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 80, S. 1389-1398.

Scheer, D., Konrad, W., Wassermann, S. (2017) The good, the bad, and the ambivalent: A qualitative study of public perceptions towards energy technologies and portfolios in Germany, *Energy Policy*, Vol. 100, S. 89-100.

Schippl, J., Grunwald, A., & Renn, O. (2017). *Die Energiewende verstehen – orientieren – gestalten. Erkenntnisse aus der Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS*. Nomos Verlagsgesellschaft: Baden-Baden.

Sjöberg, L., (2002) Attitudes toward technology and risk: going beyond what is immediately given. *Policy Sciences*, Vol 35, S. 379–400. ^[11]_[SEP]

Schubert, D., Thuß, S. & Möst, D. (2015). Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research and Social Science*, Vol. 7, S. 43-54.

Schweizer-Ries, P., Rau, I., & Hildebrand, J. (2011). Akzeptanz und Partizipationsforschung zur Energienachhaltigkeit. *FVEE Themen*, S.138–144.

Sonnberger, M. & Ruddat, M. (2017) Local and socio-political acceptance of wind farms in Germany. *Technology in Society*, Vol. 51, S. 56-65.

Trutnevyte E, Barton J, O'Grady A, Ogunkunle D, Pudjianto D, Robertson E. (2014) Linking a storyline with multiple models e a cross-scale study of the UK power system transition, *Technological Forecasting & Social Change*, Vol. 89, S. 26-42.

Weimer-Jehle, W., Buchgeister, J., Hauser, W. et al. (2016). Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. *Energy*, Vol. 111, S. 956-970.

Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: an introduction to the concept. *Energy Policy*, Vol. 35, S. 2683-2691.

Zwick, M., & Schröter, R. (2012). Konzeption und Durchführung von Fokusgruppen am Beispiel des BMBF-Projekts „Übergewicht und Adipositas bei Kindern, Jugendlichen und jungen Erwachsenen als systemisches Risiko“, In: Schulz, M., Mack, B. & Renn, O., Fokusgruppen in der empirischen Sozialwissenschaft, Springer VS.

DLR (Kapitel 5)

Borggreffe, F., Pregger, T., Gils, H.C., et al. (2015) Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, Kurzstudie für das Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und den Energiesektor Baden-Württemberg

ENTSO-E Power Map. Abgerufen 24. Aug 2017, von <https://www.entsoe.eu/map/Pages/default.aspx>

ENTSO-E Power Statistics. Abgerufen 24. Aug 2017 von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>

Gils, H.C. (2015) Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Dissertation, Universität Stuttgart

Gils, H.C., Scholz, Y., Pregger, T., Luca de Tena, D., Heide, D. (2017) Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, 123: 173-188. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.115>

Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. Dissertation, Universität Stuttgart.

Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation, Universität Stuttgart.

Ten Year Network Development Plan 2016 (TYNDP 2016). Abgerufen 25. Sept 2017, von <https://tyndp.entsoe.eu/2016/>

Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018). Abgerufen 13. März 2018, von <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

FORSCHUNGSBERICHTSBLATT

Projekt Energiesystemanalyse Baden-Württemberg Forschungsvorhaben – Zuwendungs-Nr. BWES 16001

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Wesentliche Erkenntnisse sind u.a.

- Baden-Württemberg ist in den betrachteten Schlüsseltechnologien und den Rahmenbedingungen für Technologieentwicklung grundsätzlich gut aufgestellt – Transfer und Praxisumsetzung gewinnen jedoch zukünftig an Bedeutung und sollten weiter in den Fokus genommen werden.
- Da sich die Transformation des Energiesystems über große Zeiträume erstreckt, bestehen insbesondere Gefahren möglicher Lock-in-Effekte, Stranded Investments und Ineffizienzen. Handlungsbedarf besteht vor allem auf Bundesebene, etwa hinsichtlich unterschiedlicher Abgaben- und Umlagenbelastung in den Sektoren. Ansatzpunkte auf Landesebene bestehen u.a. in Hinblick auf unzureichende Sanierungstiefe im Gebäudereich oder nicht ausgeschöpfte Dachflächennutzung bei PV-Anlagen.
- Der derzeitige regulatorische Rahmen ist nur unzureichend auf das Auftreten dezentraler Akteure eingestellt und reizt z.T. nicht-systemdienliches Verhalten an, welches zu Mehrkosten im Gesamtsystem führen kann. Gleichzeitig kann das vermehrte Auftreten von sich selbstversorgenden Prosumern zu Verteilungsschwierigkeiten durch spürbare Mehrbelastung der übrigen Endkunden bei Abgaben und Umlagen führen. Hier könnten veränderte Anreizstrukturen bei den Netzentgelten Verbesserungen erreichen.
- Die kommende Auftrennung des deutsch-österreichischen Strommarktgebiets wird in Deutschland auch im Fall einer eigenen Preiszone Deutschland-Süd vermutlich nur geringen Einfluss auf (marginal sinkende) Großhandelspreise haben. Die Endverbraucherpreise dürften aufgrund sinkender Redispatchkosten jedoch deutlicher entlastet werden. Der Preisanstieg in der österreichischen Preiszone ist hingegen am Großhandelsmarkt etwas höher, wenngleich noch immer im Bereich weniger Euro pro MWh.
- Während eine Autonomie Baden-Württembergs in der Energieproduktion sowie eine verstärkte Elektrifizierung mehrheitlich kritisch betrachtet werden, stellt die Entwicklung und Implementierung neuer Beteiligungs- und Finanzierungsoptionen gerade im Bereich Mobilität und Wärme für Bürgerinnen und Bürgern ein besonders wichtiges Anliegen dar. Die Ergebnisse der Diskussionen verdeutlichen, dass ein gesellschaftlicher Diskurs über mögliche Energiezukünfte und die damit verbundenen Technologien für das Gelingen einer nachhaltigen Energietransformation unerlässlich ist.

- Die Integration dieser Diskussion bereits in die Entwicklung von Lösungsoptionen und Transformationspfaden in Rahmen transdisziplinärer Ansätze lässt hier wesentlich verbesserte Ergebnisse erwarten und sollte verstärkt eingesetzt werden.
- Eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesektors in Baden-Württemberg ist ohne steigende Stromimporte nicht kosteneffizient möglich. Da die Importe, wie auch die heimische Erzeugung, überwiegend aus zeitlich variierender Windkraft und Photovoltaik stammen, kommt dem Lastausgleich durch das Stromnetz, Energiespeicher und flexible Lasten auch im Rahmen einer Sektorintegration eine gewichtige Rolle in der Gestaltung des Transformationsprozesses zu. Im Rahmen der Sektorintegration werden zukünftig ca. ein Drittel der Stromnachfrage für die Substitution heute konkurrierender Energieträger und Speicherung angewendet. Hierbei ist die reine Elektrifizierung aller Bereiche des Energiesystems nicht zwangsweise die kosteneffizienteste Lösung; speziell bei Mobilität und Wärme werden zumindest mittelfristig auch andere Lösungen benötigt.
- Für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung erscheinen gleichverteilte Reduktionsziele für die Sektoren kontraproduktiv. Kosteneffiziente Pfade zeigen bei gleichen Gesamtemissionen zunächst eine deutlich tiefere und schnellere Dekarbonisierung des Stromsektors auf.

2. Welche Fortschritte ergeben sich für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse?

Die Komplexität des Transformationsprozesses der Energiewende erfordert eine umfassende Betrachtung im Gesamtkontext. Entsprechend hat das Projekt „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“ einen ganzheitlichen Analyse- und Bewertungsansatz verfolgt, der die Bereiche Technologie, Ökonomie und Sozialwissenschaft zusammenführt und mit modellgestützten Gesamtsystemanalysen die Wirkungen verschiedener Ausgestaltungsoptionen der Transformation des Energiesystems bewertet und quantifiziert.

3. Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen

Die Ergebnisse der Diskussionen mit Bürger/innen verdeutlichen, dass ein gesellschaftlicher Diskurs über mögliche Energiezukünfte und die damit verbundenen Technologien für das Gelingen einer nachhaltigen Energietransformation unerlässlich ist. Die Pluralität von Bewertungs- und Akzeptanzkriterien der Bürger/innen muss dabei von Entscheidungsträgern reflektiert und in den Entscheidungsprozessen aufgegriffen werden. Dabei wurden entsprechende Handlungsempfehlungen, sowohl als kurzfristig notwendige Weichenstellungen als auch langfristige Weiterentwicklungsoptionen, abgeleitet.

4. Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen

Das Projekt ist in seinem gesamten Aufbau auf einen möglichst breiten Austausch mit den an der Energiewende Beteiligten angelegt und damit auf Ergebnistransfer auch in forschungsfremde Anwendungen und Branchen. Für die sozialwissenschaftlichen Erhebungen wurden Energieszenarien in Fokusgruppen diskutiert, um Argumente und Sichtweisen von Bürgerinnen und Bürgern zu erheben und mögliche Akzeptanzmuster hinsichtlich verschiedener „Energiezukünfte“ für Baden-Württemberg zu identifizieren und zu analysieren. Zusätzlich wurde ein Experten-Delphi durchgeführt mit Fokus auf den gesellschaftlichen, technisch/ökologischen und ökonomischen Umsetzungspotenzialen der entwickelten Maßnahmen für Baden-Württemberg. Die (vorläufigen) Ergebnisse des Projektes selbst wurden innerhalb eines Stakeholder-Workshops mit Vertretern aus der Industrie diskutiert. Dabei lag der Schwerpunkt insbesondere auf der Versorgungssicherheit und Ergebnisse wurden in Zusammenschau mit dem Projekt „DESK“ (Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland) vorgestellt und mit den Stakeholdern diskutiert.