

Forschungsbericht BWPLUS

„Energie – Energiespeichertechnologien“

PtG-Konzepte mit hoher gesellschaftlicher Akzeptanz für eine effiziente und flexible Speicher- und Energieinfrastruktur zur Integration Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg

Wolfgang Köppel	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
Dr. Russel McKenna	Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion
Prof. Dr. Thomas Leibfried	Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik
Prof. Dr. Martin Wietschel	Fraunhofer ISI Institut für System- und Innovationsforschung
Prof. Dr. Jörg Entress	Hochschule Biberach Institut für Gebäude- und Energiesysteme
Dr. Roland Trauth	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
Dr. Annette Roser	Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien
Dr. Armin Bott	Erdgas Südwest GmbH
Melanie Götz	Erdgas Südwest Netze GmbH
Hartmut Drosch	terranets bw GmbH
Peter Majer	badenova AG & Co. KG
Dr. Martin Bernhart	Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG
Thomas Anders	DVGW Landesgruppe Baden-Württemberg

Autoren:

Wolfgang Köppel	(DVGW-EBI)
Natalia Gubkina	(DVGW-EBI)
Russel McKenna	(KIT-IIP)
Tobias Jäger	(KIT-IIP)
Quentin Bchini	(KIT-IIP)
Robert Kunze	(KIT-IIP)
Thomas Leibfried	(KIT-IEH)
Sebastian König	(KIT-IEH)
Michael Suriyah	(KIT-IEH)
Nico Meyer-Hübner	(KIT-IEH)
Martin Wietschel	(FhG ISI)
Julia Michaelis	(FhG ISI)
Jörg Entress	(HBC-IGE)
Michael Bachseitz	(HBC-IGE)
Meinhard Ryba	(HBC-IGE)
Roland Trauth	(SWKN)
Hubert Resch	(SWKN)
Annette Roser	(IREES)
Karin Schakib-Ekbatan	(IREES)

Förderkennzeichen: BWE 13021 – 13026

Laufzeit: 01.11.2013 – 31.10.2016

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden
mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

14. August 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung und Fazit.....	4
2	Einleitung	9
3	Istzustand Energieversorgung Baden-Württemberg.....	11
3.1	Istzustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg	12
3.1.1	Übersicht über die Strombereitstellung.....	12
3.1.2	Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg.....	14
3.1.3	Stromnachfrage in Baden-Württemberg	17
3.1.4	Stromnetz Baden-Württemberg.....	19
3.1.4.1	Engpassmanagement.....	20
3.1.4.2	Netzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg	22
3.1.5	Stromimporte und Stromexporte	24
3.2	Technologie Power-to-Gas.....	27
3.2.1	Entwicklung der Prozessketten PtG mit technischer und energetischer Bewertung	27
3.2.2	Kopplungselemente	30
3.2.3	Wasserstoff-Einspeisepotenzial in Baden-Württemberg	31
4	Szenarien und Randbedingungen	39
4.1	Datengrundlage	39
4.1.1	Mobilität	39
4.1.1.1	Elektromobilität.....	39
4.1.1.2	Gasfahrzeuge	44
4.1.2	Räumliche Verteilung der Erzeugung erneuerbarer Energien	47
4.1.3	Nutzwärmebedarfsentwicklung und KWK-Potenzial für Wohngebäude in BW53	
4.1.4	Stromnetzdienlicher Betrieb von KWK-Anlagen im Wohnungsbau	58
4.1.4.1	Gebäudemodell	60
4.1.4.2	Residuallast und KWK-Einsatzbereich.....	66
4.1.4.3	Anlagenmodell.....	74
4.1.4.4	Simulationen und Ergebnisse	77
4.1.4.5	Eignung von BHKW's und Brennstoffzellen für den netzdienlichen Betrieb 84	
4.1.4.6	Nutzung von Power-to-Heat in Kombination mit netzdienlichen KWK- Anlagen, Szenario A & B.....	88

4.2	Restriktionen Stromnetze	89
4.2.1.1	Erforderlicher Netzausbau zur Evaluierung eine möglichen PtG-Potentials 89	
4.2.1.2	Netzanbindung der Elektrolyseure	93
4.2.1.3	Auswirkung der PtG-Technologie auf die Stabilität des elektrischen Netzes 98	
4.2.1.4	Anwendung einer PtG-Anlage in der Niederspannung anhand eines Fallbeispiels	99
4.2.1.5	Modellgestützte Identifikation geeigneter Standorte für PtG-Anlagen	101
4.3	Die Modellregionen	107
4.4	Szenarien.....	110
4.4.1	Entwicklung der Szenarien.....	110
4.4.1.1	Szenario A: Das Integrierte Energie- und Klimaschutzgesetz	112
4.4.1.2	Szenario B: keine Netzakzeptanz	117
4.4.1.3	Szenario C: Das Gasszenario.....	119
4.4.2	Datenbasis Szenarien	120
5	Technisches PtG-Potential.....	122
5.1	Ermittlung der Residuallasten in Baden-Württemberg	122
5.1.1	Strombedarf in Baden-Württemberg.....	122
5.1.2	Strom-Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	124
5.1.3	Residuallast	127
5.1.4	Ergebnisse Bedarf Transportnetzausbau	128
5.2	Ergebnisse PtG-Potential.....	132
5.3	PtG-Potential Modellregionen	134
5.3.1	Gasflusskurven Industrieunternehmen	135
5.3.2	Gasflusskurven Privathaushalte	137
5.3.3	Wasserstoffeinspeisepotential in den Modellregionen	139
6	Erlösmöglichkeiten PtG-Optionen.....	149
6.1	Techno-ökonomische Bewertung von Standortkonzepten.....	149
6.2	Bewertung von Erlösmöglichkeiten	150
6.2.1	Preissimulation für Spot- und Regelenergiemarkt	152
6.2.2	Zielkostenanalyse für Wasserstoffgestehungskosten	158
6.2.3	Nachfrageentwicklung für Wasserstoff und Methan.....	159

6.2.4	Wirtschaftlichkeitsbewertung	162
7	Akzeptanzanalyse	165
7.1	Ausgangslage	165
7.2	Ziel der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung	167
7.3	Stand der Akzeptanzforschung bezüglich EE	169
7.4	Methode	175
7.4.1	Konzeption eines Leitfadens für teilstrukturierte Interviews	178
7.4.2	Konzeption der Fokusgruppen	178
7.4.3	Beschreibung von PtG-Pilotprojekten (Vorab-Interviews)	181
7.5	Klimapolitik in den Modellregionen	186
7.6	Ergebnisse der Interviews und Fokusgruppen.....	190
7.7	Zusammenfassung Akzeptanzanalyse	200
8	Literatur	203

1 Zusammenfassung und Fazit

Die Studie führt technische, wirtschaftliche und soziologische Analysen zusammen, um Aussagen zum Potential von PtG in Baden-Württemberg aufzuzeigen. Für Detailanalysen in Verteilnetzen wurden beispielhaft die Modellregionen Karlsruhe, Aalen, Pfaffenweiler/Erbringen und Leutkirch (Winterstetten und Friesenhofen) ausgewählt, die sich in der Infrastruktur Strom- und Gasnetz sowie in dem Potential zur Erzeugung erneuerbarer Energien unterscheiden. Karlsruhe repräsentiert die Großstadt mit einer sehr guten Infrastruktur, die typischerweise wenig erneuerbarer Energie aufweist. Aalen als Kleinstadt mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Energie im Umland steht für einen hohen Energiebedarf und einen hohen Eigenanteil an erneuerbarer Energie sowie einer guten Infrastruktur. Die beiden anderen Modellregionen sind ländliche Regionen, die eine mäßige Infrastruktur haben und im Vergleich zu ihrer Last hohe Anteile an erneuerbarer Energie aufweisen.

Zur Quantifizierung der PtG-Potentiale wurden als Grundlagen literaturbasierte Szenarien, die die Strom- und Gasnachfrage in Baden-Württemberg abbildeten, definiert. Diese Szenarien sind auf eine demografische Entwicklung in Baden-Württemberg abgestimmt, die aus Daten des statistischen Landesamts Baden-Württemberg und des statistischen Bundesamts abgeleitet wurden. Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen in der Ausprägung des Einsatzes von Strom als Endenergie in den Sektoren Mobilität und Wärme, so dass ein stromfavorisierendes und ein gasfavorisierendes Szenario als zwei Extremszenarien entwickelt wurden. Beiden Extremszenarien wurde dasselbe Erzeugungspotential an Wind- und PV-Strom unterstellt. Das Erzeugungspotential der erneuerbaren Energie in Baden-Württemberg wurde mit Hilfe von Modellen stundenscharf ermittelt und auf Gemeindeebene verortet. In diese Modelle flossen u.a. Mindestabstände von Windanlagen, Ausrichtung von PV-Anlagen, Windatlanten, Solarstrahlung und Schutzzonen ein. Ebenfalls wurden Bereiche ausgespart, denen besondere Schönheit wie z.B. prägende Bergrücken und besondere Flussauen attestiert wurden, so dass diese Landschaften nicht durch z.B. Windräder gestört wurden. Zur Ermittlung der Residuallasten, aus denen anschließend die PtG-Potentiale ermittelt werden konnten, wurden parallel zur Erzeugung der erneuerbaren Energie die Stromlasten basierend auf den Szenarien ebenfalls auf Gemeindeebene stundenscharf ermittelt und anschließend mit der Erzeugung verschnitten. Bei der Stromerzeugung wurde das Sektorkopplungselement KWK beachtet. Aus den stundengenauen negativen Residuallasten konnten regionale PtG-Potentiale in Baden-Württemberg bestimmt werden. Diese Analyse ergab, dass das Potential für PtG insbesondere in der Region Hohenlohe mit bis zu 60 MW Elektrolyseleistung und mit bis zu 6.500 Volllaststunden in einigen Landkreisen sehr hoch ist. In Teilen des Schwarzwaldes und in der Region Donau-Iller konnten Elektrolyseleistungen bis zu 25 MW bei ca. 3.500 Volllaststunden in verschiedenen Landkreisen ermittelt werden. Andere Regionen weisen bei kleiner 1.000 Volllaststunden nur minimale bis hin zu keine PtG-Potentiale auf. Die Daten zeigen, dass es in Baden-Württemberg Bereiche gibt, in denen entweder die Stromnetze stark ausgebaut werden müssten oder in denen PtG eine Option darstellt diesen Ausbau zu optimieren und das erzeugte Gas anderen Sektoren zur Verfügung stellen bzw. saisonal speichern zu können.

Weiterführend wurde eine detaillierte Evaluierung regionaler Unterschiede zur Einspeisesituation der PtG-Gase Wasserstoff und Methan in den vier Modellregionen durchgeführt. Die Modellregionen unterscheiden sich beim Potential erneuerbarer Energie und in der Infrastruktur. Für diese vier Modellregionen wurden die Gasflüsse auf Basis der Szenarien stundenscharf ermittelt, um die Restriktionen der optionalen Einspeisung von PtG-Wasserstoff zu prüfen. Hierfür wurden das maximale und das technische Wasserstoffeinspeisepotential ermittelt. Das maximale Wasserstoffeinspeisepotential wird nur durch die Wasserstofflimitierung der Gasnetze bestimmt. Das technische Wasserstoffeinspeisepotential stellt nur einen Anteil des maximalen Wasserstoffeinspeisepotentials dar und wird durch die Verschneidung von Gasfluss und negativer Residuallast bestimmt. Festzustellen ist, dass in Ballungsräumen das maximale Potential zur Einspeisung von Wasserstoff sehr hoch, wobei das technische aufgrund des geringen PtG-Potentials sehr niedrig ist. Dagegen ist in Regionen mit einem hohen Potential negativer Residuallast das technische Einspeisepotential aufgrund eines niedrigen maximalen Potentials ebenfalls eher gering. Es liegt in den Modellregionen kleiner 25 % bei einem Wasserstoffgrenzwert von 10 Vol.-% im Erdgas/PtG-Methanfluss. Für diese Regionen ist daher festzustellen, dass statt Wasserstoff Methan erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist werden muss, um Abschaltungen oder eventuelle Stromnetzausbaumaßnahmen volkswirtschaftlich optimieren zu können. Die bei der Methanisierung entstehenden Abwärmen, können entweder in Wärmenetze oder der Industrie als Prozesswärme oder sogar je nach Konzept auch einer Elektrolyse bzw. einer Biogasanlage zur Verfügung gestellt werden. Durch die Wärmeintegration können Wirkungsgrade von über 76 % bis hin zu 95 % erzielt werden. Etwaige Gasmengen, die in der Region nicht abgesetzt werden können, können über das Gasnetz in andere Regionen mit Gasbedarf über das bereits existierende Gasnetz transportiert werden. Da die PtG-Anlagen Betriebsdrücke von bis zu 30 bar aufweisen, muss nur ein geringer Aufwand aufgewendet werden, um das erzeugte PtG-Methan in Gasnetze mit höheren Drücken einzuspeisen. Bei Gasnetzen mit niedrigeren Drücken ist mit keinem weiteren Kompressionsaufwand zu rechnen. Auch zeigt die Untersuchung, dass bei zukünftig geringerem Gasbedarf in Regionen mit einer hohen negativen Residuallast für das gasfavorisierte Szenario ca. 54 % bzw. für das stromfavorisierte Szenario ca. 200 % des Gasbedarfs in der Region erzeugt werden kann.

Das Konzept des Einsatzes von PtG als Element zur saisonalen Stromspeicherung beinhaltet als Ausgleich positiver Residuallast das Koppелеlement KWK inklusive Wärmespeicher. Resultierend aus einem Modell einer netzdienlichen KWK-Anlage können in einem ersten Schritt das KWK inklusive der Wärmespeicher auf das Haus abgestimmt werden. In einem weiteren Schritt können Aussagen zu der Zeit, in der das KWK positive Residuallast ausgleicht (Verfügbarkeit), mit der Randbedingung eines minimalen Anteils zur Wärmebereitstellung im Gebäude (Deckungsanteil) getätigt werden. Die Deckung der positiven Residuallast kann durch KWK teilweise aufgrund der kurzen Anforderungszeiten sehr gut gedeckt werden. Wichtig ist beim stromnetzdienlichen Einsatz von KWK die Entkopplung des Gebäudewärmebedarfs von der Stromerzeugung des KWKs, wobei im Wesentlichen aufgrund der relativ hohen Kosten eines KWK-Systems nur Mehrfamilienhäuser oder Gebäude mit größerem Wärmebedarf geeignet sind. Die in den stromfavorisierenden Szenarien benötigten Speicher müssen bei ausreichendem Deckungsanteil (> 50 % des Wärmebedarfs) hierfür jedoch bis zum Faktor 13 größer sein, als bei einer wärmegeführten Anlagen. Für das gasfa-

vorisierende Szenario bedeutet die KWK-Nutzung jedoch nur Deckungsanteile von 10 - 20 % bei 100 % Verfügbarkeit. Andere Konzepte wie z.B. saisonale Wärmespeicher wären denkbar, um die KWK besser auslasten zu können. Diese waren jedoch nicht Bestandteil der Untersuchung.

Die technische Analyse wurde durch eine wirtschaftliche Analyse flankiert. Bei dieser wirtschaftlichen Analyse wurde kein allumfassendes sektorengesystem mit Ausbaunotwendigkeiten der Infrastrukturen betrachtet. Die wirtschaftliche Analyse verfolgte das Ziel verschiedene Kopplungen von direkten Erlösmöglichkeiten zu vergleichen. Die Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PtG sind somit neben den Investitionen und dem Wirkungsgrad der Elektrolyse, die Strombezugskosten, die Auslastung (Volllaststunden der Anlage) und der Marktpreis für Wasserstoff/Methan bzw. die Zahlungsbereitschaft der Nutzer. Es konnte gezeigt werden, dass die Rückverstromung ohne weitere Strategien zur Kopplung von Geschäftsmodellen erst in weiterer Zukunft mit ca. 80 % EE-Anteil an der Stromproduktion und mit ca. 3.300 h negativer Residuallast ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften kann. Bei der Kopplung von H₂-Produktion mit der Bereitstellung von Regelleistung können dagegen mittelfristig mit ca. 65 % EE-Anteil der Stromproduktion und mit ca. 835 h negativer Residuallast eine ausgeglichene Kosten-Erlös-Situation erzielt werden. Zusammenfassend lässt sich daher festhalten, dass kurz- bis mittelfristig ohne Schaffung von verbesserten Rahmenbedingungen zur Hebung von Synergien und Möglichkeiten zur Kopplung von Geschäftsmodellen kaum ein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs am Spotmarkt zu erwarten ist. Da jedoch bei steigenden Energieträger- und CO₂-Emissionspreisen die Wasserstoffproduktion mittels Erdgasreformierung teurer wird und die Weiterentwicklung der Elektrolyse niedrigere Investitionen und bessere Wirkungsgrade mit sich bringt, ist es mittel- bis langfristig möglich, dass Elektrolyse-Wasserstoff konkurrenzfähig wird. Weiter kann aus diesen Daten geschlossen werden, dass nur bei entsprechenden Rahmenbedingungen ein sektorenübergreifender Einsatz von PtG diese noch teure Technologie ohne Anschubförderung marktfähig macht. Auch ist zu erkennen, dass die Umsetzung von PtG im Rahmen einzelner Erlösmöglichkeiten ohne Beachtung der stromnetzstabilisierenden Wirkung der PtG-Anlagen und der z.B. damit verbundenen Reduzierung der Stromnetzausbaumaßnahmen die heutigen hohen Kosten der PtG-Technologie kaum amortisieren können. Wichtig ist daher, dass PtG in ein Gesamtkonzept innerhalb des Gesamtenergiesystems eingebettet wird, um die Synergien mehrerer Erlös-konzepte und durch PtG verursachte eventuelle Kostenminderungen anderer Maßnahmen als Gutschriften zugesprochen werden. Erst dann kann PtG zukünftig marktfähig werden.

Parallel zu den technischen Untersuchungen erfolgte eine Akzeptanzanalyse auf Basis von Experteninterviews und Fokusgruppensitzungen. Ziel dieser Akzeptanzanalyse ist zum einen die Erfahrungen bei der Umsetzung der existierenden PtG-Projekte zu beschreiben und zum anderen die Vorbehalte und die Chancen von PtG für eine zukünftige Umsetzung in Baden-Württemberg zu evaluieren. Die wichtigsten Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden. Die Einbindung aller betroffenen Gruppen sollte möglichst früh erfolgen, um von Anfang an eine hohe Transparenz und ein gegenseitiges Vertrauen zu erreichen. Diese Transparenz kann durch Vertreter der Energieversorger und Kommunen durch frühzeitige Kommunikation und Beachtung regionaler Besonderheiten wie z.B. subjektiven Landschafts-

bewertung oder Ortsidentität unterstützt werden. Wichtig für diese Aufgabe ist eine gute regional abgestimmte Vorfeld-Analyse zur Identifizierung von Kommunikationsstrukturen und der regionalen Interessen. Wichtig erscheint auch eine Diskussion über subjektiv wahrgenommene und objektive Risiken wie z.B. Lärmbelästigung und Besitzentwertung. Auch ist es sinnvoll eine Vermittlung der Technologie, eine Herausstellung regionaler Vorteile und die Partizipationsmöglichkeiten für die Identifikation mit einer geplanten Anlage durchzuführen bzw. anzubieten. Eine im Vorfeld von allen Seiten abgestimmte und akzeptierte wissenschaftliche neutrale Begleitung kann die Transparenz, das Vertrauen und die Vermittlung von Technologien unterstützen. Eine Gewähr auf Erfolg stellen die beschriebenen Maßnahmen jedoch nicht dar, sie sind fördernde Faktoren für einen Akzeptanzprozess.

Aus den einzelnen Untersuchungsgegenständen kann abgeleitet werden, dass PtG zwar momentan eine teure Technologie ist, die jedoch eine Möglichkeit für die schnelle Dekarbonisierung darstellt, da dieses Konzept bestehende Infrastrukturen zur Energieverteilung und relativ kostengünstige und vorhandene Technologien zur Nutzung wie z.B. Thermen und Gasfahrzeuge nutzt. Der frühzeitige Einsatz von PtG kann technisch helfen, die Transformation des heutigen Energiesystems in ein zukünftiges zu vereinfachen sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies bedeutet ferner, dass PtG weitere Sektoren kurzfristig für die Erreichung der vereinbarten Ziele des COP21 frühzeitig zur Verfügung erreichen und bedienen kann. Auch wird deutlich, dass gerade in Regionen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien PtG die regionale Stromversorgung stabilisieren und die Energieversorgung unabhängiger von Importen machen kann, was wiederum die Wertschöpfung in die Region verschiebt. Allerdings müssen die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Gerade die Hemmung, dass PtG im Allgemeinen als Endkunde definiert wird und somit alle Kosten und Abgaben zu entrichten hat, führt zu Kosten, die der Optimierung des Gesamtenergiesystems entgegenstehen. Auch wäre es unter volkswirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten sinnvoll, dass vor einer Aufrüstung von Stromnetzen eine Prüfung der zukünftigen Entwicklung der Residuallasten sowie von u.a. PtG-, Stromspeicher- oder Demand-Side-Management-Konzepten stattfinden sollte. Hierbei spielen die Kommunen und die kommunalen Betriebe eine strategische Rolle, da sie sowohl über die Kompetenz als auch über die benötigten Daten verfügen. Als Folgerung dieser Studie ist zu empfehlen, dass Kommunen und die kommunalen Betriebe verpflichtet werden sollten Konzepte unter Beachtung der regionalen Gesamtenergiesysteme zur Dekarbonisierung ihrer Liegenschaften und Flotten vorzulegen, um als Keimzellen für privatwirtschaftliche Aktivitäten dienen zu können. Hierzu müssen Analysen zu Stromverteilnetzen, Transformationsprozessen, Optimierung des sektorengesetzten Gesamtenergiesystems und Nutzung von Synergien zur Kostenminimierung durchgeführt werden, da momentan noch keine regional aufgeschlüsselten Daten zur Verfügung stehen.

Die Analysen zeigten zusammenfassend, dass PtG eine akzeptierte große Chance ist:

- erneuerbaren Strom für alle Sektoren einfach zur Verfügung zu stellen
- durch die Weiternutzung vorhandener, bewährter und effizienter Infrastruktur volkswirtschaftlich optimierte Energiesysteme in Verbindung mit Strom als Primärenergie zu entwickeln
- die Dekarbonisierung aller Sektoren kurzfristig zu ermöglichen

- die Einführungskosten für neue Technologien abmildern bzw. strecken zu können
- die Stromverteilnetze entlasten zu können
- Regionen durch die Nutzung von regional erzeugter Energie durch die Verschiebung der Wertschöpfung in die Region stärken zu können
- erneuerbaren Strom saisonal zu speichern und überdimensionierte Installation von Windkraftanlagen zu vermeiden
- über KWK erhebliche Beiträge zum Ausgleich positiver Residuallast beitragen zu können

2 Einleitung

Baden-Württemberg hat die Kernziele formuliert, die Treibhausgas-Emissionen um 90 % bis 2050 mit Basis 1990 zu reduzieren. Dieses Ziel soll im Wesentlichen durch die zwei Maßnahmen „Verbrauchseinsparung“ (50 % Reduktion des Endenergiebedarfs gegenüber 2010) und „Erzeugung erneuerbarer Energien“ (80 % des gesamten Endenergieverbrauchs) erreicht werden [1]

Bei der Maßnahme „Verbrauchseinsparung“ werden große Möglichkeiten bei der Einsparung beim Wärmebedarf und in der Mobilität gesehen. Der hohe angestrebte Anteil an erneuerbarer Energie bedeutet, dass in allen Sektoren eine Umstellung auf regenerative Energien stattfinden muss. Hierbei werden die Bruttostromerzeugung mit Wind und Sonne in Baden-Württemberg sowie der Import von EE-Strom deutlich an Bedeutung gewinnen. 2016 basierte die Stromerzeugung in Baden-Württemberg mit 44,1 % auf Atomkraftwerken und 36,8 % auf Kohlekraftwerken überwiegend auf konventionellen Energiequellen [2]. Aus heutigen Erfahrungen von Regionen in Deutschland und Baden-Württemberg führen allerdings bei einer Umstellung auf regenerative Stromerzeugung die hohe zeitliche Volatilität bei der Windenergie und der Photovoltaik (insbesondere im Binnenland) und eine hohe dezentrale Verteilung (Photovoltaik und kleine Windparks) der regenerativen Stromerzeugung zu einer zunehmenden zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch. Die dadurch entstehende Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage kann durch mehrere integrative technische Ansätze, z. B. Energieumwandlung, Stunden- bis saisonale Speicherung (zentral: Power to Gas – PtG und Pumpspeicherkraftwerke oder dezentral: flüssiges Biogas - LBG, Redox-Flow-Batterien, Fahrzeuge usw.), Warmwasser für Wärmenetze, Netzausbau, Lastverschiebung und Flexibilisierung der Stromerzeugung z. B. durch Bio- und Erdgas-KWK-Technologie ausgeglichen werden. Dabei ist davon auszugehen, dass das Potenzial eines einzelnen Lösungsansatzes nicht ausreichend ist, um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg in Zukunft zu gewährleisten.

Hierbei muss die Stromnetzstabilität bzgl. Frequenz und Spannung und Verluste beim Transport über weite Strecken beachtet werden, so dass eventuell die Nutzung von Gas für einen Teil der Stromversorgung sinnvoll sein kann. Zusätzlich kann es in der Übergangszeit zu einer Welt mit einer CO₂-Einsparung von über 90 % gegenüber 1990 sinnvoll sein den regenerativen Strom zuerst in stark CO₂-emittierende Sektoren (z. B. Mobilität) in Form von Gas (H₂, CNG, LNG oder LBG) einzusetzen.

In dieser Arbeit wurden daher die verschiedenen Ansätze für Baden-Württemberg-repräsentative Modellstandorte (z. B. ländliche Gebiete, Städte) betrachtet. Hierzu wird das Projekt in 7 Teilprojekte gegliedert, deren Verknüpfung in Abb. 2-1 dargestellt ist.

Die Rahmenbedingungen für die Standorte sowie die Potenziale und der Bedarf für u.a. EE-Ausbau, Mobilität, KWK, Wärme, Ausbaunotwendigkeit der Strominfrastruktur, Wiederverstromung, CO₂-Quellen, Einspeisung von H₂/CH₄ wurden in AP 1 ermittelt. Daraus wurden Szenarien für die modellgestützte Standortanalyse der (AP 2 bis AP 4) abgeleitet.

Die Arbeitspakete 2 – 4 waren sehr eng verzahnt und in einer iterativen modellgestützten Betrachtung eingebettet. In AP 2 wurde die Einbindung von EE in die Gasnetze betrachtet.

Hierbei wurden die Standorte u.a. auf Kapazitätsengpässe des Gastransports unter Beachtung von Restriktionen z.B. hinsichtlich Wasserstoffeinspeisung untersucht.

In AP 3 wurde parallel das vorhandene Stromnetz auf Schwächen untersucht. Ein weiterer wesentlicher Aspekt zur Bewertung der Maßnahmen war die Fehleranfälligkeit und deren Auswirkungen. Durch die Einbindung von Energieversorger, die reale Netz- und Versorgungsdaten sowie Erfahrung bereitstellten, konnten die Ergebnisse mit Ihren Einschätzungen geschärft und insbesondere die Abbildung der Netze und deren Modellierung unterstützt sowie praxisrelevante Erkenntnisse erzielt werden.

Die technischen Überlegungen mündeten in eine techno-ökonomische Betrachtung (AP 4) der Standorte. Auf Basis der Ergebnisse konnte eine modellgestützte Untersuchung zur Erlössituation (AP 5) und eine detaillierte und datenbasierte Akzeptanzanalyse (AP 6) durchgeführt werden.

Die Akzeptanzanalyse wurde u.a. auf Basis von Befragungen wichtiger Akteure durchgeführt, um Argumente, Ängste und Hemmnisse für die Einführung der Technologien zu identifizieren.

Die Ergebnisse der Akzeptanzanalyse sowie die identifizierten Randbedingungen für eine Akzeptanz wurden sowohl in AP 5 als auch in die modellgestützte Standortanalyse als Bewertungskriterium zurückgegeben. Sie konnten somit Einfluss auf die Kosten für Lösungen haben. Alle Ergebnisse wurden in AP 7 zusammengeführt und einer kritischen Bewertung unterzogen, um Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger in der Region vorzuschlagen, Planungen für eine optimierte Energieversorgung von Baden-Württemberg durchführen und die Bürger in Baden-Württemberg mit fundierten Ergebnissen in den Entscheidungsprozess zeitig optimal einbinden sowie der Versorgungswirtschaft und der Industrie Richtungen aufzeigen zu können.

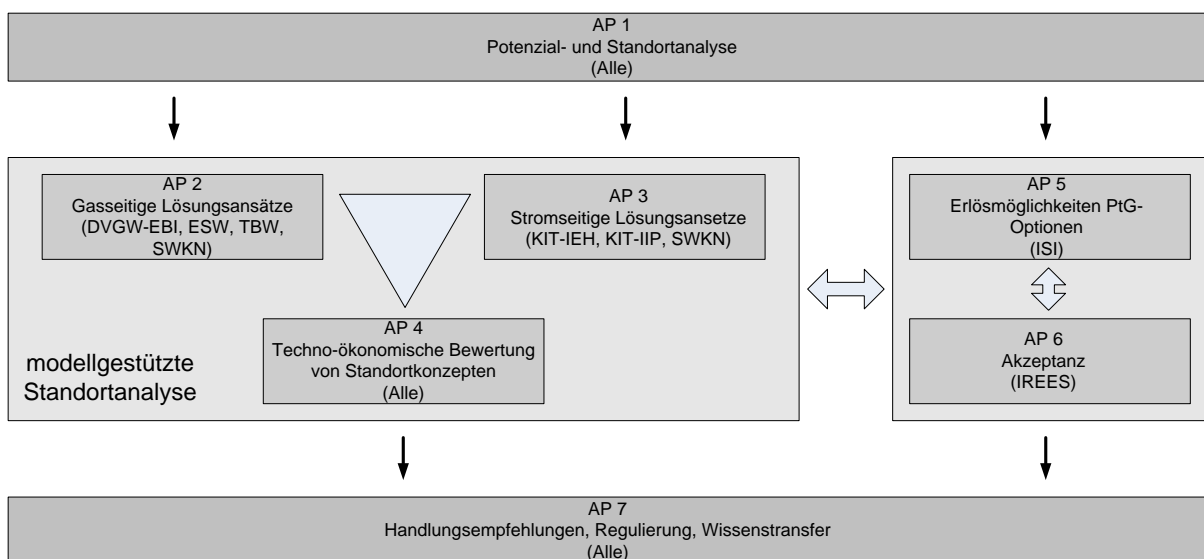


Abb. 2-1: Projektstruktur

In dieser Arbeit lag somit der erste Hauptfokus darin, innovative technisch umsetzbare Ansätze zur Lösung der dargestellten Problematik unter Nutzung der in Baden-Württemberg vorhandenen Energieinfrastruktur unter Berücksichtigung von technologischen, ökonomischen, ökologischen Gesichtspunkten zu koppeln (s. Abb. 2-2).

Der zweite Hauptfokus lag auf der Ermittlung der Akzeptanz der technischen Maßnahmen innerhalb der Bevölkerung und der Identifikation von Randbedingungen für eine Akzeptanz.

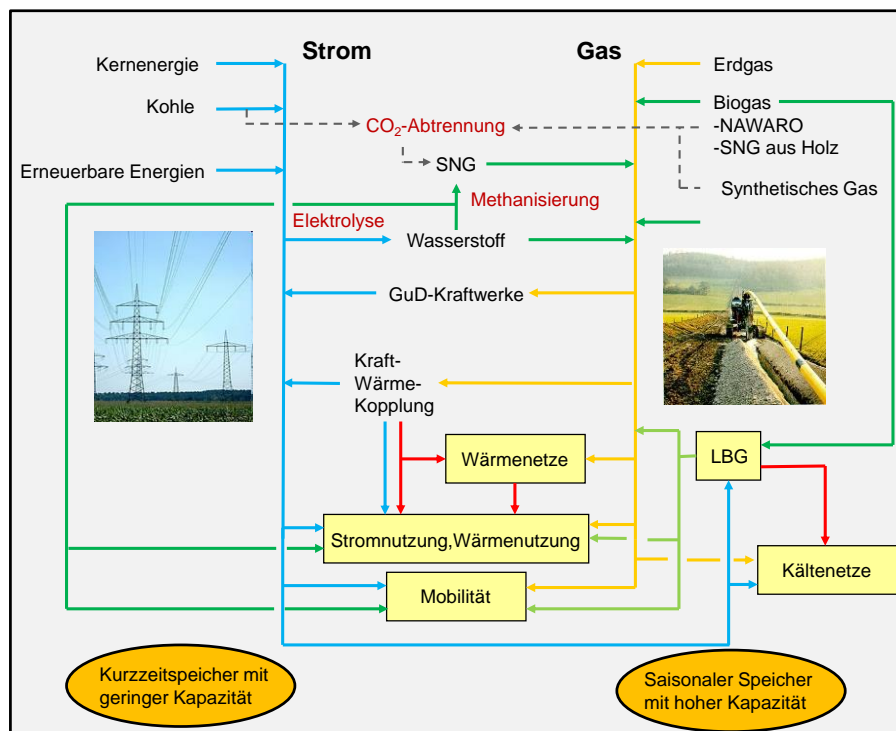


Abb. 2-2: Konvergenz von leitungsgebundenen Energiesystemen

3 Istzustand Energieversorgung Baden-Württemberg

Auf Basis von vorhandenen Daten und Studien wurde in diesem Kapitel eine Bestandsaufnahme des baden-württembergischen Energiesystems durchgeführt. Hierzu zählen insbesondere die Strominfrastruktur sowie die aktuelle Lage vor dem Hintergrund des Netzausbaus. Anschließend werden wesentliche Inhalte des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) des Landes Baden-Württemberg dargestellt. Das Zahlenwerk soll hierbei insbesondere hinsichtlich der Entwicklung der Nachfrageseite, des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sowie des Kraftwerkparks inkl. Sterbelinien näher betrachtet werden.

3.1 Istzustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg

In den folgenden Kapiteln soll ein möglichst vollständiges Bild der baden-württembergischen Stromversorgung gezeigt werden. Hierzu wird in den nachfolgenden Kapiteln zunächst auf die Strombereitstellung (3.1.1) und Stromnachfrage (3.1.3) eingegangen. Danach soll das baden-württembergische Stromnetz (3.1.4) sowie die Stromim- und -exporte zu den benachbarten Bundesländern und den Nachbarstaaten analysiert werden (3.1.5).

Die Analyse beschränkt sich dabei auf die Landesgrenze Baden-Württembergs. Es werden damit ausschließlich die dort physikalisch umgewandelten Strommengen berücksichtigt. Eigentumsverhältnisse bleiben somit unberücksichtigt¹. Als Vergleichsjahr dient das Jahr 2010.

3.1.1 Übersicht über die Strombereitstellung

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg betrug im Jahr 2015 64,2 TWh (2010: 66 TWh) und ist nach wie vor historisch bedingt durch einen sehr hohen Anteil an kerntechnischer Stromerzeugung geprägt (Abb. 3-1). Im Zuge des im Juni 2011 beschlossenen „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“ [3] ist dieser Anteil jedoch stark rückläufig und wird 2019 mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg II und der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Baden-Württemberg Neckarwestheim II 2022 vollständig auf „Null“ sinken. In 2015 betrug ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung 35,1 % (2010: 48%) und war damit weiterhin der Hauptenergieträger.

¹ Dies bedeutet, dass u.a. Investitionen der EnBW AG in Offshore-Windkraftanlagen in dieser Studie nicht berücksichtigt werden. Dies betrifft gleichermaßen auch etwaige Beteiligungen und Bezugsverträge von nicht innerhalb von Baden-Württemberg liegenden Kraftwerken.

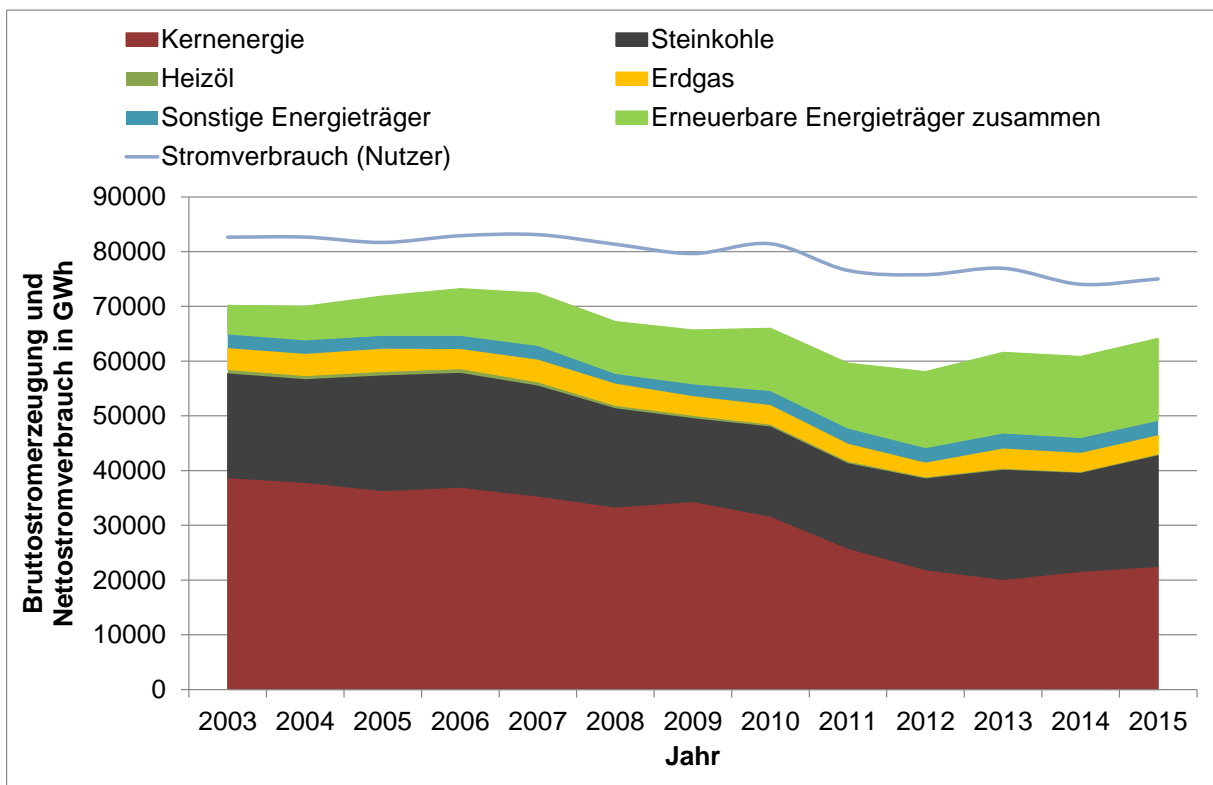


Abb. 3-1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und Verbrauch in Baden-Württemberg [4] [5]

Zweitwichtigster Energieträger für die Stromproduktion war 2015 mit 31,6 % (2010: 24,8%) die Steinkohle. Bei fast gleichbleibender Erzeugungsmenge gegenüber 2010 ist ihr Anteil auf Grund der insgesamt gesunkenen Bruttostromerzeugung gestiegen. An dritter Stelle folgen bereits die Erneuerbaren Energieträger, deren Anteil von 17,2% im Jahr 2010 auf 23,3% im Jahr 2015 gestiegen ist. Der Großteil des Zuwachses ist dabei auf den starken Zubau der Photovoltaik zurückzuführen. Binnen zwei Jahren hat sich die photovoltaische Stromerzeugung von 2,1 TWh im Jahr 2010 auf 7,6 TWh im Jahr 2015 verdreifacht.

Leicht gefallen ist der aus Erdgas erzeugte Strom mit einem Anteil von 3,1% (2010: 4,0%) und der aus sonstigen Energieträgern erzeugte Strom mit 4,3% (2010: 4,0%). Einen sehr kleinen Anteil mit 0,4% (2010: 0,7%) hat das Heizöl, ist jedoch für das Anfahren der Kessel in Steinkohlekraftwerken auf Zündtemperatur des Kohlestaubs mit einem Zündbrenner, der mit Erdgas oder Heizöl befeuert wird, unverzichtbar. Hinzu kommt, dass Ölkraftwerke zur Spitzenlastabdeckung zur Stabilisierung des Stromnetzes in Baden-Württemberg von Bedeutung sind. Eine Übersicht zu den Anteilen an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg 2015 gibt Abb. 3-2.

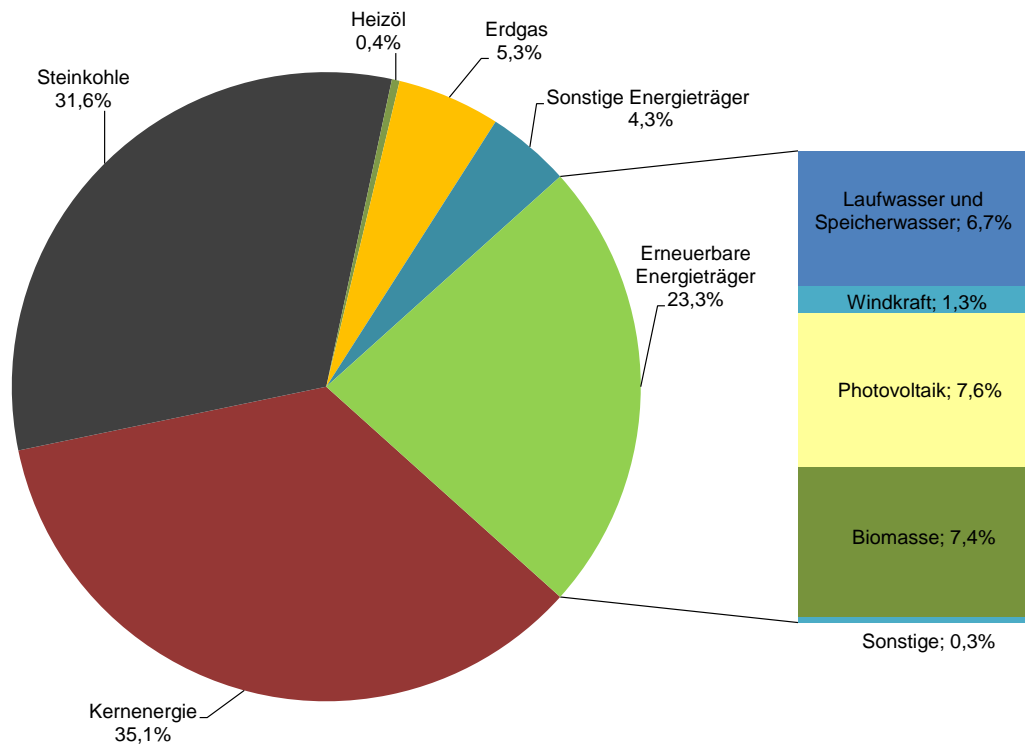


Abb. 3-2: Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg 2015 [4]

Abb. 3-1 zeigt neben der gesunkenen Bruttostromerzeugung auch eine größer werdende Lücke zwischen Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch bis 2012. Danach sank die Lücke wieder aufgrund höherer Kohlestromproduktion. Betragen die Importe im Jahr 2005 noch 9,8 TWh, stiegen diese bis 2010 auf 15,4 TWh und betragen bereits 2012 rund 17,7 TWh und fielen bis 2015 auf 10,8 TWh [4] [6].

3.1.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg

Der Anteil der Erneuerbaren Energiequellen an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg stieg seit 2003 zunächst getrieben durch einen verstärkten Ausbau der Biomasse bis 2009 und danach durch die Photovoltaik bis 2015 stark an (s. Abb. 3-3). In Summe betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg 2015 rund 22,6% (2010: 17,2%) bzw. 14,9 TWh (2010: 11,4 TWh) [4] [7]. Allerdings ergeben sich bei genauerer Aufschlüsselung hinsichtlich der einzelnen Energieträger größere strukturelle Unterschiede zwischen Baden-Württemberg und Deutschland (s. Abb. 3-4).

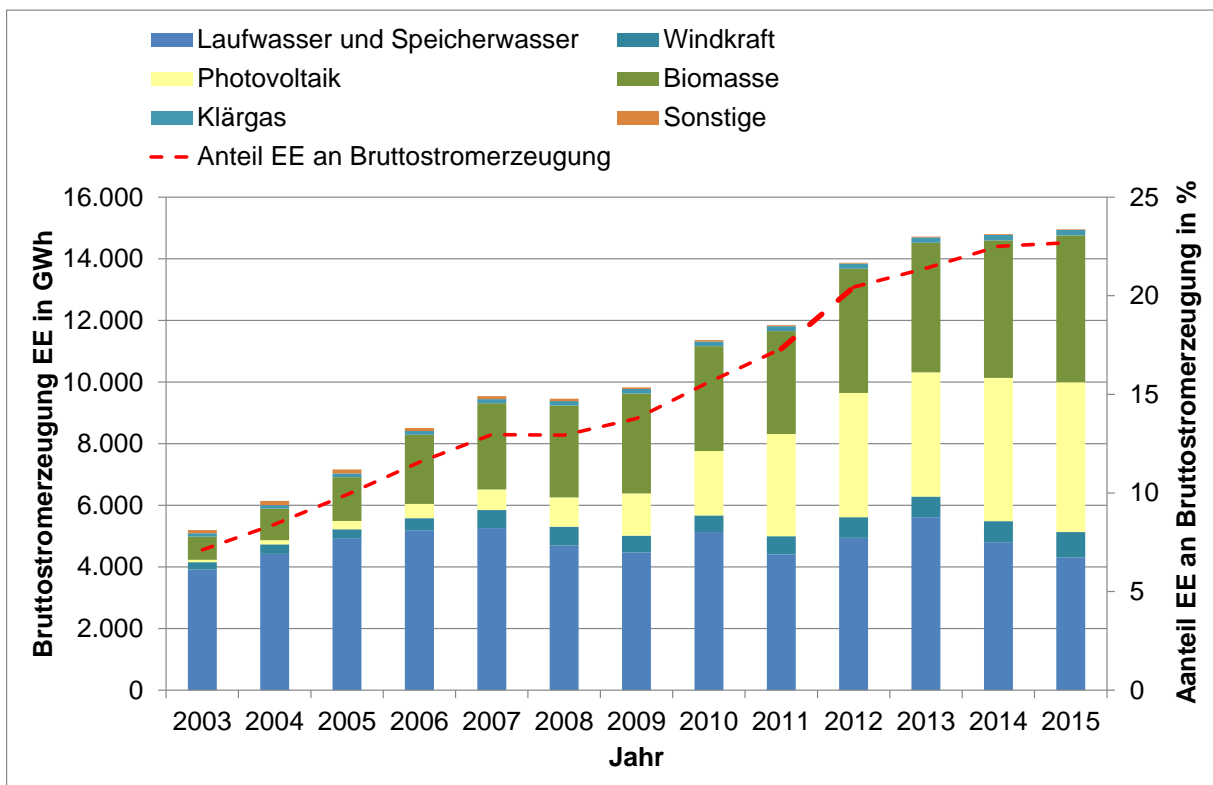


Abb. 3-3: Entwicklung der aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strommengen und ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung (1990 - 2012) [4].

Die Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg ist 2015 nach wie vor stark von der Wasserkraft mit einem Anteil von 28,8 % (2010: 45,2 %) geprägt, während diese deutschlandweit nur einen Anteil von 10,1 % (2010: 20,0 %) aufweist. Auch der Anteil des aus Photovoltaik erzeugten Stromes liegt mit 32,5 % (2010: 18,3 %) über 20,7 %-Punkte über dem Bundesdurchschnitt. Unterdurchschnittlich repräsentiert ist hingegen der Anteil der Windkraft mit 5,6 % (2010: 4,8 %) an der baden-württembergischen Stromerzeugung. Der Bundesdurchschnitt beträgt hier 42,3 % (2010: 35,9 %). Nahezu identisch ist hingegen der Anteil der Biomasse. So beträgt der Anteil des erzeugten Stroms durch Biogasanlagen und Biomasse(heiz-)kraftwerken in Baden-Württemberg 31,8 % (2010: 29,9 %)². Der aus Biomasse erzeugte Stromanteil auf Bundesebene liegt bei 26,0 % (2010: 30,9%) (Abb. 3-4) [4] [6] - [9].

² Des Weiteren zählen hierzu Strom aus ca. 371 Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 60,3 MW und Strom aus biogenen Abfällen zu 50%.

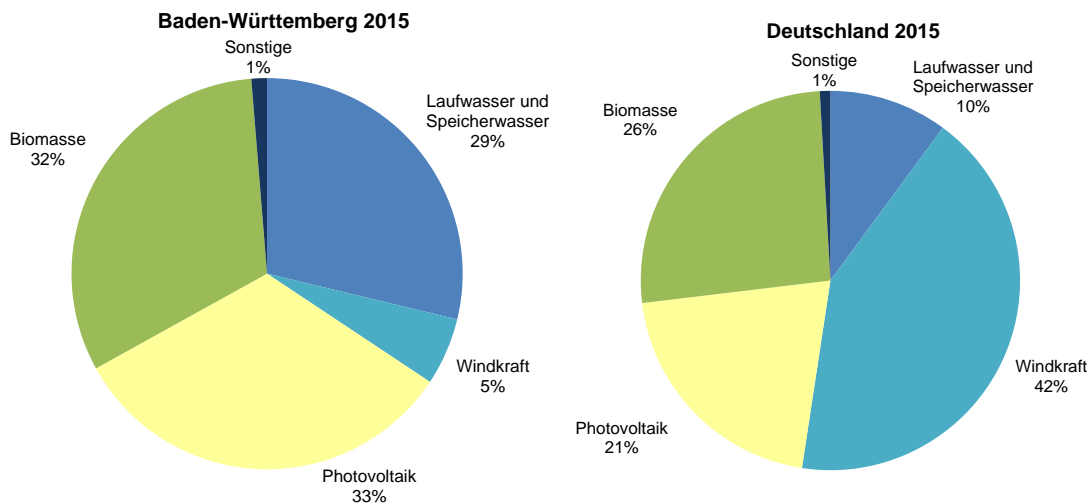


Abb. 3-4: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg und Deutschland 2012 [4] [6][10].

Bedingt durch die fluktuierende Energieerzeugung aus den Erneuerbaren Energiequellen müssen darüber hinaus auch die installierten Leistungen betrachtet werden. Dies gilt v.a. für die Photovoltaik, da diese im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren Energieträgern niedrigere Verfügbarkeiten aufweist. Damit steigt die installierte Leistung gegenüber der erzeugten Energiemenge besonders stark an. Die installierte Leistung der Photovoltaik im Jahr 2012 betrug rund 4,4 GW (2010: 2,9 GW) und verfügt damit über eine höhere installierte Leistung als die anderen Erneuerbaren Energieträger zusammen (Abb. 3-5).

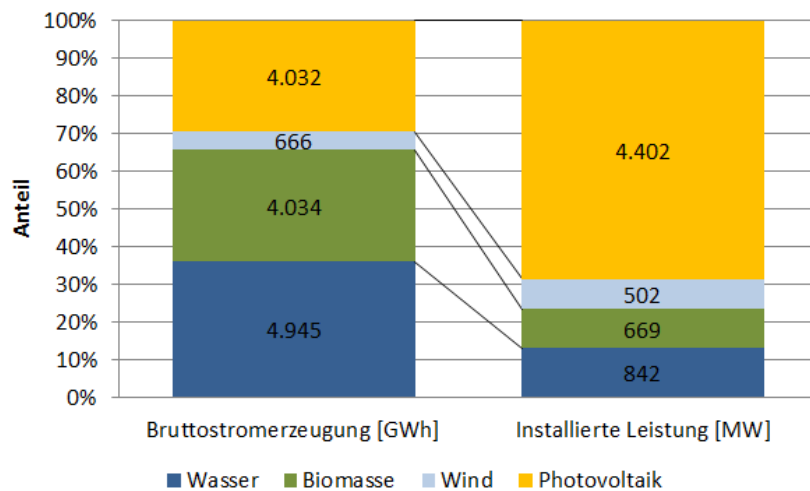


Abb. 3-5: Anteil der verschiedenen Energieträger am aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom und deren installierte Leistungen 2012 [6][10].

Die installierte Leistung der Windkraft betrug 502 MW (2010: 467 MW), deren durchschnittliche Vollaststunden 1.327 h. Bei den Energieträgern Wasser und Biomasse sind die installierten Leistungen 842 MW (2010: 832 MW) bei Wasser und 669 MW bei der Biomasse. Tab. 3-1 zeigt die Jahresnutzungsgrade der einzelnen Energieträger.

Tab. 3-1: Jahresnutzungsgrad Erneuerbarer Energieträger in Baden-Württemberg 2007 – 2012 [10].

Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Durchschnitt 2007 - 2012
Wasserkraft	11,6%	10,5%	10,5%	11,5%	12,3%	11,9%	11,4%
Windkraft	16,6%	16,6%	13,8%	13,2%	13,8%	15,1%	14,9%
Photovoltaik	8,4%	8,3%	8,1%	8,2%	10,1%	11,2%	9,0%
Biomasse gesamt ¹	62,2%	62,0%	70,7%	67,8%	60,4%	66,2%	64,9%
Darunter							
Biogas	71,9%	81,4%	84,4%	77,4%	71,8%	77,6%	77,4%
feste biogene Brennstoffe	69,7%	64,6%	70,2%	68,9%	59,9%	66,4%	66,6%
flüssige biogene Brennstoffe	34,5%	26,4%	45,8%	39,5%	13,7%	13,8%	28,9%

¹ ohne biogenen Abfall

3.1.3 Stromnachfrage in Baden-Württemberg

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg betrug im Jahr 2012 rund 75,8 TWh. Hier von entfielen 17,2 TWh (22,7%) auf Haushalte, 27,8 TWh (36,6%) auf den Bergbau und das verarbeitende Gewerbe und 21,3 TWh (28,1%) auf sonstige Verbraucher (darunter GHD, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft). Weitere 1,6 TWh entfielen auf den Verkehr sowie 7,9 TWh auf Netzverluste sowie den Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich und Pumpstromverbrauch. Die Anteile der einzelnen Verbrauchssektoren am Bruttostromverbrauch sind dabei seit 1973 mit Ausnahme der Netzverluste nahezu konstant und stiegen absolut gesehen bis zum Jahr 2007 der ersten Dekade des neuen Jahrtausends an (Abb. 3-6).

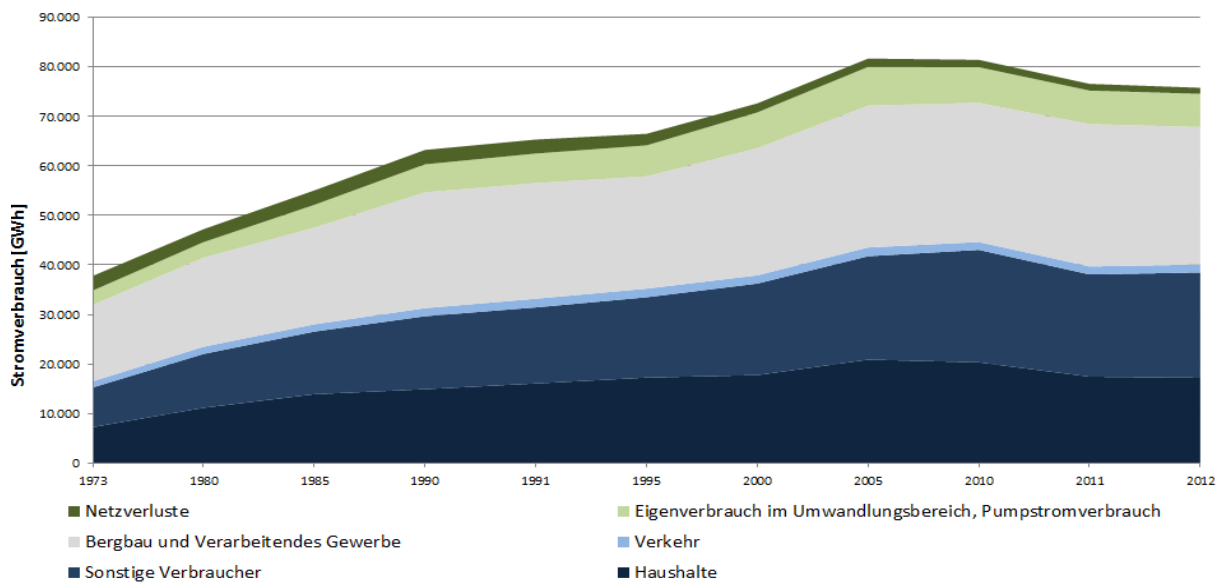


Abb. 3-6: Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg nach Verbrauchssektoren von 1973 – 2012 [7].

Seit 2007 (83,1 TWh) ist der Bruttostromverbrauch jedoch rückläufig und weist ab dem Jahr 2010 (81,4TWh) einen sehr starken Rückgang 2011 um 4,9 TWh gegenüber 2010 und2012 um 5,6 TWh gegenüber 2010 auf. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf eine verringerte Nachfrage des Haushaltssektors um ca. 3,1 TWh und bei den sonstigen Verbrauchern um rund 1,4 TWh zurückzuführen (Abb. 3-7). Erklärt werden kann dies durch etwas mildere Witterungsbedingungen, welche zu einer Reduktion im Heizstrombedarf (z.B. Nachtstromheizungen) führen, evtl. durch einen gesunkenen Endenergieverbrauch aufgrund des Einsatzes von KWK-Anlagen und durch einen zunehmenden Eigenverbrauch des selbsterzeugten Photovoltaikstroms. Allerdings scheint dieser Rückgang insgesamt jedoch zu hoch, um damit alleine begründet zu werden [11].

Ebenfalls gesunken, wenngleich auch etwas weniger stark, sind die Stromnachfragen des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes von 28,1 auf 27,7 TWh und die Netzverluste von 1,5 auf 1,2 TWh. Annäherungsweise konstant geblieben ist die Stromnachfrage des Verkehrs mit 1,6 TWh (2010: 1,6 TWh, während der Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich, Pumpstromverbrauch zuletzt von 6,7 TWh auf 7,2 TWh gestiegen ist (Abb. 3-7).

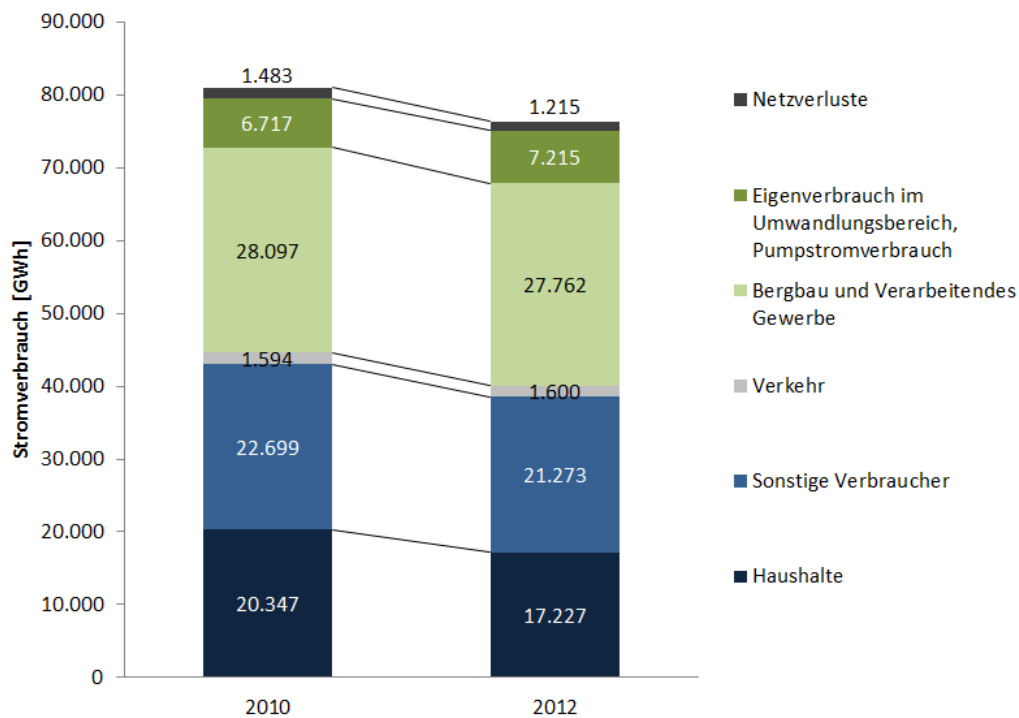


Abb. 3-7: Vergleich des Stromverbrauchs 2010 und 2012 [7].

3.1.4 Stromnetz Baden-Württemberg

Das Stromnetz in Europa ist grundsätzlich hierarchisch in Transport-, Übertragungs- und Verteilnetze unterteilt. Ersteres dient dem überregionalen Transport von Strom aus großen Erzeugungsanlagen mit den Spannungsebenen 220 und 380 kV, welche den Strom dann vorrangig in die nachgelagerten 110 kV-Übertragungsnetze geben. Diese verteilen den Strom weiter an lokale Verteilnetze und Niederspannungsnetze (10 kV / 20 kV und 230 V / 400 V / 690 V) sowie an Sondervertragskunden. Umspannwerke sorgen jeweils für eine Transformation auf die niedrigere Spannungsebene. Die Einspeisung aus großen Kraftwerken erfolgt auf den höheren Spannungsebenen. Dezentrale, kleinere Anlagen (z.B. Photovoltaik, μ KWK) hingegen auf den unteren Spannungsebenen.

Das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg ist als Teil des gesamtdeutschen Netzes in das europäische Verbundnetz über zahlreiche Kuppelstellen integriert und an den Regelzongrenzen direkt mit den anderen Netzbetreibern innerhalb Deutschlands sowie mit der Schweiz, Österreich und Frankreich verbunden (Abb. 3-8). Regelzonenbetreiber ist in Baden-Württemberg die TransnetBW. Die Verteilnetze in Baden-Württemberg auf der anderen Seite werden von derzeit 129 Unternehmen betrieben [12]. Größter Verteilnetzbetreiber ist wie aus Abb. 3-8 ersichtlich die NetzeBW.

Auf beiden Netzebenen treten im Zuge der Energiewende neue Anforderungen auf, denen begegnet werden muss. Insbesondere im Übertragungsnetz kommt es durch den verstärkten Zubau von regenerativen Energieanlagenkapazitäten im Norden Deutschlands, durch die

Abschaltung der Kernkraftwerke im Süden und durch die hohen Exporte in südliche Nachbarländer zu steigenden Anforderungen bezüglich der Netzstabilität [13]. Hierzu sind Maßnahmen bezüglich des Engpassmanagements sowie Netzausbaumaßnahmen notwendig.

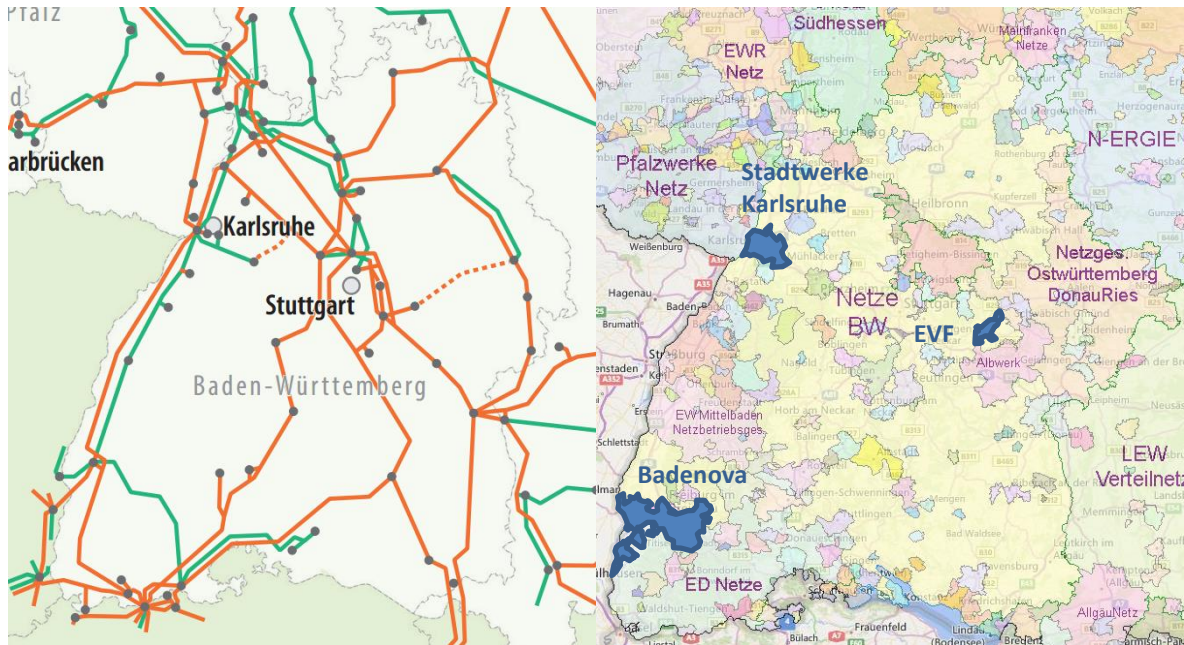


Abb. 3-8: Höchstspannungsnetz (380kV: orange; 220kV: grün) (links) und Übersicht über die Verteilnetzbetreiber (rechts) in Baden-Württemberg 2014. Hervorgehoben sind hier die drei Netzgebiete der Projektteilnehmer Stadtwerke Karlsruhe, Badenova und Energieversorgung Filstal (EVF) [14].

3.1.4.1 Engpassmanagement

Durch den verstärkten Zubau von regenerativen Energien im Norden Deutschlands, die Abschaltung der Kernkraftwerke im Süden, die hohen Exporte in südliche Nachbarländer und den teilweise nur schleppend verlaufenden Netzausbau greifen die Übertragungsnetzbetreiber zum Schutz vor Überlast einzelner Leitungsabschnitte in die marktbasiertere Fahrpläne (Redispatch³) der Erzeugungseinheiten ein. Hierfür werden ausreichend sichere Erzeugungskapazitäten benötigt, die entweder durch aktive sich am Markt befindliche Kraftwerke bereitgestellt werden oder, sofern diese nicht ausreichen, durch Reservekraftwerke. Den rechtlichen Rahmen hierzu bilden das EnWG (§13 und §16) sowie die Reservekraftwerksverordnung (ResKV).

Darüber hinaus besteht seit dem 30.12.2012 für die Übertragungsnetzbetreiber die Pflicht ihre Anpassungsmaßnahmen der Wirkleistungseinspeisung zu veröffentlichen. Die erste Dokumentierung datiert auf den 01.04.2013. Seit dem können bis zum 31.07.2014 insgesamt

³ Der Redispatch bezeichnet dabei eine Änderung in der Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch). Dieser dient zur Beseitigung von etwaig auftretenden Netzengpässen durch die geografische Verlagerung von Erzeugerleistung. Dabei bleibt die Summe der Wirkleistungseinspeisung nahezu unverändert.

4.697 Maßnahmen (ca. 5,4 TWh Gesamtarbeitsvolumen) gezählt werden, wovon die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber mit 882 und einem Gesamtarbeitsvolumen von rund 1,2 TWh beteiligt ist. Von den 882 durch die TransnetBW ergriffenen Maßnahmen entfallen jedoch nur 33 mit einem Arbeitsvolumen von 33,6 GWh in die Regelzone der TransnetBW. Diese Maßnahmen sind darüber hinaus stark saisonal abhängig und werden hauptsächlich in den Winter- und frühen Frühlingsmonaten abgerufen (Abb. 3-9). Ein Vergleich mit den Vorjahren in Tab. 3-2 zeigt die Entwicklung der Redispatchmaßnahmen inkl. Countertrading seit 2010. Hier ist zumindest deutschlandweit eine Zunahme der abgerufenen Stunden zu beobachten. Das Volumen sowie die dazugehörigen Kosten sind zuletzt leicht rückläufig.

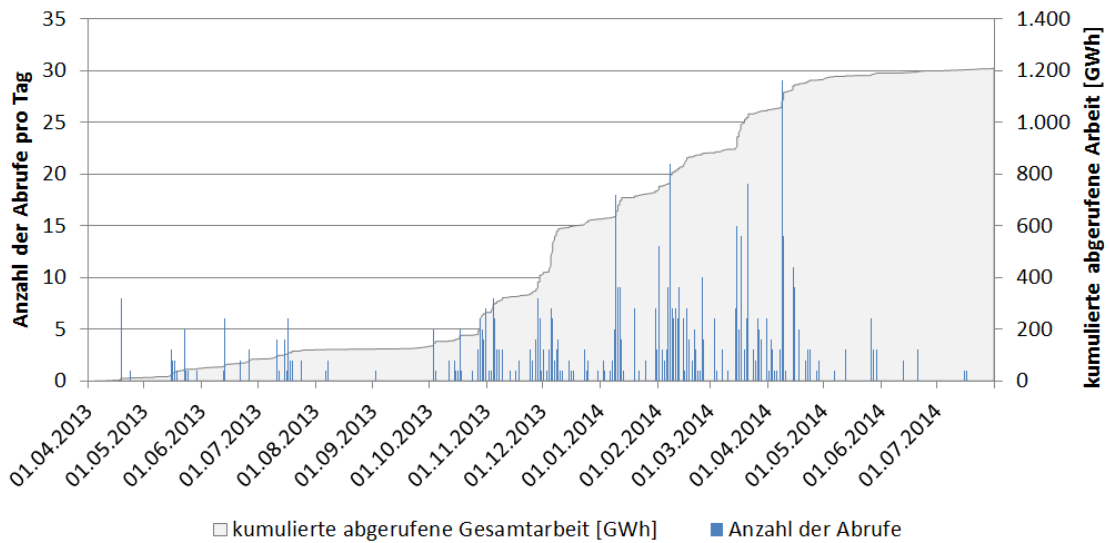


Abb. 3-9: Anzahl der Redispatch-Maßnahmen sowie die kumulierte abgerufene Arbeit in GWh im Zeitraum 01.04.2013 - 31.07.2014 durch die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber [15].

Die Leistungen, die im Rahmen dieser Redispatch-Maßnahmen abgerufen werden können bzw. benötigt werden, ergeben sich additiv aus SiV-Maßnahmen in der Regelzone von 50 Hertz, dem präventiven Redispatch, der Absenkung der Windeinspeisung und dem konventionellen Redispatch. In der Summe betragen diese Maßnahmen für den Winter 2014/2015 rund 7,4 GW. Reichen diese Redispatch-Maßnahmen auf Basis von marktbasierter Kraftwerksleistung nicht aus, muss auf Reservekraftwerke zurückgegriffen werden (gesicherter Redispatch). Diese werden im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung kontrahiert, wobei ihr Bedarf seit Winter 2011/2012 stetig steigt und für den Winter 2014/2015 bereits 3.091 MW (2011/2012: 1.645 MW) beträgt. Mit einer weiteren Ausweitung der Kapazitäten für das Jahr 2016/2017 auf 7.000 MW wird bereits gerechnet. Tab. 3-3 zeigt eine Übersicht über die bisherig kontrahierten Kraftwerke. Hierbei stehen sechs kontrahierte Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 871 MW innerhalb der Landesgrenzen Baden-Württembergs [8].

Tab. 3-2: Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen (2010 – 2013) [16].

	2010	2011	2012	2013
Anzahl Stunden	1.589	5.000	7.160	7.965
Volumen getätigte Maßnahmen in GWh*	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar	2.566	2.278
Gesamtvolumen Redispatch (inkl. Gegengeschäfte in GWh)	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar	4.690	4.390
Saldierte Kosten für Redispatch (inkl. Countertrading) in Euro	48	129,4	164,8	114,85

* Auswertung anhand der Menge der getätigten Maßnahmen („Engpassvolumen“: Reduzierung der Einspeiseleistung von Kraftwerken zur Behebung des Netzengpasses). Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird hierbei nicht berücksichtigt.

Quelle: BNetzA

Tab. 3-3: Übersicht über die bisherig kontrahierten Kraftwerke für 2014/2015 in Deutschland. Hervorgehoben sind die Kraftwerke in Baden-Württemberg [8].

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	355
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Großkraftwerk Mannheim AG	GKM 3	202
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT(solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
Reservekraftwerksleistung in AT	EVN	785
	Summe	3027

3.1.4.2 Netzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg

Um die Gefahr der Überlast einzelner Leitungsabschnitte zu mindern, wurde bereits 2009 zum einen das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) [17] verabschiedet, um den Ausbau der Übertragungsnetze zu forcieren. Hierin werden bundesweit 23 Vorhaben genannt, wovon zwei in Baden-Württemberg umgesetzt werden sollen (s. Abb. 3-10) [18]⁴. Allerdings weist die TransnetBW für das Vorhaben mit der Nr. 24 aus, dass dieses Projekt bis auf weiteres verschoben und nicht vor 2018 – 2020 angegangen werden soll [19].

⁴ Ursprünglich handelte es sich um 24 Vorhaben. Das Projekt „Nr. 22: Weier – Villingen“ (Baden-Württemberg) wurde allerdings nach einer Prüfung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2022 aus energie-wirtschaftlichen Gründen als nicht notwendig eingestuft.

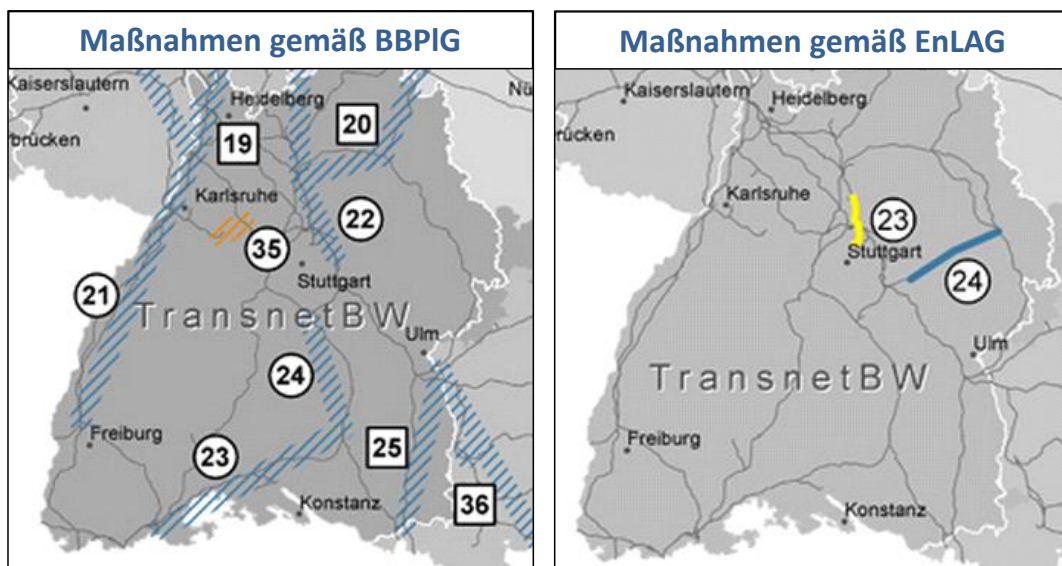


Abb. 3-10: Netzausbaumaßnahmen nach EnLAG und BBPIG in Baden-Württemberg [18] [20].

Zum anderen wurde mit dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) [21] im Juli 2013 auf Basis des Netzentwicklungsplans 2012 ein Gesetz erlassen, das bundesweit 36 Vorhaben enthält, die für einen zuverlässigen Netzbetrieb vordringlich sind. Zehn Vorhaben fallen (teilweise) in die Landesgrenzen von Baden-Württemberg [20]. Davon befinden sich derzeit bis auf das Vorhaben Nr. 35 (Raumordnungsverfahren abgeschlossen) nicht in der Planungsphase (blau gestrichelt in Abb. 3-10 dargestellt)⁵.

Neben den Maßnahmen aus dem EnLAG und dem BBPIG existieren auch weitere Maßnahmen, welche im Rahmen des jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplans bereits vorausgesetzt werden. Hierzu weisen die Übertragungsnetzbetreiber, wie in Tab. 3-4 gezeigt, ein „Startnetz“ aus, das die dort stehenden Maßnahmen als verbindlich sind und deren energie-wirtschaftliche Notwendigkeit teilweise von den zuständigen Planungsbehörden bestätigt wurde [22].

⁵ Im Anhang befindet sich ferner eine detailliertere Darstellung über die geplanten Netzausbaumaßnahmen gemäß EnLAG und BBPIG. Darüber hinaus werden auch einige weitere Vorhaben im Übertragungsnetz der TransnetBW aufgezählt, die außerhalb der beiden Gesetzesbeschlüsse angedacht sind.

Tab. 3-4: Startnetz 2013 TransnetBW [18] [22].

Nummer	Startnetzmaßnahme TransnetBW	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA*	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöhe - Niederstotzingen und Dellmensingen - Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöhe - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		47	2013
		Dellmensingen - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		41	2013
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöhe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöhe und Schaltfeld	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-003 (EnLAG Nr. 24)	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen - Goldshöhe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöhe	Bünzwangen - Goldshöhe	Leitung	Netzausbau	60		2020
		Schaltanlage Goldshöhe - Feld Bünzwangen	Anlage	Netzverstärkung			2020
		Schaltanlage Bünzwangen - Feld Goldshöhe	Anlage	Netzverstärkung			2020
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach - Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach - Hüffenhardt	Leitung	Netzverstärkung		20	2013
		Schaltanlage Hüffenhardt - Feld Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2013
TNG-005 (EnLAG Nr. 23)	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach - Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach - Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung		12	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung		25	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen - Endersbach	Leitung	Netzverstärkung			2014
		Großgartach - Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck - Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck - Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung		5	2014
		Hoheneck	Anlage	Netzverstärkung			2014
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal - Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal - Punkt Forst	Leitung	Netzausbau	6		2013
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	Kompensationsspule und Schaltfeld Höpfingen	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator Engstlatt	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-012	Netzausbau des 380/110-kV-Umspannwerkes Stalldorf	Stalldorf	Anlage	Netzausbau			2016

* Netz-Optimierung - vor Verstärkung - vor Ausbau

3.1.5 Stromimporte und Stromexporte

Da der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg stets über der Bruttostromerzeugung liegt, muss das Land Baden-Württemberg über das Ausland bzw. über die benachbarten Regelzonen Strom importieren, um diesen Bedarf zu decken. Eine Übersicht über die Jahre 2010 – 2012 zeigt hierzu Abb. 3-11. Erkennbar ist hier ein starker Rückgang der internationalen Stromexporte von 2010 bis 2012 um rund 3,3 TWh auf 0,5 TWh. Die internationalen Stromimporte und -exporte sind somit über das Jahr gesehen nahezu ausgeglichen. Ebenfalls rückläufig sind neben den internationalen auch die nationalen Stromimporte aus den benachbarten Regelzonen von 19,2 TWh (2010) auf 18,2 TWh (2012). Dies lässt sich auf

den insgesamt um rund 4,8 TWh stark gesunkenen Bruttostromverbrauch von 81,4 (2010) auf 76,6 TWh (2011) begründen⁶.

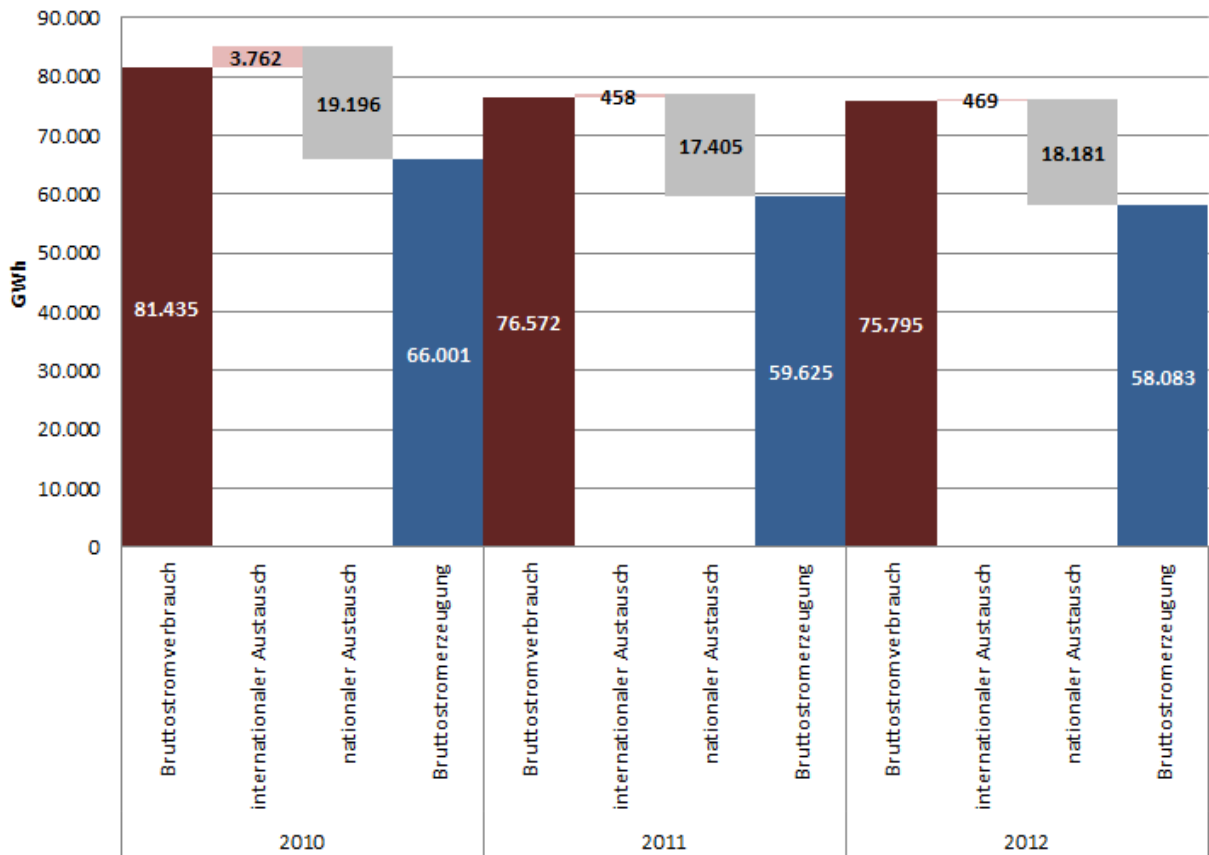


Abb. 3-11: Strombilanz Baden-Württembergs unter Berücksichtigung des internationalen Stromaus-tausches des Netzes der TransnetBW [7] [23].

In Bezug auf den grenzüberschreitenden Stromaustausch zeigt Abb. 3-12 ein genaueres Bild. Abgebildet sind hier die nach den Nachbarländern (Schweiz, Österreich und Frankreich) aufgeschlüsselten physikalischen Lastflüsse als Wochenmittelwerte. Man erkennt, dass über das Jahr hinweg mehr Strom von Frankreich importiert und mehr Strom in die Schweiz und nach Österreich exportiert wird. Saisonale Schwankungen können für Frankreich in den Wintermonaten auf Grund hoher installierter elektrischer Heizleistungen beobachtet werden und in den Sommermonaten für die Schweiz und Österreich, die hier mehr Strom aus den Pumpspeicherkraftwerken nach Deutschland abgeben.

⁶ Verweis auf Entwicklung der Stromnachfrage.

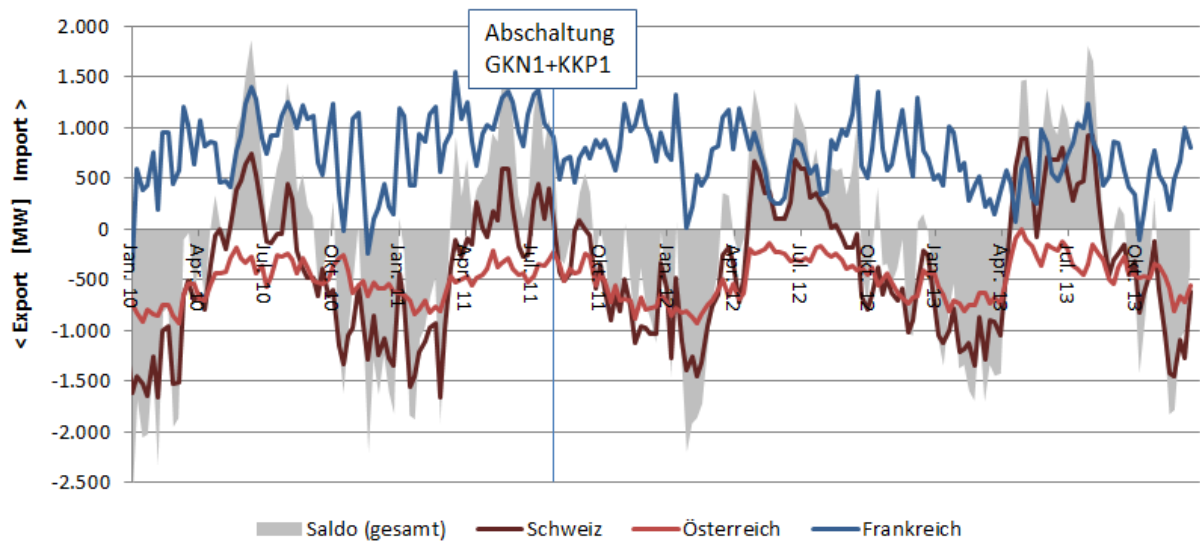


Abb. 3-12: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse (Wochenmittel) mit dem Ausland (Januar 2010 - Dezember 2013) [23].

Ebenfalls in Abb. 3-12 eingetragen ist das Datum der Abschaltung der beiden Kernkraftwerke Philippsburg 1 (KKP1) sowie Neckarwestheim 1 (GKN 1). Vergleicht man die Lastflüsse vor und nach der Abschaltung der Kernkraftwerke kann man erkennen, dass zum einen im Sommer (Import) häufigere Abrufe beobachtet werden können und zum anderen im Winter die Exporte ihrer Leistung nach abgeschwächt auftreten. Dies lässt sich einerseits auf einen geringer ausfallenden Stromimport aus Frankreich und andererseits auf ein höheres Rückgreifen auf schweizerische Kapazitäten im Sommer zurückführen, wie ein ergänzender Blick auf die ausgetauschten Strommengen in Abb. 3-13 zeigt. Diese Veränderung steht vermutlich neben den abgeschalteten Kernkraftwerken in Deutschland auch direkt im Zusammenhang mit den stark ausgebauten Kapazitäten bei den Erneuerbaren Energieträgern. Die mit ihnen entstehende fluktuierende Energieerzeugung erfordert zunehmend eine schnelle Energiebereitstellung aus Spitzenlastkraftwerken wie zum Beispiel aus den Pumpspeicherkraftwerken aus der Schweiz. Gleichzeitig verringert sich dadurch die Nachfrage nach grundlastfähigen Kraftwerken wie Kernkraftwerke, die vornehmlich in Frankreich für die Strombereitstellung sorgen.

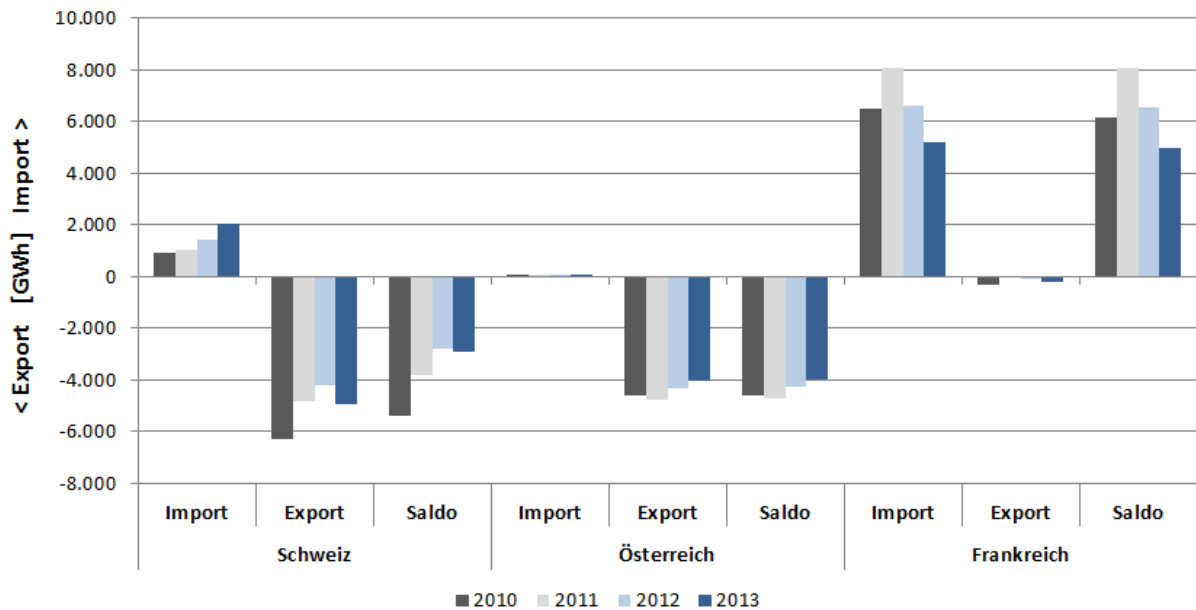


Abb. 3-13: Ausgetauschte Strommengen in GWh zwischen dem Netz der TransnetBW und dem Ausland (2010-2013) [23].

3.2 Technologie Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) ist eine Technologie, die Strom in Gas umwandelt und somit Strom saisonal speicherfähig macht. Zudem kann PtG mit der weiteren Nutzung der vorhandenen robusten und ausgereiften Technologie die Sektoren Wärme, Mobilität und Industrie mit erneuerbarer Energie versorgen und somit zu einer schnellen Dekarbonisierung dieser Sektoren beitragen.

3.2.1 Entwicklung der Prozessketten PtG mit technischer und energetischer Bewertung

Eine vielversprechende Möglichkeit zur langfristigen Speicherung von EE-Strom und zur einfachen Implementierung von EE-Strom in andere Sektoren bietet PtG.

Power-to-Gas wandelt in einem ersten Schritt in einem Elektrolyseprozess entmineralisiertes Wasser mit Strom in Wasserstoff und Sauerstoff. Der nachfolgende Schritt ist die Methanisierung, in der Methan aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid erzeugt wird.

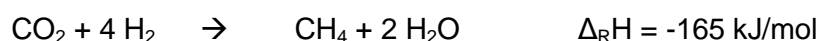
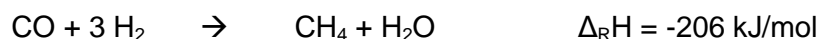
Die technische Umsetzung wird in mehreren PtG-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff oder/und Methan umgesetzt. Hierbei werden unterschiedliche Geschäftsmodelle untersucht und die technische Umsetzung erprobt. Zu den Anlagen größer 2 MW elektrische installierte Elektrolyseleistung zählen die Anlage in Falkenhagen, die Anlage in Mainz sowie die Anlage

in Werte. Ein Überblick über die existierenden Anlagen gibt [24]. Insgesamt sind 17 Anlagen > 100 kW elektrische installierte Elektrolyseleistung aufgelistet. Ferner existieren noch diverse Anlagen für den Forschungsbetrieb in Labor- und Pilotmaßstab. Es hat sich gezeigt, dass die Technologie für einen fluktuierenden Betrieb geeignet ist. Die Elektrolyse kann nahezu den Stromschwankungen folgen. Die Methanisierung ist ein wenig träger, so dass je nach Umsetzungskonzept bzw. Geschäftsmodell ein Zwischenpuffer für Wasserstoff benötigt wird. In Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass insbesondere bei einer stromnetzdienliche Fahrweise von PtG-Anlagen in allen Netzebenen und im Speziellen in Stromverteilnetzen eine deutliche Reduktion von Stromnetzausbaumaßnahmen und eine verbesserte sektorale Kopplung zu erreichen ist [25 - 30]. Diese Aussage gilt besonders während der Transformationszeit von heute in eine Welt mit Strom als Primärenergie.

Für die Elektrolyse können die drei Grundprinzipien „Alkalische Elektrolyse“ (AEL), „Proton exchange Membrane Elektrolyse“ (PEMEL) und „Solid Oxide Elektrolyse“ (SOEL) eingesetzt werden. Die AEL und die PEMEL sind kommerziell verfügbar und arbeiten in einem ähnlichen Temperaturbereich von 40 – 90 °C sowie können je nach Konfiguration für Druckbetriebe bis 30 bar eingesetzt werden [31 - 3435]. Die SOEL benötigt dagegen eine Arbeitstemperatur von 800 – 1000 °C. Sie steht momentan nicht kommerziell zur Verfügung. Verschiedene Technologien werden momentan im Demonstrationsmaßstab getestet. Der Vorteil der SOEL gegenüber der AEL und der PEMEL ist der höhere Wirkungsgrad von 85 – 95 % (PEM und AEL: < 75 %), wenn ausreichend Wärme für die Beheizung zur Verfügung steht. Der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff kann entweder als Wasserstoff genutzt oder bedingt in das Erdgasnetz werden oder mit CO oder CO₂ zu CH₄ in einer Methanisierung weiter veredelt werden. Das so entstandene Methan kann in beliebigen Konzentrationen in die bestehenden Erdgasnetze eingespeist werden, da es als Austauschgas nicht an die Grenzen der Zumischung gebunden ist.

Die Methanisierung kann katalytisch bei Temperaturen zwischen 260 und 700 °C oder biologisch mit Hilfe von Mikroorganismen bei Temperaturen von bis zu 70 °C durchgeführt werden. Beide Verfahren können unter Druck betrieben werden [36, 37].

Die katalytische Methanisierung ist eine stark exotherme Reaktion die nach den beiden folgenden Reaktionen abläuft. Bei der biologischen Methanisierung kann nur CO₂ umgesetzt werden.



Die Wirkungsgrade beider Verfahren liegen bei < 78 %.

Bei der katalytischen Methanisierung kann im Gegensatz zur biologischen Methanisierung Wärme in einem nutzbaren Temperaturbereich aus dem Prozess ausgeschleust werden. Insbesondere die Kopplung mit einer SOEL führt zu Wirkungsgradverbesserungen des Gesamtsystems. Hier können dann Wirkungsgrade > 85 % erreicht werden.

Für den Methanisierungsprozess soll CO und CO₂ aus regenerativen Quellen bevorzugt eingesetzt werden (s. Tab. 3-5). Industrieprozesse, die CO₂ in hoher Reinheit herstellen sind solchen, die verunreinigtes CO₂ liefern, vorzuziehen. Nicht empfohlen wird die Nutzung von CO₂ aus fossilen Brennstoffen.

Tab. 3-5: Potentielle CO₂-Quellen in Baden-Württemberg

CO ₂ -Quelle	in BW vorhanden	Bewertung
Biogasanlage	ja	++
Biomassevergasung	Demonstration	+
Industrieprozesse mit unreinem CO ₂ (z.B. Zementindustrie, Keramik-, Papier- und Glasproduktion)	ja	-

Als Beispiel für eine mögliche Prozesskette wurde die beste Option „Biogasanlage“ als CO₂-Quelle ausgewählt (s. Abb. 3-14). In diesem Beispiel wird das erzeugte Methan ins Erdgasnetz (16 bar) eingespeist. Diese Konstellation kann den Wirkungsgrad von ca. 58 % auf ca. 76 % anheben [38] und somit eine PtG-Nutzung bedeutend interessanter machen. Andere Konstellationen mit Wärmeeinbindungen wie z.B. Nah- und Fernwärmeeinbindung, Kopplung mit Industriebetrieben sowie Trocknung von z.B. Klärschlämmen und Holz sind vorstellbar.

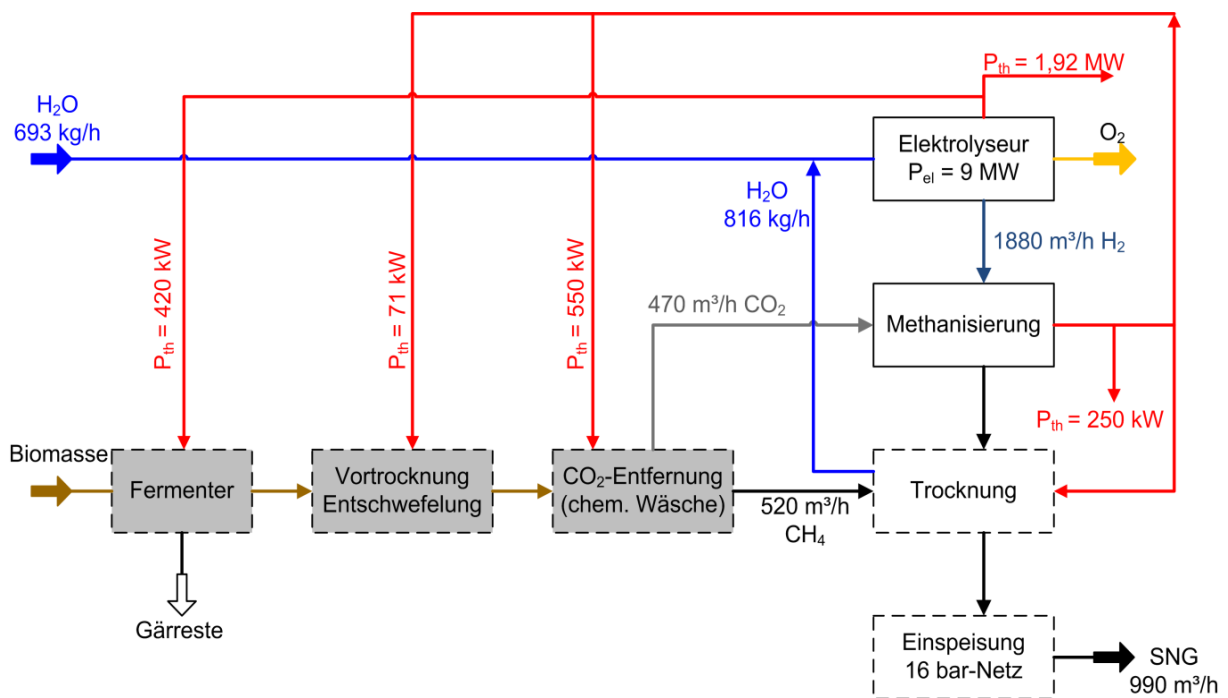


Abb. 3-14: PtG-Konzept mit gekoppelter Biogasanlage [38]

In Abhängigkeit von unterschiedlichen CO₂-Quellen, der Anlagengröße und der Nutzung der Möglichkeiten der Prozesswärmeintegration werden die PtG-Konzepte energetisch bewertet. Die folgende Tab. 3-6 zeigt drei mögliche CO₂-Quellen und die daraus resultierenden Prozesswirkungsgrade.

Tab. 3-6: Power-to-Gas: Energetische Betrachtung [38]

		Methanisierung			Elektrolyse
Energetisch	CO ₂ -Quelle	Biogas	Holzvergasung	Industrie	-
	Größe in m ³ /h _{SNG}	~ 500	~ 5.000	50.000	-
	Wirkungsgrad in % (SNG ohne Wärmeintegration)	58	58	58	74
	Wirkungsgrad in % (SNG mit Wärme- und Stromintegration)	76	69	64	-

Die technische Bewertung erfolgt u.a. unter Berücksichtigung des Aufwands der Gasreinigung im SNG-Erzeugungsprozess. Hier ist der Aufwand bei Industriegasen im Allgemeinen wesentlich höher als beispielweise bei der Biogaserzeugung. Zu beachten ist dabei, dass bei der katalytischen Methanisierung die Katalysatorgifte wie z.B. Sauerstoff, Schwermetalle, Schwefel weitestgehend entfernt werden müssen. Entsprechende Reinigungsstufen sind am Markt verfügbar. Bei der biologischen Methanisierung müssen die Verunreinigungen spätestens nach der Methanisierung entfernt werden, damit ein technisch sauberes Methan z.B. in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

3.2.2 Kopplungselemente

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen kommen die Anlagen in Frage, die entweder Strom erzeugen oder Strom verbrauchen und mit dem Gasnetz verbunden sind. Die wichtigsten Kopplungselemente sind die Power-to-Gas-Anlagen, bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA) und Transportverdichter.

Die PtG-Anlagen ermöglichen, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vom Stromverbrauch zu entkoppeln. Somit wird das gespeicherte Methan bzw. der gespeicherte Wasserstoff nach Bedarf z. B. in KWK-Anlagen wieder verstromt. KWK-Anlagen können zusätzlich auch zur Wärmedeckung in Haushalten, kommunalen oder industriellen Einrichtungen dienen.

Als weitere Kopplungselemente sind Anlagen zu nennen, die bivalent ausgerüstet sind. Das sind Anlagen, die sowohl mit Gas als auch mit Strom betrieben werden können. So wie z.B. Verdichter- und Vorwärmanlagen in Gasnetzen, die nur überschüssigen Strom verbrauchen

können. Hier sollte aber mit höheren Investitionen (für zwei Anlagen) und erhöhtem Platzbedarf gerechnet werden [39].

Andere Kopplungselemente sind Anlagen, die mit Strom Wärme erzeugen (Power-to-Heat, PtH). Dies sind u. a. Elektrowärmepumpen oder Elektro-Heizstäbe.

Die oben kurz erläuterten Kopplungselemente sind in der Tabelle (s. Tab. 3-7) zusammengefasst. Diese sind abhängig von der Größe, der Flexibilität und Stromspeicherfähigkeit unterschiedlich gut für den Lastausgleich im Stromnetz geeignet. Der Einsatz von Kopplungselementen ist auch stark vom Standort abhängig.

Tab. 3-7: Kopplungselemente [39]

	Energieträger Bezug	Thermischer Leistungsbereich in kW	Entwicklungsstand
Erdgas-BHKW	Gas	2,5 – 16.000 [40]	kommerzialisiert
Transportverdichter Turbine	Gas	< 30.000	kommerzialisiert
Transportverdichter elektrisch	Strom	< 30.000	kommerzialisiert
Vorwärmer gasbetrieben	Gas	< 10.000	kommerzialisiert
Vorwärmer elektrisch	Strom	< 10.000	kommerzialisiert
Elektrische Wärmepumpe	Strom	1,5 – 500 [41]	kommerzialisiert
Heizstab	Strom	1 – 60	kommerzialisiert

3.2.3 Wasserstoff-Einspeisepotenzial in Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg wird Erdgas H als Grundgas⁷ verteilt. Meist stammt es aus russischen Quellen oder wird vor der Verteilung mit anderen Erdgasen zu einem Mischgas gemischt. Im Sommer kann es sogar in Verteilnetzen vorkommen, dass nur aufbereitetes Biogas als Austauschgas verteilt wird. Gegenüber diesen Gasen sind die Eigenschaften von Wasserstoff stark unterschiedlich. Wasserstoff weist einen ca. dreifach niedrigeren Brennwert und eine ca. 8-fach kleinere Dichte (s. Tab. 3-8) als Erdgas H auf. Zu beachten ist, dass aus abrechnungstechnischen Gründen entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 [42]

⁷ Grundgase: die in einem Versorgungsgebiet üblicherweise verteilten Gase.

Zusatzgase: Gase, die dem Grundgas beigemischt werden, jedoch in der Mischung die Eigenschaften des Grundgases beibehalten

Austauschgase: Gase, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen.

basierend auf dem Eichgesetz Änderungen des Brennwertes enge Grenzen gesetzt sind. Dies bedeutet, dass entweder das einzuspeisende Gas konditioniert, d.h. an den Brennwert des Grundgases angepasst, eigene Brennwertbezirke errichtet oder der Brennwert nachverfolgt werden muss. Die brenntechnischen Kennwerte des transportierten Gases werden wiederum im DVGW-Arbeitsblatt G 260 [43] geregelt.

Für Wasserstoff bedeutet diese Restriktion, dass es entweder als Zusatzgas eingespeist oder mit LPG angepasst werden müsste. Tab. 3-10 ist jedoch zu entnehmen, dass für eine Anpassung des Brennwertes nicht zulässige LPG-Mengen benötigen werden würde. Sie überschreiten z.B. die Grenzwerte der DIN 51624 und der G 262 stark. Andererseits zeigt Tab. 3-10 ebenfalls, dass weitere brenntechnischen Grenzen (s. Tab. 3-9) nicht zuverlässig eingehalten und dass die Sollwerte nicht erreicht werden. Dies bedeutet, dass Wasserstoff nur begrenzt als Zusatzgas (erfüllt DIN 51624, G 260, G 262 und G 685) eingespeist werden kann.

Tab. 3-8: Unterschiede Wasserstoff und Erdgas ([43], eigene Messungen)

	Einheit	Wasserstoff	Russ.-Erdgas H	Mischgas H	Biogas
Methan	Vol.-%	-	96,96	88,17	96,15
Stickstoff	Vol.-%	-	0,86	4,47	0,75
Kohlenstoffdioxid	Vol.-%	-	0,18	1,75	2,9
Ethan	Vol.-%	-	1,37	4,34	
Propan	Vol.-%	-	0,45	0,898	
Butane	Vol.-%	-	0,15	0,281	
Pentane	Vol.-%	-	0,02	0,074	
Hexane+höhere KW	Vol.-%	-	0,01	0,01	
Sauerstoff	Vol.-%	-	< 0,001	< 0,001	0,20
Gesamtschwefel	mg/m ³	-	< 3	6,68	< 3
Brennwert	kWh/m ³	3,54	11,2	11	10,6
Normdichte	kg/m ³	0,0899	0,74	0,81	0,76
Wobbe-Index	kWh/m ³	13,4	14,8	13,9	13,9
Methanzahl	-	0	90	83,5	102

Tab. 3-9: Brenntechnische Grenzen (gemäß DVGW G 260)

Bezeichnung	Gruppe H
Wobbe-Index in kWh/m ³	15,0
Zulässige Bandbreite im örtlichen Verteilernetz in kWh/m ³	+0,7/-1,4
Brennwert in kWh/m ³	8,4 - 13,1
Relative Dichte	0,55 - 0,75

Tab. 3-10: Anpassungswerte bei der Konditionierung des Wasserstoffs mit LPG (eigene Berechnung)

	Russ. Erdgas H			Mischgas H			Biogas		
	LPG in %	Brennwert in kWh/m ³	Wobbe-Index in kWh/m ³	LPG in %	Brennwert in kWh/m ³	Wobbe-Index in kWh/m ³	LPG in %	Brennwert in kWh/m ³	Wobbe-Index in kWh/m ³
Sollwerte	-	11,2	14,8	-	11	13,9	-	10,6	13,9
Anpassung Brennwert (H₂+LPG)	41	11,2	15,4	39	11	15,3	36	10,6	15,1
Anpassung Wobbe-Index (H₂+LPG)	33	10,2	14,8	22	8,3	13,9	22	8,3	13,9

Brenntechnische Grenzwerte werden nicht eingehalten bzw. zu hohe LPG-Mengen werden für eine Anpassung benötigt

Derzeit wird im DVGW-Arbeitsblatt G 262 [44] die maximal zumischbare Menge an Wasserstoff mit kleiner 10 Vol.-% angegeben. Bei diesem Grenzwert sind weitere netzspezifische Randbedingungen zu beachten. Diese basieren auf den an das Gasnetz angeschlossenen Nutzern und den im Gasnetz eingesetzten Komponenten. Für andere europäische Länder gelten üblicherweise andere Richtlinien respektive Grenzwerte (s. Tab. 3-11). Ebenfalls ist auf europäischer Ebene eine Kraftstoffnorm (CNG) eingeführt worden, die einen Grenzwert von 2 Mol.-% vorsieht (s. Tab. 3-11). Die brennstofftechnischen Kennwerte sind dagegen im europäischen Vergleich relativ ähnlich. Dies bedeutet, dass grundsätzlich der grenzüberschreitende Gastransport bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz beachtet werden muss und eventuell eine Restriktion darstellt.

Tab. 3-11: Brenntechnische Grenzen für H-Gase in Europa (eigene Darstellung)

	Wobbe-Index in kWh/m ³	Brennwert in kWh/m ³	Kohlenstoffdioxid in Mol.-%	Wasserstoff in Mol.-%
D	12,8 – 15,7	10,1 – 13,1	< 5	< 10
F	13,6 – 15,7	10,7 – 12,8	< 2,5	< 6
UK	13,8 – 15,1	-	< 2,5	< 0,1
I	13,9 – 15,3	10,1 – 12,1	< 3	-
PL	12,8 – 15,8	10,5 – 11,1	< 3	-
S	12,8 – 15,7	9,5 – 13,1	-	< 0,5
EASEE-gas	13,6 – 15,8	-	< 2,5	-
CEN TC 408	11,6 – 13,1	-	< 2,5	< 2

Unterschiedliche Studien (u.a. DVGW-Studie [45], Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. [46]) zeigen auch, dass die Zumischungsgrenze von 10 Vol.-% für viele Komponenten des Gasnetzes entweder schon jetzt möglich ist oder durch technische Anpassungen ermöglicht werden kann. Die Kosten, die damit verursacht werden, werden im Weiteren detaillierter beschrieben. Allgemein gilt, dass diese durch eine Einhaltung des üblichen zyklischen Austauschs minimiert werden sollten.

Die für die Analyse notwendigen Daten (bezogen auf Baden-Württemberg) wurden von terranets bw zu Verfügung gestellt. Diese haben ermöglicht, die Einspeisepotenziale von Wasserstoff in das Erdgasnetz der terranets bw zu identifizieren und zu berechnen. Dabei wurden die einzelnen Bauteile des Netzes auf die Verträglichkeit von bis zu 10 Vol.-% H₂ überprüft und die aus notwendigen Umrüstungen resultierenden Kosten abgeschätzt. Die so ermittelten Zahlen wurden mit Literaturdaten und bisherigen Forschungsergebnissen von DVGW-EBI [45] abgeglichen.

Abb. 3-15 veranschaulicht die aktuelle Verträglichkeit der H₂-Zumischung verschiedener Gasnetzkomponenten sowie die durch zusätzlichen technischen Aufwand möglichen Zumischungsgrenzen innerhalb der nächsten drei bis fünf Jahre [47].

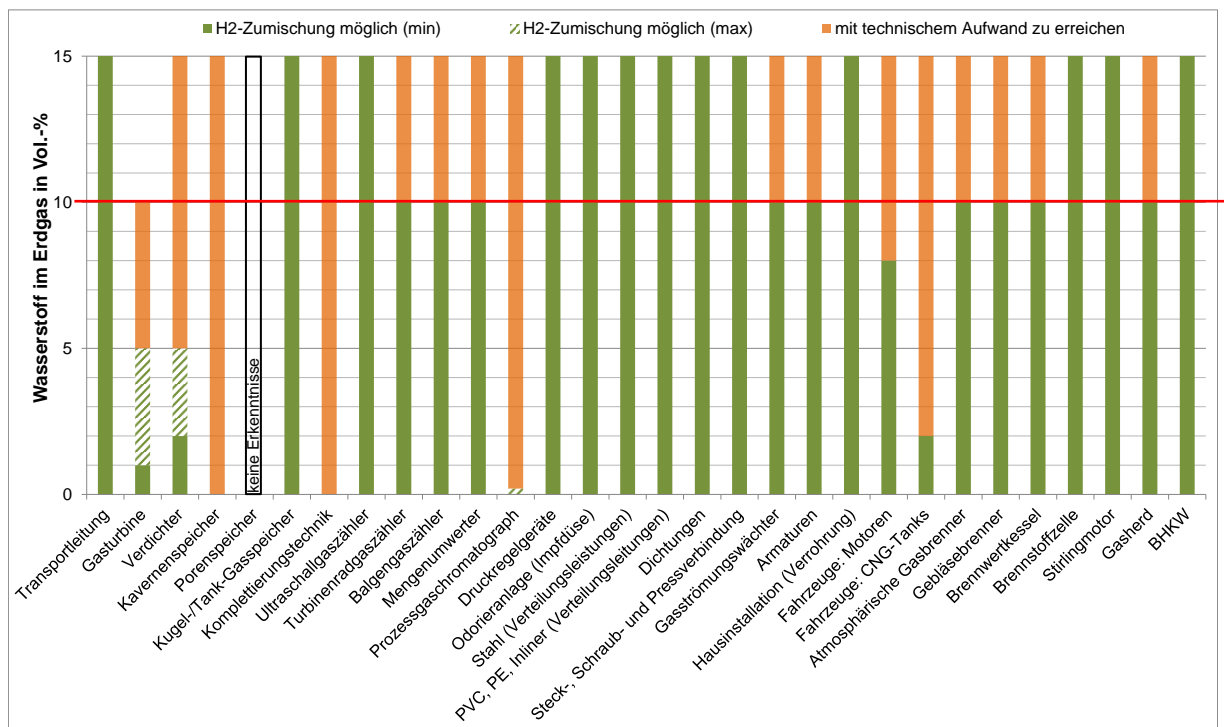


Abb. 3-15: H₂-Toleranz von ausgewählten Elementen [47]

Bei den Grenzwerten der Einspeisung sind die folgenden Elemente als kritisch anzusehen:

- Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern können empfindlich auf H₂ reagieren. Aus diesem Grund wird die H₂-Konzentration bei Gasturbinen auf 1 - 5 Vol.-% limitiert (eine Erweiterung des Anwendungsbereiches ist technisch möglich).
- Für die angeschlossenen Nutzer sind im Wesentlichen die CNG-Tanks in Erdgasautos zu nennen. Die Wasserstoffverträglichkeit der CNG-Tanks wird in der DIN 51624 [48] geregelt und dort mit 2 Vol.-% angegeben.
- Im industriellen Bereich müssen die Gasgeräte und Anwendungsprozesse erfasst sowie die Auswirkungen auf z. B. Emission, Brennverhalten, Strahlungsemission und Wirkungsgrad analysiert werden. Hier sind momentan insbesondere zeitliche Schwankungen der Gasbeschaffenheit als problematisch anzusehen. Für gasbeschaffenheitssensible Bereiche insbesondere mit direktem Medienkontakt (z.B. Keramik-, Glasindustrie) müssen evtl. weitere Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. der Einsatz von schnellen Gasmessungen und Beimischung von weiteren Gasen zur Stabilisierung der Flammeneigenschaften. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass H₂ bei einigen Anwendungsprozessen aus dem Brenngas entfernt oder eine Alternativversorgung eingerichtet werden muss. Grundsätzlich sind Anpassungen technisch möglich.
- Im Bestand eingesetzte Prozessgaschromatographen (PGC) sind normalerweise nicht in der Lage Wasserstoff zu analysieren. Ohne eichrechtlich geprüfte H₂-Messung ist ein H₂-Gehalt von 2.000 ppm erlaubt. Bei höheren H₂-Gehalten im Erd-

gasnetz müssten die PGCs aufgerüstet oder durch am Markt befindliche wasserstofftaugliche PGCs ausgetauscht werden.

- In Baden-Württemberg werden nur zwei Unterspeicher in Sandhausen (30 Mio. m³ Arbeitsvolumen) und Fronhofen Illmensee (15 Mio. m³ Arbeitsvolumen) betrieben [49]. Bei der Einbringung von Wasserstoff in Unterspeichern, insbesondere Porenspeicher, besteht die Gefahr eines Bakterienwachstums und als Folge die unerwünschte H₂S-Produktion sowie die Verblockung der Poren und die Korrosion an den unter- und oberirdischen Einbauten. Erfahrungen existieren nicht bzw. sind nicht dokumentiert. Somit kann bzgl. der Einbringung von Wasserstoff in Unterspeicher momentan keine Aussage getroffen werden. Um Erkenntnisse zu erlangen und Grenzwerte festlegen zu können läuft zurzeit in Österreich ein internationales Projekt (<http://www.underground-sun-storage.at/das-projekt/kurzbeschreibung.html>), das die Wasserstoffverträglichkeit von Untergasgaspeichern untersucht. Im Laufe des Projektes (voraussichtlich bis 2016) werden einige Laborversuche, Simulationen und ein in-situ Versuch im industriellen Maßstab an einer existierenden Lagerstätte durchgeführt, um die Auswirkungen von Wasserstoffgehalten bis 10 % zu untersuchen.

Die Anpassungskosten können nur grob abgeschätzt werden, da es keine gesicherten Daten über im Bestand befindliche auszutauschende bzw. anzupassende Bauteile existieren. Ferner sind die Anpassungsmaßnahmen zum heutigen Zeitpunkt noch nicht ausgearbeitet. In einem ersten Schritt müssen alle Prozessgaschromatographen (PGC) getauscht werden. Eine überschlägige Kalkulation ergibt etwa 1.870.000 Euro (gerechnet für das Transportnetz der terranets bw mit 18 neuen PGC [50]). Als Zweites sind die Transportverdichter anzupassen, hier rechnet z. B. Krieg, D. mit Kosten in Höhe von 22 €/kW_{H₂} für einen Radialverdichter [51].

Die Untersuchungen des Gas- und Wärme-Instituts Essen haben gezeigt, wie viel Wasserstoff unter Berücksichtigung der saisonalen Schwankungen der Gasabnahme maximal in Deutschland eingespeist werden kann. Dabei wird von einer H₂-Zumischung von 5 Vol.-% ausgegangen. Dies erfüllt den Grenzwert der G 262 (Jahr 2004). Die G262 aus dem Jahr 2004 enthielt noch einen Grenzwert von 5 Vol.-%. Abb. 3-16 zeigt die jährlich ins Erdgasnetz einspeisbare Menge an Wasserstoff nach Bundesländern, darunter auch aggregierte Werte für Baden-Württemberg.

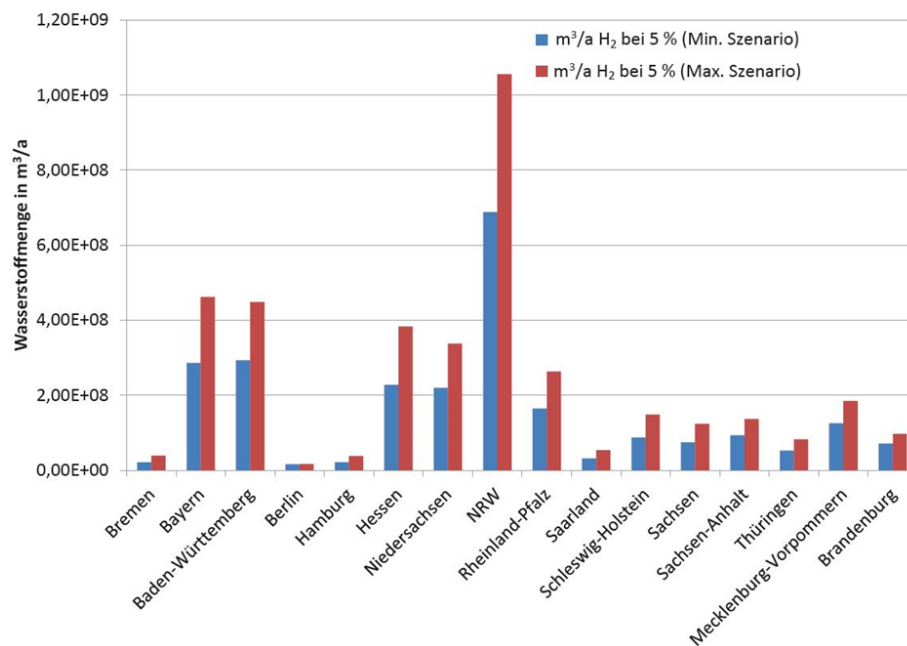


Abb. 3-16: Menge an einspeisbarem Wasserstoff nach Bundesländern [46]

In Summe folgen für die jährliche Betrachtung für Deutschland im Min./Max-Szenario 2,47 Mrd. m³ (Min.) bzw. 3,87 Mrd. m³ (Max.) Wasserstoff als Zusatzgas auf der Verteilnetzebene zuzüglich 1,14 Mrd. m³ an Gas, das nicht über die GVV an die Endverbraucher geht. Dies entspricht einer „Einspeisung“ von Strom aus EE in Höhe von 16,6 TWh / 23,1 TWh (5 Vol.-% H₂) [46], wobei für die Elektrolyse ein konservativer Wirkungsgrad von 65 % angenommen wurde. Für eine 10 Vol.-% H₂-Beimischung können die Werte verdoppelt werden. Für Baden-Württemberg ergibt sich somit eine jährlich in das Erdgasnetz einspeisbare Menge an Wasserstoff nach saisonalem Erdgasabsatz zwischen 0,3 und 0,44 Mrd. m³ pro Jahr.

Um weitere detailliertere Schlussfolgerungen bezüglich der maximal in das Netz von Baden-Württemberg einspeisbaren Mengen von H₂ ziehen zu können, wurde im Rahmen von Vorarbeiten im Projekt das Einspeisepotenzial an drei repräsentativen Stationen der terranets bw bei H₂-Konzentrationen zwischen 1-10 Vol.-% im Jahresverlauf ermittelt.

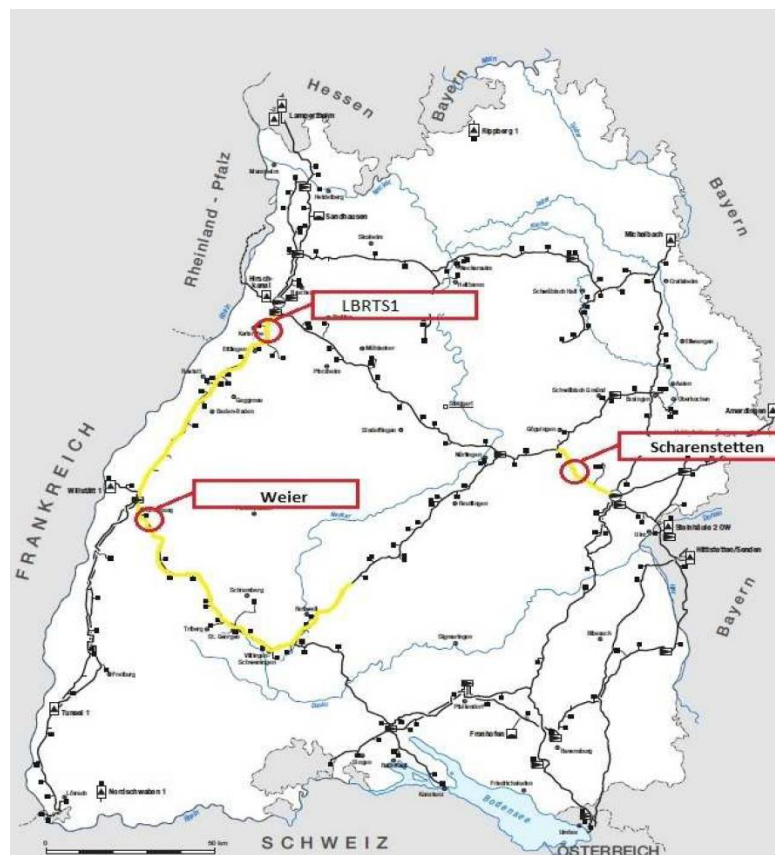


Abb. 3-17: Leitungsnetzkarte mit potenziellen Standorten und betroffenen Leitungen [52]

Die Station „Weier“ wurde als Referenzstation ausgewählt (s. Abb. 3-17). Sie weist einen kontinuierlichen unidirektionalen Gasfluss auf und hat keine Abgänge ins Ausland, wodurch auch keine etwaigen Restriktionen bezüglich außerdeutscher Regelungen zu beachten sind.

Station „Scharenstetten“ weist die Möglichkeit der Umkehrungen des Lastflusses auf.

Station „Leitungsabschnitt Blankenloch in Richtung RTS 1 (LBRTS1)“ hat folgende Besonderheiten:

- vertragliche Restriktionen sind zu beachten
- Möglichkeit der Zuführung von wasserstoffangereichertem Gas zur Station Weier (im Herbst, Winter und Frühling).

Die nachfolgende Tab. 3-12 zeigt die maximale mengenmäßige Zumischung von H_2 an den repräsentativen Netzstandorten in zwei ausgewählten Monaten (August und Januar) des Jahres 2013 bei unterschiedlichen prozentualen Zumischungsgrenzen zwischen 2 und 10 Vol.-% H_2 . Die stündlichen Zumischgrenzen können insbesondere im Sommer deutlich niedriger liegen als die angegebenen Mittelwerte. Bei Betrachtung aller Monate, können insgesamt ca. 380 Mio. m^3 (NTP) Wasserstoff in das Erdgasnetz von Baden-Württemberg eingespeist werden, was wiederum mit den Werten von [46] ungefähr übereinstimmt.

Tab. 3-12: Maximal mögliche monatliche Wasserstoff-Einspeisemengen in drei Stationen der terranets bw [50]

in 1.000 m ³ (NTP)	Weier	LBRTS1	Scharenstetten
Sommer (August 2013) Erdgas	10.953	16.806	23.395
H ₂ bei 2 Vol-%	219	336	468
H ₂ bei 6 Vol-%	657	1.008	1.404
H ₂ bei 10 Vol-%	1.095	1.681	2.340
Winter (Januar 2013) Erdgas	46.127	48.204	98.756
H ₂ bei 2 Vol-%	923	964	1.975
H ₂ bei 6 Vol-%	2.768	2.892	5.925
H ₂ bei 10 Vol-%	4.613	4.820	9.876

4 Szenarien und Randbedingungen

4.1 Datengrundlage

4.1.1 Mobilität

Bei dem in den Szenarien angenommenen starken Anstieg der Anzahl von Elektrofahrzeugen, muss davon ausgegangen werden, dass deren „Betankung“ mit Strom in Zukunft einen nennenswerten Einfluss auf das Lastprofil in den Modellregionen haben wird. Gleiches gilt für Fahrzeuge mit Erdgasantrieb. Im Folgenden wird beschrieben, wie die entsprechenden zeitlich aufgelösten Lastkurven für das Laden von Elektrofahrzeugen und das Betanken von Gasfahrzeugen erstellt werden. Die Lastkurve der Elektrofahrzeuge wird zu den Lastprofilen von Haushalten und Industrie der entsprechenden Modellregion hinzugenommen. Analog erhöht die Lastkurve für das Betanken der Gasfahrzeuge den Verbrauch an Gas in der entsprechenden Modellregion.

4.1.1.1 Elektromobilität

Da die Mobilität kein Kernthema dieses Projektes ist, wurden zur Berücksichtigung der Elektromobilität Ergebnisse aus dem BMBF-Forschungsprojekt BIPoL^{plus} (Berührungsloses, induktives und positionstolerantes Laden) antizipiert und auf die Modellregionen herunter gebrochen. Die Vorgehensweise wird in [53] ausführlich dargestellt.

Die Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ wurde als Eingangsdatensatz verwendet [54]. In der Studie sind Wahrscheinlichkeiten für Fahrprofile, bestimmt durch Abfahrtszeit, Dauer, zurückgelegte Weglänge und Ankunftszeit, für verschiedene Zwecke angegeben. Über ein agentenbasiertes Verfahren werden diese Wahrscheinlichkeiten in generische Fahr- und damit Ladeprofile übersetzt. Die generischen Fahrprofile werden über die folgende Wahrscheinlichkeitsverteilung mit einem probabilistischen Ansatz aggregiert:

- Heimweg: 41% aller Fahrten
- Arbeitsweg: 11% aller Fahrten
- Freizeit: 14% aller Fahrten
- Einkaufen: 15% aller Fahrten
- Andere: 19% aller Fahrten

Es wird angenommen, dass an allen Zielen das Laden des Elektrofahrzeuges möglich ist. Allerdings wird diese Möglichkeit nur dann auch genutzt, wenn der Ladestand des Fahrzeugs kleiner als 50% ist, oder wenn es sich bei der gerade abgeschlossenen Fahrt um die letzte Fahrt des Tages handelt.

Die betrachtete Flotte aus Elektrofahrzeugen stellt sich wie folgt dar (BEV – battery electric vehicle (Batteriefahrzeug), PHEV – plug-in hybrid vehicle (Hybridfahrzeug mit Nachlademöglichkeit). In Klammern ist jeweils ein typisches Fahrzeug der entsprechenden Klasse angegeben.

- Szenario 2020:
 - o 50 % BEV 1 (22 kW / 17,6 kWh) [Smart ED 3]
 - o 15 % BEV 2 (50 kW / 18,8 kWh) [BMW i3]
 - o 15 % PHEV 1 (11 kW / 18,8 kWh) [BMW i3 mit Range Extender]
 - o 20 % PHEV 2 (3,7 kW / 10 kWh) [Opel Ampera]
- Szenario 2030:
 - o 30 % BEV 1 (22 kW / 17,6 kWh)
 - o 12,5 % BEV 2 (50 kW / 18,8 kWh)
 - o 12,5 % PHEV 1 (11 kW / 18,8 kWh)
 - o 20 % Future PHEV (50 kW / 40 kWh)
 - o 15 % Future BEV (50 kW / 60 kWh)

Für das Stützjahr 2040 wurde die gleiche Flottenzusammensetzung wie für 2030 verwendet. Es wird angenommen, dass die Elektrofahrzeuge zu Beginn des Ladens mit Nennleistung laden. Ein intelligentes Lademanagement wurde dabei nicht berücksichtigt.

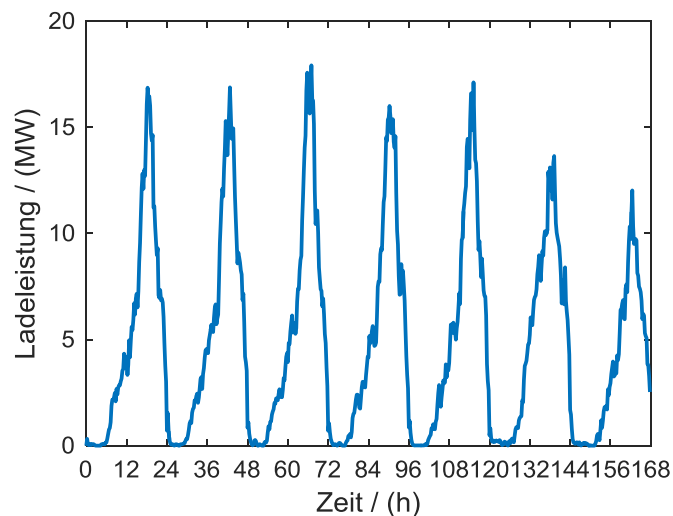


Abb. 4-1: Aggregiertes Ladeprofil aus BIPoLplus

Für die hier betrachteten Modellregionen wurden die Daten wie folgt angepasst. Für die Szenarien A und B liegen Daten aus dem IEKK zu Grunde (s. Tab. 4-1). Für das Gasszenario (Szenario C) wurde der Fahrzeugbestand dem Klimaschutzszenario KS90 entnommen (s. Tab. 4-2). Aus den Daten von BIPoLplus wurde mit dem probabilistischen Ansatz für die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040 ein aggregiertes Ladeprofil generiert. Dieses besteht aus 35.833 einzelnen Ladevorgängen innerhalb einer Typwoche, sodass nach dem Gesetz der großen Zahlen der probabilistische Ansatz anwendbar ist. Für alle diese Ladevorgänge wird über den Zeitraum eines Jahres eine elektrische Energie von 761 GWh benötigt. Das Verhältnis dieser Energie zu dem Strombedarf für Mobilität des jeweiligen Stützjahres und der jeweiligen Modellregion ergibt einen Skalierungsfaktor, mit dem das Ladeprofil gewichtet wird. Das aggregierte Ladeprofil für die Wochenentage Montag bis Sonntag ist in Abb. 4-1 gezeigt. Abb. 4-2 bis Abb. 4-4 zeigen exemplarisch die skalierten Ladekurven für zwei Modellregionen und die drei Szenarien. Für 2040 werden in Karlsruhe Spitzenleistungen von mehr als 45 MW abgerufen.

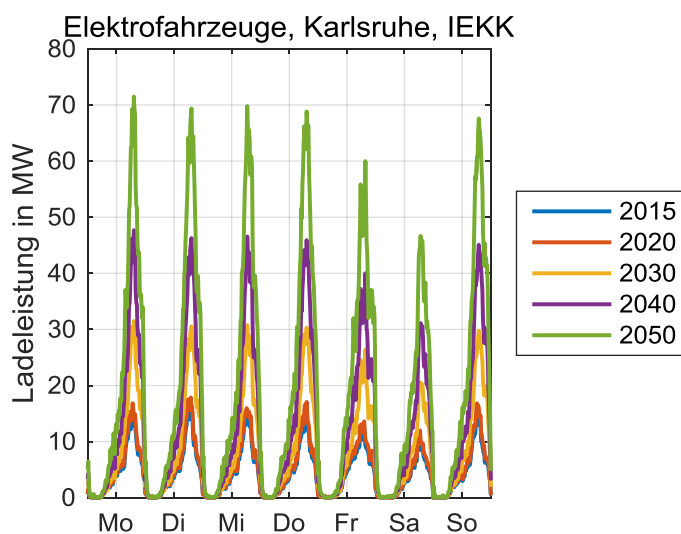


Abb. 4-2: Ladeleistung der Elektrofahrzeuge bis 2050 für die Modellregion Karlsruhe, Szenarien A&B

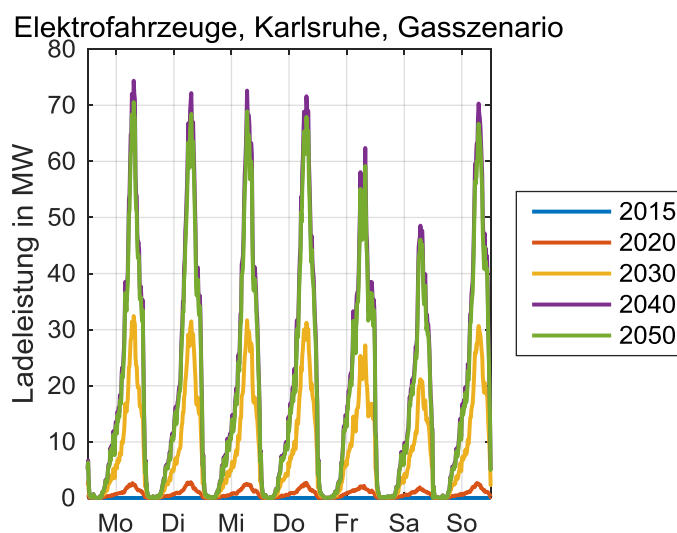


Abb. 4-3: Ladeleistung der Elektrofahrzeuge bis 2050 für die Modellregion Karlsruhe, Szenario

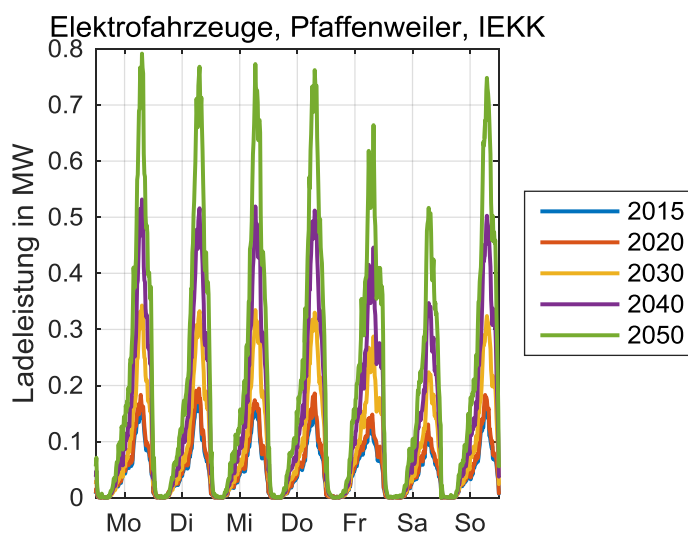


Abb. 4-4: Ladeleistung der Elektrofahrzeuge bis 2050 für die Modellregion Pfaffenweiler, Szenarien A&B

Tab. 4-1: Strom- und Gasbedarf für Mobilität in BW und den Modellregionen nach IEKK

	2015	2020	2030	2040
Baden-Württemberg				
Strombedarf in GWh/a	1.700	1.900	3.300	5.000
Gasbedarf in GWh/a	0	1.100	4.400	6.100
Karlsruhe				
Strombedarf in GWh/a	38	43	75	113
Gasbedarf in GWh/a	0	25	100	138
Aalen				
Strombedarf in GWh/a	11	12	21	32
Gasbedarf in GWh/a	0	7	28	39
Pfaffenweiler				
Strombedarf in GWh/a	0	0	1	1
Gasbedarf in GWh/a	0	0	1	2
Leutkirch				
Strombedarf in GWh/a	4	4	7	11
Gasbedarf in GWh/a	0	2	9	13

Tab. 4-2: Strom- und Gasbedarf für Mobilität in BW und den Modellregionen nach KS90

	2015	2020	2030	2040
Baden-Württemberg				
Strombedarf in GWh/a	0	300	3.400	7.800
Gasbedarf in GWh/a	200	3.900	16.500	30.100
Karlsruhe				
Strombedarf in GWh/a	0	7	77	177
Gasbedarf in GWh/a	5	88	374	681
Aalen				
Strombedarf in GWh/a	0	2	22	49
Gasbedarf in GWh/a	1	25	105	191
Pfaffenweiler				
Strombedarf in GWh/a	0	0	1	2
Gasbedarf in GWh/a	0	1	4	8
Leutkirch				
Strombedarf in GWh/a	0	1	7	17
Gasbedarf in GWh/a	0	8	35	65

4.1.1.2 Gasfahrzeuge

Für die Ermittlung des Gasbedarfs für die Mobilität des Individualverkehrs wurde der folgende Ansatz gewählt. Da die Reichweite und der Betankungsvorgang von Gasfahrzeugen sehr ähnlich zu normalen Benzin- oder Dieselfahrzeugen sind, wird angenommen, dass das Tankverhalten der Fahrzeugnutzer ebenfalls ähnlich ist. Aus einer ADAC Studie konnte eine Verteilung der Tankvorgänge auf die unterschiedlichen Wochentage entnommen werden, siehe Abb. 4-5, [55]. Da keine Quelle für die Wahrscheinlichkeitsverteilung von Tankvorgängen auf die Stunden eines einzelnen Tages gefunden werden konnte, wurde diese wie in Abb. 4-6 gezeigt abgeschätzt. Das tägliche Profil nach Abb. 4-6 wird nun mit den Wahrscheinlichkeiten aus Abb. 4-5 verrechnet um eine Verteilung über die gesamte Typwoche zu erhalten, siehe Abb. 4-7. Die Wahrscheinlichkeiten sind direkt proportional zur Ladeleistung. Daher ergeben sich laut der ADAC Studie große Peakleistungen an Montagen.

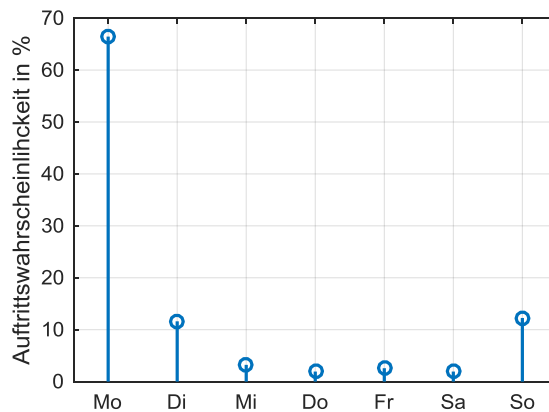


Abb. 4-5: Wahrscheinlichkeit für einen Tankvorgang an einem bestimmten Wochentag

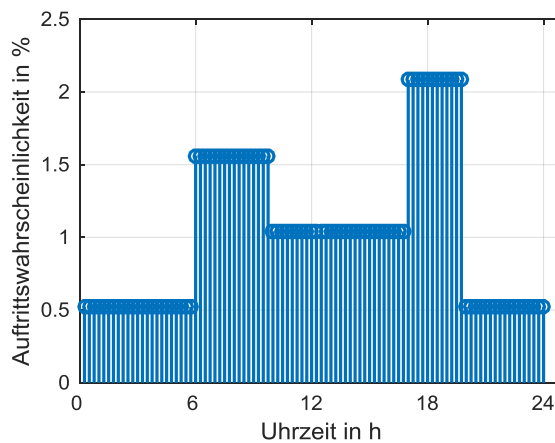


Abb. 4-6: Wahrscheinlichkeit für einen Tankvorgang zu einer bestimmten Uhrzeit

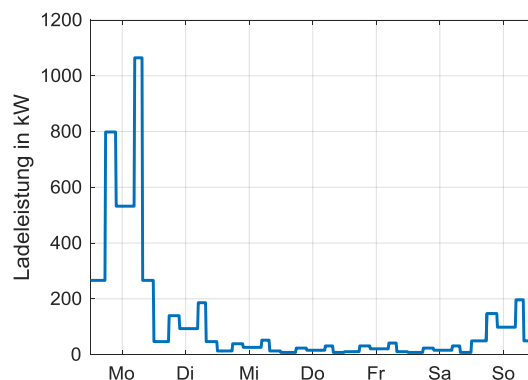


Abb. 4-7: Ladeleistung der Gasfahrzeuge für die Typwoche

Analog zum Vorgehen bei den Elektrofahrzeugen muss nun die Typwoche skaliert werden, um den Jahresenergiebedarf der Gasfahrzeuge nach dem IEKK (Szenario A & B) bzw. dem Klimaschutzkonzept KS90 (Szenario C) zu genügen. Daraus resultieren die entsprechenden Kurven für die Modellregionen (s. beispielhaft Abb. 4-8 und Abb. 4-9).

Eine etwaige lokale Zwischenspeicherung des Gases zur Verringerung der Peaks wurde hier analog zu den Elektrofahrzeugen nicht betrachtet.

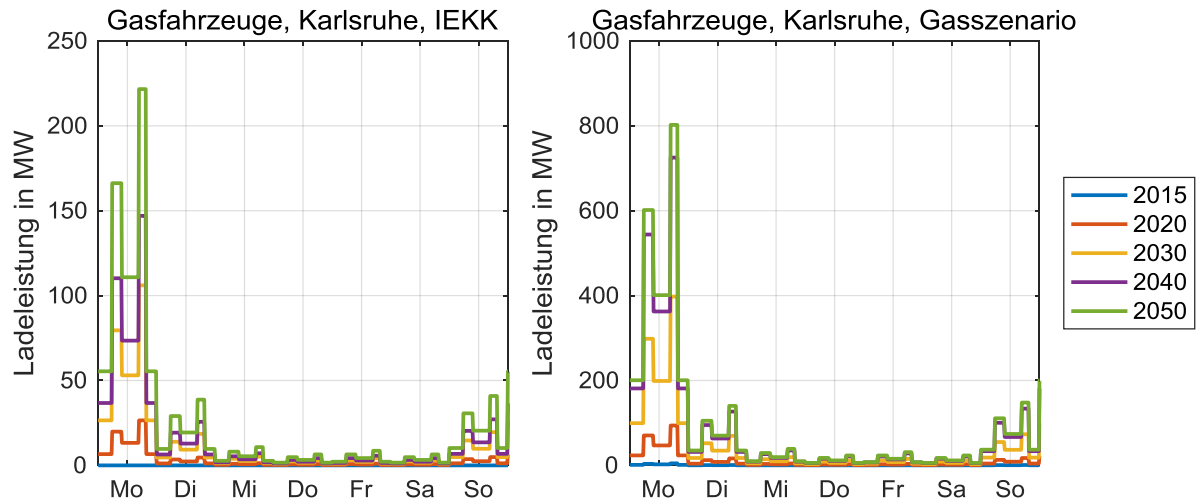


Abb. 4-8: Ladeleistung Gasfahrzeuge für die Modellregion Karlsruhe für beide Szenarien

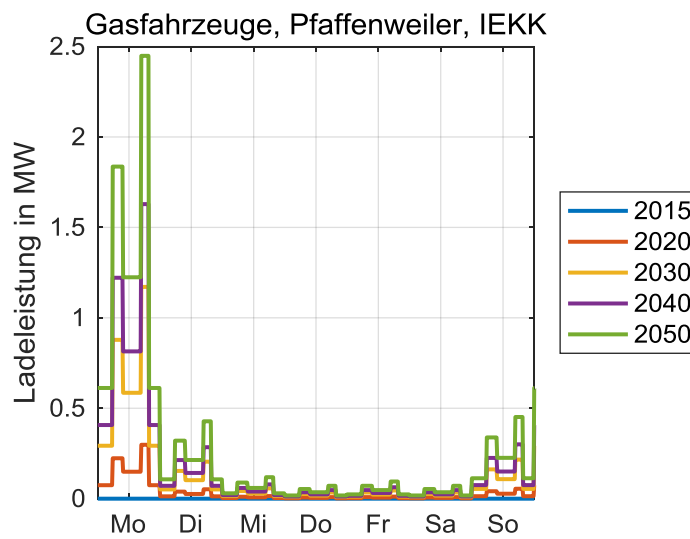


Abb. 4-9: Ladeleistung Gasfahrzeuge für die Modellregion Pfaffenweiler gemäß IEKK

4.1.2 Räumliche Verteilung der Erzeugung erneuerbarer Energien

Da ein möglicher Einsatz der PtG-Technologie stark von den zukünftig zugebauten EE-Kapazitäten und ihren Standorten abhängt, ist der räumlichen Verteilung von Windkraft und Photovoltaik besonderes Augenmerk zu widmen. Aus diesem Grund wird im Rahmen des Projektes ein Schwerpunkt auf die Verbesserung von Methoden zur Ermittlung von Windkraft- und PV-Nutzungspotenzialen gelegt, um eine höhere Genauigkeit bei der Potentialverortung und der techno-ökonomischen Bewertung zu erreichen. Hierfür wurde ein Bottom-Up-Ansatz gewählt.

Die Kosten-Potenzialermittlung für die Windkraftnutzung erfolgte in einem zweistufigen Prozess, der in [56] ausführlich dokumentiert ist. Die erste Stufe bestand in der Ermittlung geeigneter Flächen für Windkraftnutzung in Baden-Württemberg anhand von GIS-Daten. Als entscheidungsrelevante Flächencharakteristika wurden u. a. die Topographie, die Landnutzung, der Wasseranteil und Verkehrsflächen berücksichtigt. Datengrundlage bildete zum einen das Digitale Landschaftsmodell (DLM25) [57] und das Geländemodell (DGM25) [58] seitens des LGLs und des LUBWs. Für Windparks nicht geeignete Flächen (sehr kleine Flächen bzw. kleine isolierte Flächen) wurden von der Betrachtung ausgeschlossen.

Im zweiten Schritt wurden GIS-Daten zur digitalen Landschaftsbildbewertung genutzt, um auch verschiedenen Akzeptanzgesichtspunkten (Abstände zwischen und zu den Anlagen, Sichtbeeinflussungen etc.) bei der Potentialermittlung Rechnung zu tragen [59]. Hierfür wurden 300 Bilder im Rahmen einer Umfrage durch 400 Personen hinsichtlich landschaftsästhetischer Gesichtspunkte auf einer Skala von 0 bis 10 bewertet. Hinsichtlich der Bewertung konnte eine hohe Übereinstimmung zwischen den Umfrageteilnehmern festgestellt werden. Eine Überprüfung der Umfrageergebnisse mithilfe von Kontrollgruppen soll ihre statistische Belastbarkeit erhöhen. Darüber hinaus wurde eine Regressionsanalyse vorgenommen, um Zusammenhänge zwischen den Umfrageergebnissen und den betrachteten Flächencharakteristika zu identifizieren. Im Ergebnis wurde damit ein quantitativer Ansatz für Baden-Württemberg entwickelt, der mit einer hohen räumlichen Auflösung (100 m x 100 m) die ästhetische Schönheit der Landschaft bewertet. Die Ergebnisse der Analyse sind in Abb. 4-10 dargestellt.

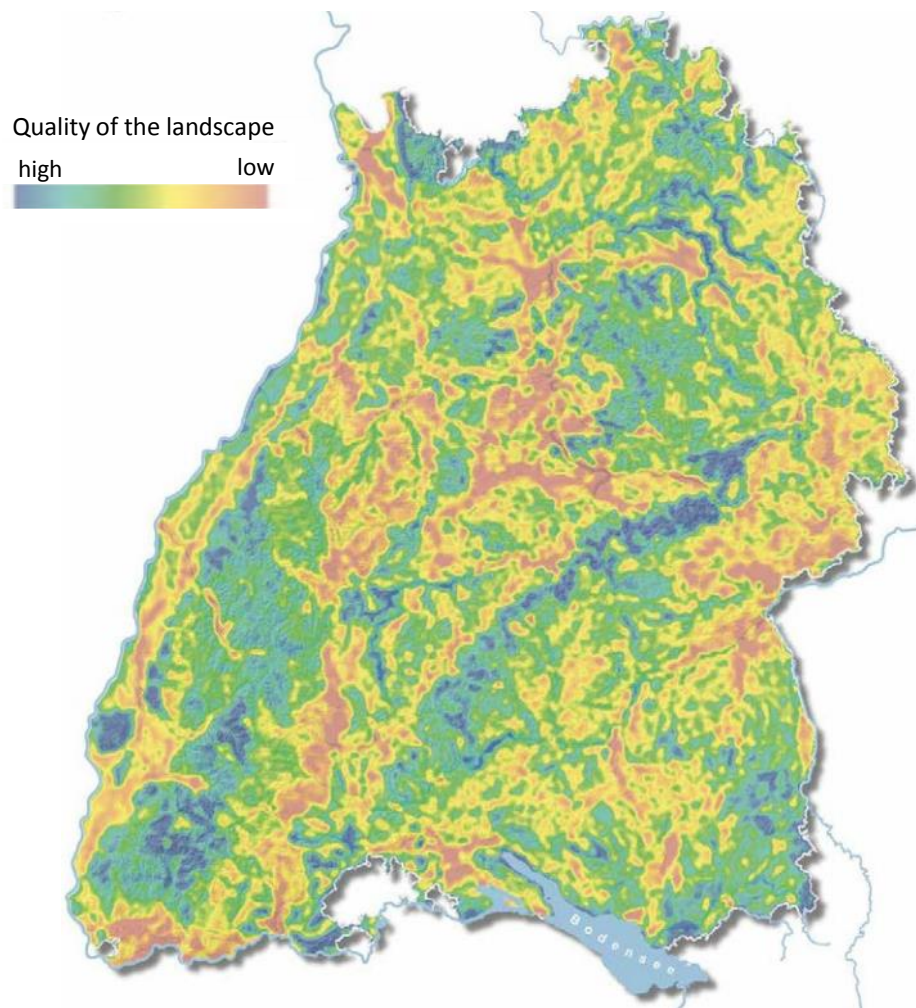


Abb. 4-10: Landschaftsästhetische Qualität in Baden-Württemberg [59]

Auf der so erfolgten Ermittlung potentiell geeigneter Windkraft-Flächen wurde anschließend ein Algorithmus entwickelt mit dem Ziel, einen möglichen Windparkausbau in Baden-Württemberg unter techno-ökonomischen und regionalplanerischen Gesichtspunkten darzustellen. Hierfür werden weitere relevante Randbedingungen, wie Höhenprofile aus dem digitalen Windatlas Baden-Württembergs (räumliche Auflösung 50 m x 50 m) [60], vorherrschende Hauptwindrichtungen (Datengrundlage: ANEMOS-Winddaten mit räumlicher Auflösung 20 km x 20 km) [61] sowie am Markt verfügbare Windturbinen mit entsprechenden techno-ökonomischen Parametern (Datengrundlage: institutseigene Datenbank) in die Analyse einbezogen. Die in diesem Zusammenhang ermittelten Rotordurchmesser finden bei der Bemessung der notwendigen Windturbinenabstände zusammen mit der standortspezifischen Hauptwindrichtung (Ellipsenform) Berücksichtigung.

Die entwickelte Methodik geht über bestehende Ansätze (bspw. [62]) deutlich hinaus. Im ersten Schritt erfolgt eine Platzierung von WKAs auf sämtlichen potentiellen Windkraftflächen in Baden-Württemberg mithilfe einer Heuristik und eine Clusterung von einzelnen Anlagen mit ähnlichen Stromgestehungskosten. Hierfür wird die WKA mit den geringsten Stromgestehungskosten bestimmt. In der Umgebung dieser Anlage werden die WKAs mit den jeweils nächstgeringsten Stromgestehungskosten gesucht und diesem Windpark zugeordnet („Nea-

rest Neighbour“ Verfahren). Hierbei finden Restriktionen hinsichtlich der Abstände zwischen einzelnen WKAs und einzelnen Windparks sowie eine Beschränkung der minimalen und maximalen Anlagenanzahl pro Windpark Berücksichtigung. Das Verfahren wird durchgeführt bis alle möglichen Standorte für einzelne WKAs entweder einem Windpark zugordnet sind oder aufgrund von Ausschlusskriterien ausgeschlossen werden. Die Vorgehensweise ist in Abb. 4-11 dargestellt. Für eine ausführlichere Beschreibung der Vorgehensweise wird auf [56] verwiesen.

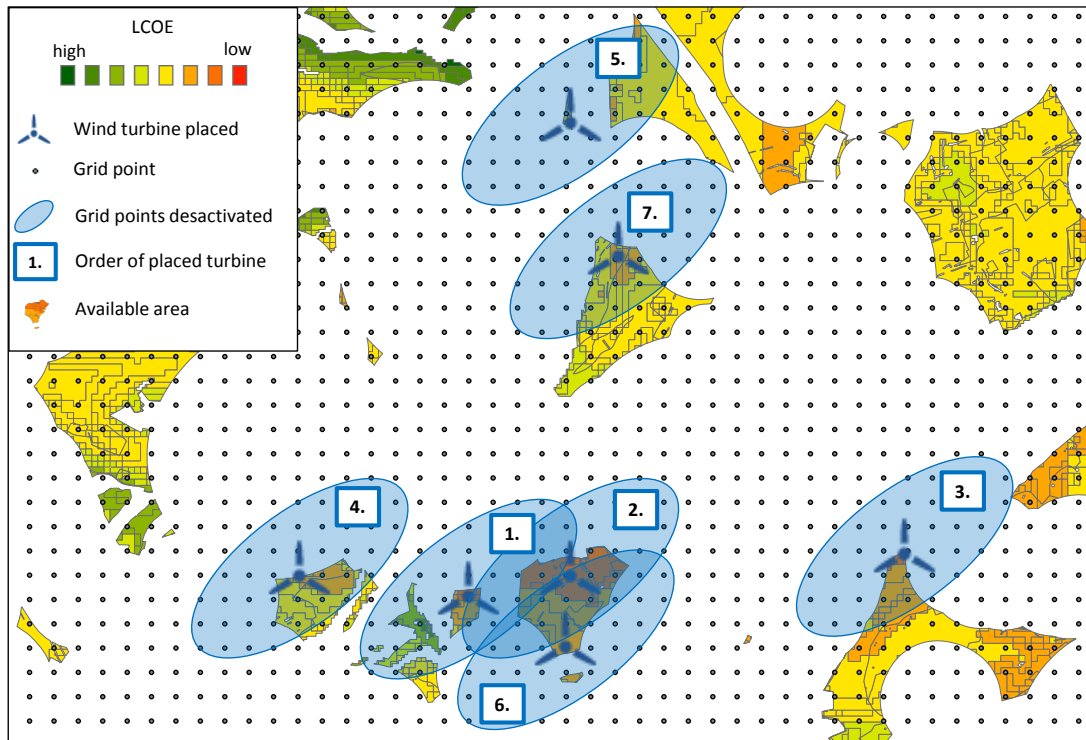


Abb. 4-11: Schematische Darstellung der Platzierung von 7 Windkraftturbinen

Die Ergebnisse dieser Analyse für Baden-Württemberg zeigen, dass die potentiell nutzbare Fläche für Windenergie bei etwa 4.402 km² liegt. Dieser Wert liegt etwa 600 km² über dem ermittelten Wert in [62]. Die Abweichung ist auf die verschiedenen Methoden zur Potentialbestimmung und den Ansatz voneinander abweichender Flächeneignungsfaktoren zurückzuführen.

Das technische Potenzial wird mit 61 TWh/a bis 128 TWh/a ermittelt, je nachdem welche Abstände zwischen einzelnen WKAs bzw. den Windparks angenommen werden. Für die folgenden Ausführungen wurde ein Abstand zwischen den WKAs von 8D x 3D angesetzt.

Die Kosten-Potenzial-Kurven für Baden-Württemberg in Abhängigkeit der Pufferzonengröße zwischen den Windparks sowie der minimalen und maximalen WKA-Anzahl pro Windpark sind in Abb. 4-12 dargestellt. Demnach liegt das „realisierbare“ Potential zwischen rund 12 TWh/a und 29 TWh/a, bei Stromgestehungskosten von etwa 8 bis 13 €/kWh.

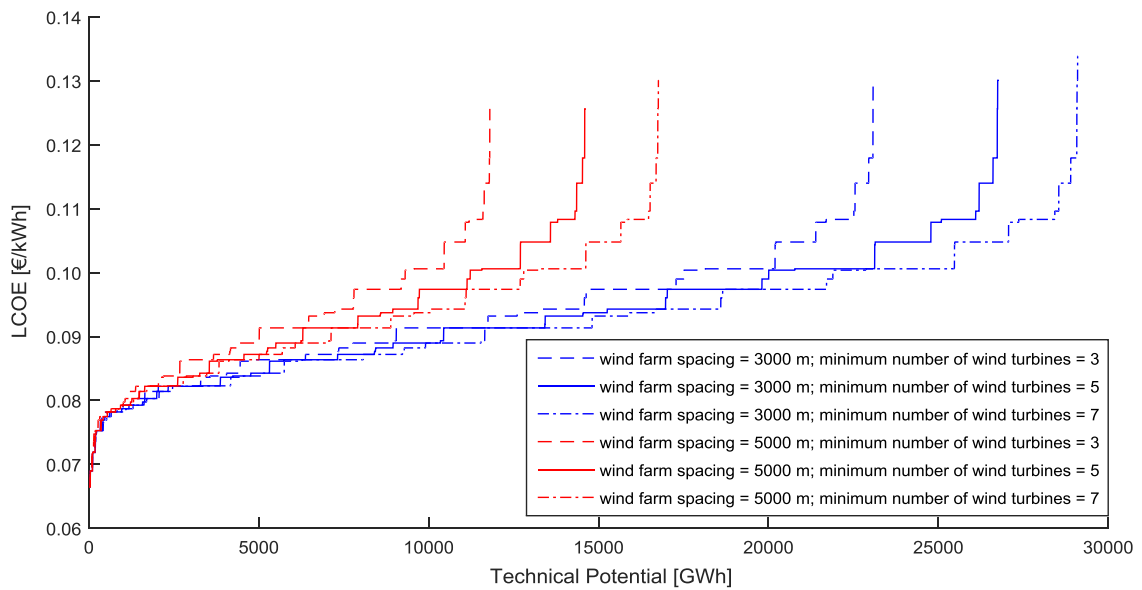


Abb. 4-12: Stromgestehungskosten aus Windkraftanlagen in Baden-Württemberg in Abhängigkeit der Windparkabstände und Windkraftanlagenanzahl (max. 20) je Windpark

Einen Vergleich der räumlichen Potenzialnutzung in 2020 in Abhängigkeit verschiedener Abstandsrestriktionen zwischen einzelnen Windparks zur Erreichung der Zielsetzung der Landesregierung (6,4 TWh/a aus Windkraft) zeigt Abb. 4-13. Bereits vorhandene Anlagen (Stand 2015) werden dabei vernachlässigt, da ihre Stromerzeugung vergleichbar sehr gering ausfällt.

Es zeigt sich, dass ohne Restriktionen der Regionalplanung (Windparkabstände) die gesamte Stromerzeugung aus Windkraft sich im Nordosten sowie im Südwesten von Baden-Württemberg konzentriert. Mit Vorgabe eines minimalen Windparkabstands von 3 km erfolgt eine Dekonzentration und flächenmäßig weitere Verteilung der Erzeugungskapazitäten. Erwartungsgemäß verstärkt sich dieser Effekt bei Vorgabe eines minimalen Windparkabstands von 5 km.

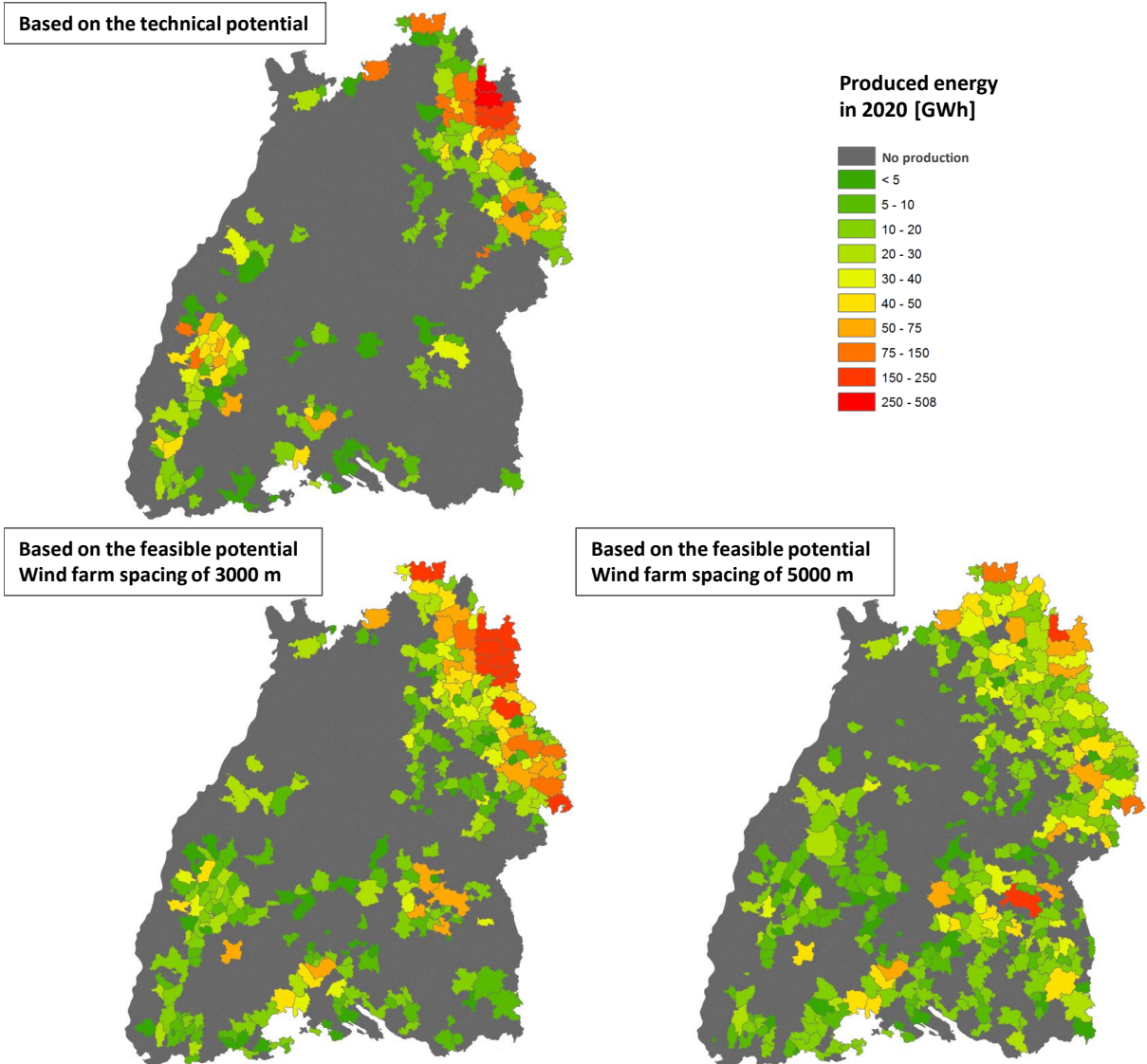


Abb. 4-13: Gegenüberstellung der Ergebnisse aus der Studie für das technische Windkraftpotential (oben links) sowie Fälle mit einem Windparkabstand von 3 km (unten links) und 5 km (unten rechts)

Zur Validierung der ermittelten Ergebnisse erfolgt eine Gegenüberstellung zu den Erkenntnissen aus zwei anderen Windkraftpotentialstudien für Baden-Württemberg. Die Studie von McKenna et al. (2014) wurde bereits angesprochen. McKenna et al. geben ein technisches Potenzial von 72 TWh/a an. Mit der in der vorliegenden Studie verwendeten Methodik wird unter vergleichbaren Annahmen das technische Potential zu 70 TWh/a bestimmt und somit eine recht gute Übereinstimmung erreicht. Eine größere Abweichung ist zu den Ergebnissen der Studie des LUBW [63] festzustellen. Hier wird ein technisches Potenzial von 122 TWh/a angegeben, während mit ähnlichen Annahmen in der vorliegenden Studie das entsprechende Potential zu 106 TWh/a bestimmt wird. Allerdings ist die direkte Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des LUBW eingeschränkt. So werden in der LUBW-Studie nur WKAs mit 3 MW, kleineren Rotordurchmessern und Nabelhöhen sowie einen Abstand zwischen den Turbinen von 5D x 3D (anstatt 8D x 3D) eingesetzt. Darüber hinaus bleiben alle Gebiete mit einer

Windgeschwindigkeit unter 5,5 m/s außen vor. Dazu nutzt das LUBW eine deutlich bessere Datenbasis und berücksichtigt u. a. auch Restriktionen hinsichtlich Militärflug- bzw. Rundfunkstrecken.

Durch die Anwendung des oben beschriebenen Modellansatzes wurde der Windkraftausbau in Baden-Württemberg bis zur Erfüllung der Ausbauziele der Landesregierung [24] unter landschaftsästhetischen Gesichtspunkten und geringstmöglichen Stromgestehungskosten simuliert. Die ermittelte Verteilung des Zubaus auf die einzelnen Gemeinden kann Abb. 4-14 entnommen werden.

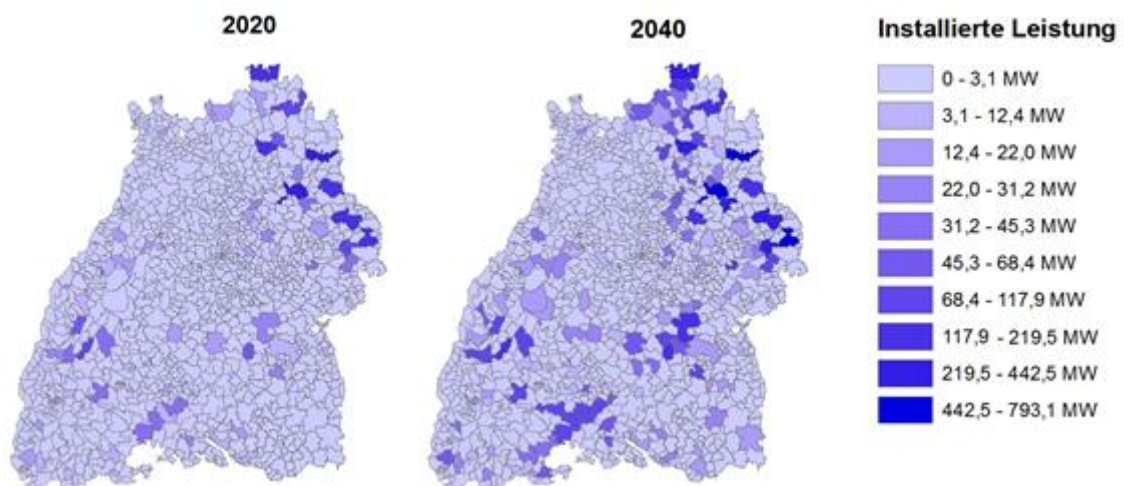


Abb. 4-14: Verteilung des Wind-Zubaus in Baden-Württemberg in 2020 und 2040

Für die Ermittlung der Kostenpotenziale für Photovoltaik in Baden-Württemberg wurde eine Methodik entwickelt, mit der für jedes Gebäude ein spezifisches Kosten-Potenzial unter Berücksichtigung der verfügbaren Dachfläche (Größendegressionseffekt) sowie der Ausrichtung und Neigung für die zu installierenden Photovoltaikanlage berechnet werden kann. Hierfür wurden zum einen die veröffentlichten Laserscandaten zur PV-Flächeneignung des Landes Baden-Württembergs herangezogen. Zum anderen wurden Daten aus dem CORINE LAND COVER, DLM25 und ATKIS (automatisiertes Liegenschaftskataster) genutzt.

Auf Grundlage dieser Daten erfolgte eine Potentialermittlung [64] und eine lineare Fortschreibung der bisherigen Entwicklung von PV-Kapazitäten auf Gemeindeebene. Letztere Vorgehensweise wurde gewählt, da sich der bisherige Ausbau von PV-Kapazitäten – wenn überhaupt – nur schwer allein mit einer Kostenpotenzialanalyse erklären lässt. Neben rein wirtschaftlichen Beweggründen wird der PV-Ausbau an einem Standort durch eine Reihe weiterer weicher Faktoren bestimmt, wie die ökologische Neigung der Bevölkerung, die Miet- bzw. Eigentumsverhältnisse und die Verfügbarkeit von Finanzierungsmitteln der Haushalte. Aus diesem Grund wird auf die Dissertation von [65] zurückgegriffen, die sich mit dem Ausbau von PV-Kapazitäten in Baden-Württemberg beschäftigt. In der genannten Arbeit wird die Diffusion von PV-Anlagen auf Gemeindeebene anhand von Bevölkerungsdichte, Art der Gemeinde (nach Raumkategorien) und aus Akzeptanzgesichtspunkten analysiert. Die Ergebnisse werden als Grundlage für die vorliegende Studie übernommen. Darauf aufbauend erfolgte eine Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung für Photovoltaikanlagen in den

Stützjahren 2020, 2030 und 2040. Eine Übersicht der daraus ermittelten PV-Potenziale auf Dachflächen in Baden-Württemberg gibt die Abb. 4-15.

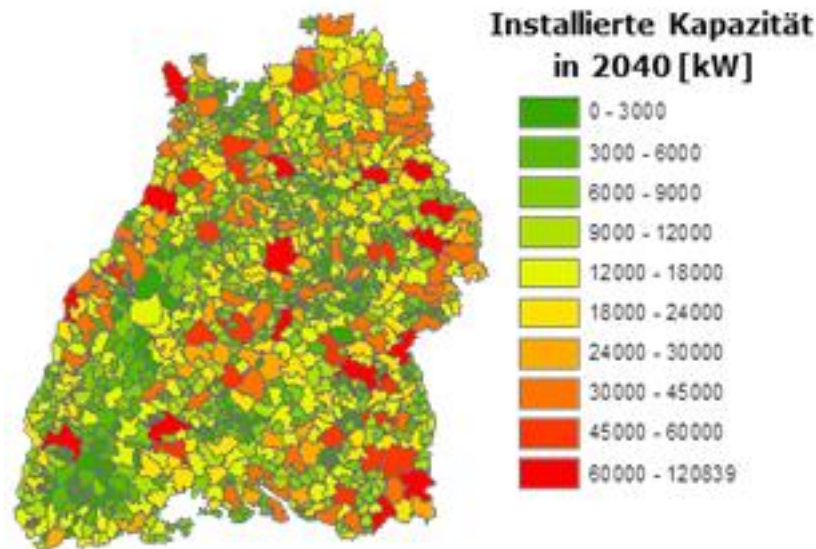


Abb. 4-15: Verteilung des PV-Zubaus in Baden-Württemberg in 2040

Für die Regionalisierung der anderen EE wie Geothermie, Biomasse und Wasserkraft wird auf bereits vorhandene Abschätzung aus anderen Veröffentlichungen zurückgegriffen (überwiegend [66]).

4.1.3 Nutzwärmebedarfsentwicklung und KWK-Potenzial für Wohngebäude in BW

Ein weiterer nicht zu vernachlässigender Punkt ist der Ausbau der dezentralen KWK der Größenklassen unter 10 MW. Diese kann u.a. in Form von virtuellen Kraftwerken zum Ausgleich etwaiger regional auftretender Netzengpässe bzw. zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden und könnte damit unmittelbaren Einfluss auf die PtG-Technologie haben.

Ausgangspunkt für die Abschätzung des technisch-energetischen Potentials der KWK-Technologie für Wohngebäude in Baden-Württemberg ist eine Ermittlung des Wärmebedarfs für die Hausstrukturen, ausgehend vom Ist-Zustand (2015) für die Stützjahre 2020, 2030 und 2040. Hinsichtlich der betrachteten Hausstrukturen konzentrieren sich die Betrachtungen auf den Bereich der Wohngebäude. Für die Wärmebedarfsermittlung zum Ist-Zustand und zu den Stützjahren wird der folgende methodische Ansatz als Top-down-Ansatz verfolgt:

Grundlage für die Ermittlung der Wärmebedarfsentwicklung in diesem Ansatz ist die IWU-Gebäudetypologie 2011 [67]. Dabei wird die Annahme getroffen, dass die Zusammensetzung der Gebäude in BW der in der IWU-Gebäudetypologie für Deutschland ermittelten entspricht (s. Abb. 4-16).





































		Baualtersklassen										Summe	Anteil
		bis 1860	1861 - 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2009		
		A**	B**	C	D	E	F	G	H	I	J		
Gebäudetypen*	EFH												
	Wohnfläche in Mio. m ²	51	155	173	127	221	213	111	148	152	114	1.465	43%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	510	1.370	1.720	1.240	2.150	1.930	940	1.230	1.250	880	13.220	34%
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	370	1.040	1.280	920	1.580	1.470	750	1.040	1.080	790	10.320	57%
													
	Wohnfläche in Mio. m ²		43	91	57	76	78	47	66	62	37	557	16%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.		470	960	570	770	760	400	590	540	310	5.370	14%
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.		350	800	480	670	650	380	540	500	300	4.670	26%
													
	Wohnfläche in Mio. m ²	13	112	134	131	197	109	69	76	119	41	1.001	29%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.	170	1.490	1.920	2.000	2.800	1.500	990	1.060	1.600	510	14.040	36%
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.	50	380	460	390	550	320	160	210	200	70	2.790	15%
													
	Wohnfläche in Mio. m ²		10	17	31	84	127	39	84			392	11%
	Anzahl Wohnungen in Tsd.		180	260	570	1.450	2.480	570	1.290			6.800	17%
	Anzahl Wohngebäude in Tsd.		10	10	30	60	80	30	40			260	1%

Abb. 4-16: Wohnfläche, Anzahl der Wohnungen und Wohngebäude in Deutschland aufgeteilt nach Typgebäuden, Basis Typen: Stand Ende 2009, ([67], Tabelle 4)

In der Gebäudetypologie werden für jedes Typgebäude, aufgeteilt nach Baualtersklassen, Angaben zum flächenspezifischen Nutzwärmebedarf ([67], ab S. 80) für den Ist-Zustand und für zwei Sanierungsszenarien (konventionell und zukunftsweisend) gemacht. Außerdem sind die Anzahl der Wohngebäude und die gesamte in Deutschland vorhandene Wohnfläche der Typgebäude je Baualtersklasse aufgeführt. Ausgehend davon kann der derzeitige und zukünftige Gesamtnutzwärmebedarf der Wohngebäude in BW abgeschätzt werden.

Für die Hochrechnung des Heizwärmebedarfs wurden die in den Szenarien getroffenen Annahmen herangezogen, die auch die Entwicklung der Wohnflächen in BW und die Sanierungsraten enthalten. Für den Ist-Zustand (2015) wird berücksichtigt, dass der Gebäudebestand 2015 gegenüber dem des Basisjahrs 2009 der IWU-Gebäudetypologie bereits verändert ist. Dem Szenario C „Gasszenario“ liegen ab dem Jahr 2016 geringere Sanierungsraten und ein geringerer Anteil an zukunftsweisender Sanierung zugrunde, da in diesem Szenario ein größerer Anteil der Investitionen für die Gebäudesanierung in den Ausbau der Gas-KWK fließt. Hinsichtlich des Zubaus von neuen Wohnflächen in BW, wie er den Szenarien zugrunde liegt, sind für die Perioden die folgenden durchschnittlichen flächenspezifischen Nutzwärmebedarfe für die Gebäudebeheizung zugrunde gelegt:

- Periode 2010 bis 2015: 80 kWh/(m² a)
- Periode 2016 bis 2020: 64 kWh/(m² a)
- Periode 2021 bis 2030: 30 kWh/(m² a)
- Periode 2031 bis 2040: 15 kWh/(m² a)

Neben dem Heizwärmebedarf spielt der Wärmebedarf für die Trinkwarmwasserbereitung (TWW) für den Einsatz von KWK-Anlagen eine wesentliche Rolle, da dieser auch im Som-

mer besteht. Mit zunehmend verbesserter Gebäudehülle nimmt der Anteil des Wärmebedarfs zur Warmwasserbereitung einen zunehmend größeren Anteil am Gesamtwärmebedarf bei den Wohngebäuden ein. Für den Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung sind nach DIN 4108-Teil 6 [68] $12,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ angenommen.

Das technisch-energetische Potential für die KWK zur Verstromung von Gas richtet sich nach dem Anteil der mit Gas versorgten Gebäude bzw. nach dem durch den Energieträger Gas abgedeckten Wärmeanteil. Im Hinblick auf die Stützjahre wird davon ausgegangen, dass der Versorgungsanteil gleich bleibt (Szenario A/B) oder ansteigt (Szenario C). Wenngleich der Versorgungsanteil von Erdgas zukünftig abnehmen soll (IEKK [69]) wird davon ausgegangen, das Erdgas zunehmend durch regeneratives Gas (Biogas, PtG-Gas etc.) substituiert wird.

Für die KWK-Anlagen wurde eine konstante mittlere Stromkennzahl von 0,5 für die Stützjahre angesetzt. Eine Anpassung der Stromkennzahl, um z. B. einen zunehmenden Einsatz der Brennstoffzellen als KWK zu berücksichtigen, ist für zukünftige Berechnungen möglich, aufgrund der unsicheren (Markt-)Entwicklung der Brennstoffzellen, jedoch nicht berücksichtigt.

Für den KWK-Deckungsanteil bei der Wärmeversorgung in den Wohngebäuden wird in Anlehnung an das EEWärmeG ein Deckungsanteil von 50 % angesetzt. Die Simulationsergebnisse zu Ein- und Mehrfamilienhäusern (s. Kapitel 4.1.4.4 Szenario A & B) zeigen, dass bei einer hohen Verfügbarkeit der KWK, wie sie bei einer Virtualisierung als Kraftwerk zu fordern ist, die Deckungsanteile bei der Wärmeversorgung nicht wesentlich über 50 % liegen.

Die oben genannten Eingangsdaten für die Potenzialanalyse sind für die betrachteten Stützjahre und Szenarien in der Tabelle Tab. 4-3 zusammengefasst.

Tab. 4-3: Eingangsdaten für die KWK-Potenzialanalyse

	Ausgangs- jahr 2010	2010 bis 2015		2016 bis 2020	
		Szenario A/B	Szenario C	Szenario A/B	Szenario C
Anteil Gasversorgung	42,5 %	43,7 %	43,7 %	43,7 %	44,4 %
KWK-Deckungsanteil	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
mittlere Stromkennzahl	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TWW-Wärmebedarf in kWh/(m ² a)	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Gesamtsanierungsrate je Periode	-	6,0 %	6,0 %	8,0 %	5,0 %
Anteil MP1 (Standard)	-	70 %	70 %	50 %	60 %
Anteil MP2 (Zukunftsweisend)	-	30 %	30 %	50 %	40 %
		2021 bis 2030		2031 bis 2040	
		Szenario A/B	Szenario C	Szenario A/B	Szenario C
Anteil Gasversorgung		43,7 %	47,0 %	43,7 %	49,0 %
KWK-Deckungsanteil		50 %	50 %	50 %	50 %
mittlere Stromkennzahl		0,5	0,5	0,5	0,5
TWW-Wärmebedarf in kWh/(m ² a)		12,5	12,5	12,5	12,5
Gesamtsanierungsrate je Periode		20,0 %	10,9 %	20,0 %	12,6 %
Anteil MP1 (Standard)		25 %	40 %	0 %	30 %
Anteil MP2 (Zukunftsweisend)		75 %	60 %	100 %	70 %

Über die flächenbezogenen Nutzwärmebedarfe und die für BW angesetzten Wohnflächen nach IEKK [69] lässt sich der Gesamtnutzwärmebedarf der Wohngebäude berechnen.

Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich ausgehend vom Basisjahr für die Stützjahre die in der folgenden Tabelle Tab. 4-4 ausgewiesenen Potenziale.

Tab. 4-4: Nutzwärmebedarf und technisch-energetische Potenziale der Strom- und Wärmebereitstellung durch Gas-KWK als virtuelle Kraftwerke in Wohngebäuden in BW – Grundlage IWU Gebäudetypologie (Abweichungen können sich durch Rundungen ergeben)

	Jahr 2010	Jahr 2015	Stützjahr 2020	
	Ausgang	Basis	Szenario A/B	Szenario C
Nutzwärmebedarf Heizung in GWh/a	64.000	63.400	61.750	62.800
Nutzwärmebedarf TWW in GWh/a	6.100	6.250	6.450	6.450
Gesamtnutzwärmebedarf in GWh/a	70.100	69.700	68.200	69.250
gasgedeckte Gesamtnutzwärme in GWh/a	29.800	30.450	29.800	30.750
Gas-KWK Potential Nutzwärmeerzeugung in GWh/a	14.900	15.200	14.900	15.350
Gas-KWK Potential Stromerzeugung in GWh/a	7.450	7.600	7.450	7.700
	Stützjahr 2030		Stützjahr 2040	
	Szenario A/B	Szenario C	Szenario A/B	Szenario C
Nutzwärmebedarf Heizung in GWh/a	55.300	59.800	47.550	55.500
Nutzwärmebedarf TWW in GWh/a	6.700	6.700	6.800	6.800
Gesamtnutzwärmebedarf in GWh/a	62.000	66.500	54.300	62.300
gasgedeckte Gesamtnutzwärme in GWh/a	27.100	31.250	23.750	30.550
Gas-KWK Potential Nutzwärmeerzeugung in GWh/a	13.550	15.650	11.850	15.250
Gas-KWK Potential Stromerzeugung in GWh/a	6.750	7.800	5.950	7.650

Die im Top-down-Ansatz ermittelten Potenziale beruhen auf einer Analyse des Gesamtnutzwärmebedarfs ausgehend von der IWU-Gebäudetypologie. Demgegenüber ist im IEKK als Zielwert für die Stützjahre der angestrebte Endenergiebedarf angegeben. Zwischen dem Nutzenergiebedarf und dem Endenergiebedarf eines Gebäudes liegt die Aufwandszahl für die Heizungsanlage, so dass sich Endenergie und Nutzenergie nicht ohne weiteres ineinander umrechnen lassen. Insbesondere lässt sich ein kumulierter Endenergiebedarf für die Wohngebäude in BW, wie er im IEKK für die einzelnen Stützjahre angegeben ist, nicht in den oben aufgeführten Nutzwärmebedarf umrechnen. Hierzu fehlen wesentliche Angaben, insbesondere in welchem Umfang Sonnenenergie und Umweltwärme zur Wärmebedarfsdeckung im Wohngebäudebereich Einsatz finden. Da das Potenzial für den Einsatz von virtuellen Gas-KWKs zur Stromerzeugung im Wohngebäudebereich primär vom Nutzwärmebedarf abhängt, lässt sich auf der Grundlage der Daten aus dem IEKK keine Potentialanalyse durchführen.

4.1.4 Stromnetzdienlicher Betrieb von KWK-Anlagen im Wohnungsbau

Die PtG-Technologie dient zur Umwandlung der (überschüssigen) erneuerbaren Stromerzeugung (negative Residuallast) in Wasserstoff oder Methan und zur Einspeicherung bzw. zum Transport im Gasnetz. Mit der so gespeicherten Energie können die Stromnetze in zweierlei Hinsicht entlastet bzw. unterstützt werden. Zum einen kann das Gasnetz als Transportnetz zur Entlastung überlasteter Stromtrassen genutzt werden, in dem die Umwandlung von überschüssigem, erneuerbarem Strom an Schwerpunkten der erneuerbaren Stromerzeugung und die Rückverstromung des erzeugten Gases an Stromverbrauchsschwerpunkten erfolgt. Zum anderen kann das Gasnetz durch seine Speicherwirkung zur Entkopplung von Stromerzeugung und Stromverbrauch dienen, in dem zu Zeiten von überschüssiger, erneuerbarer Stromerzeugung Gas erzeugt wird, welches zu Zeiten nicht regenerativ deckbaren Strombedarfs (positive Residuallast) rückverstromt werden kann. Eine Rückverstromung des in PtG gewonnenen Gases erfolgt am sinnvollsten in Kraft-Wärme-Kopplung, da neben dem Strom auch Wärme erzeugt wird, welche z. B. zur Beheizung von Gebäuden genutzt werden kann. Die gekoppelte Nutzung von Strom und Wärme steigert den Gesamtwirkungsgrad der Gasnutzung. Neben der zentralisierten Strom-/Wärmeproduktion in großen KWK-Anlagen mit entsprechenden Wärmenetzen bietet sich auch die Möglichkeit der dezentralen Erzeugung mit kleinen KWK-Anlagen z. B. BHKWs und zukünftig auch Brennstoffzellen an, die in sogenannten virtuellen Kraftwerken organisiert werden können, um am Strommarkt teilnehmen zu können. Auf diese Anlagen wird in den folgenden Untersuchungen der Fokus gelegt. In beiden Fällen ist es erforderlich, die Strom-/Wärmeproduktion mit dem Bedarf des Stromnetzes und dem Wärmebedarf des Gebäudes in Einklang zu bringen. Deshalb ist eine Voraussetzung für den netzdienlichen Betrieb von KWK-Anlagen in Wohngebäuden die weitest gehende Entkopplung des Betriebs der KWK-Anlage – also der Wärmeerzeugung – von der Wärmeanforderung des Gebäudes. Damit erlangen Wärmespeicher in den Gebäuden und ihre Auslegung eine zentrale Bedeutung im Konzept eines netzdienlichen, virtuellen Kraftwerkes. Auch die Auslegung der KWK-Anlagen wird sich verändern, da sie nicht mehr auf den Grundwärmebedarf mit möglichst vielen Vollbenutzungsstunden abzielt. Um die Anforderungen der netzdienlichen KWK an die Speicher- und KWK-Größe untersuchen zu können, wurde ein Simulationsmodell mit der Möglichkeit zur Parametervariation aufgebaut, mit dem unterschiedliche Speichergrößen und KWK-Anlagengrößen in unterschiedlichen Typgebäuden betrachtet werden können. Im Unterschied zu der üblichen wärmegeführten Betriebsweise bzw. Auslegung der KWK-Anlage mit Speicher wird im Modell eine stromgeführte Betriebsweise bzw. Auslegung als Voraussetzung für den Betrieb der KWK als netzdienliches Kraftwerk abgebildet. Dies bedeutet, dass neben der Wärmeanforderung des Gebäudes an den thermischen Speicher, welche von diesem als Freigabe an die KWK-Anlage weitergegeben wird, zusätzlich ein Schaltkriterium in Form einer Betriebsanforderung von Seiten des Stromnetzes (Residuallastanforderung) an die netzdienliche KWK-Anlage besteht. Die netzdienliche KWK soll dabei im Hinblick auf die Residuallastanforderung eine möglichst hohe Verfügbarkeit aufweisen. Damit ergeben sich als Eingangsdaten für das Anlagenmodell zum einen die Wärmelastprofile des Gebäudes, welche den Wärmebedarf für die Trinkwarmwasserbereitung und die Gebäudebeheizung beinhalten, und zum anderen der Residuallastgang, zu dessen Deckung die KWK-Anlage in gewissen Ein-

satzbereichen beitragen soll. Einen Überblick über das Gesamtmodell mit Gebäude- und Anlagenmodell gibt die Abb. 4-17. Ziel ist es anhand von Parametervariationen eine für ausgewählte Typgebäude und Sanierungszustände optimale KWK-Anlagen- und Speichergröße unter der Vorgabe von Mindestwerten für die Verfügbarkeit und den KWK-Deckungsanteil an der Wärmeerzeugung zu ermitteln. Dabei werden die sich in den Stützjahren verändernden Residuallastgänge und KWK-Einsatzbereiche sowie verschiedenen Sanierungsgrade berücksichtigt.

Prinzipiell ermöglichen die entwickelte Methodik und das Simulationsmodell Daten zu Wärmelastprofilen, Residuallastgängen und KWK-Einsatzbereichen aus beliebigen Quellen einzubinden. Damit können auf der Wärmeabnehmerseite verschiedenste Gebäude untersucht werden, deren Lastprofile mit den im folgenden Abschnitt vorgestellten oder weiteren, detaillierteren Methoden ermittelt wurden. Auf der Stromnetzseite können Residuallastgänge und KWK-Einsatzbereiche verschiedenster Entwicklungsszenarien aus vorhandenen oder zukünftigen Studien berücksichtigt werden. Genauso könnten Strompreissignale als Betriebsanforderung an die KWK herangezogen werden. Neben Daten aus Simulationen bzw. Berechnungen können sowohl auf der Wärme- als auch auf der Stromnetzseite Messwerte zu einem konkreten Jahr verwendet werden. Damit lässt sich z. B. die Deckung des realen (gemessenen) Wärmebedarfs durch eine KWK-Anlage, die nach dem Residuallastgang eines konkreten Versorgungsgebietes gesteuert wird, untersuchen.

Auf eine Betrachtung von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und Kältenetze wurde aufgrund der geringen Relevanz der Gebäudekühlung im Wohnungsbau verzichtet.

Die hier vorgestellte Methodik und das Simulationsmodell bieten folglich eine Vielzahl von Möglichkeiten, welche auch in weiteren Projekten genutzt werden können.

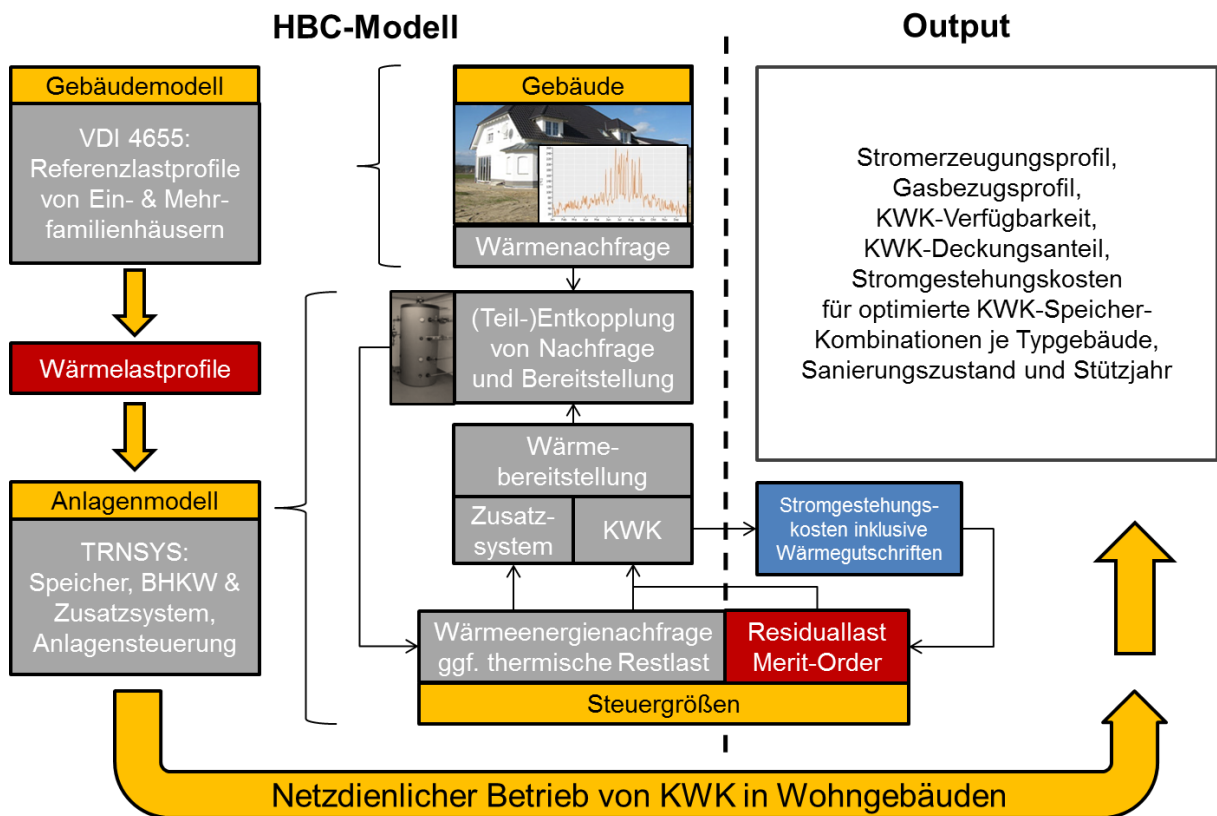


Abb. 4-17: Gesamtmodellübersicht zum gekoppelten Gebäude- und Anlagenmodell der HBC
 In den nächsten Kapiteln werden die Teilmodelle vorgestellt.

4.1.4.1 Gebäudemodell

Im Hinblick auf das Gebäudemodell wurden verschiedene Herangehensweisen zur Ermittlung von Wärmelastprofilen für Gebäude untersucht. Die folgende Abb. 4-18 gibt einen Überblick über mögliche Methoden zur Wärmelastgangermittlung.

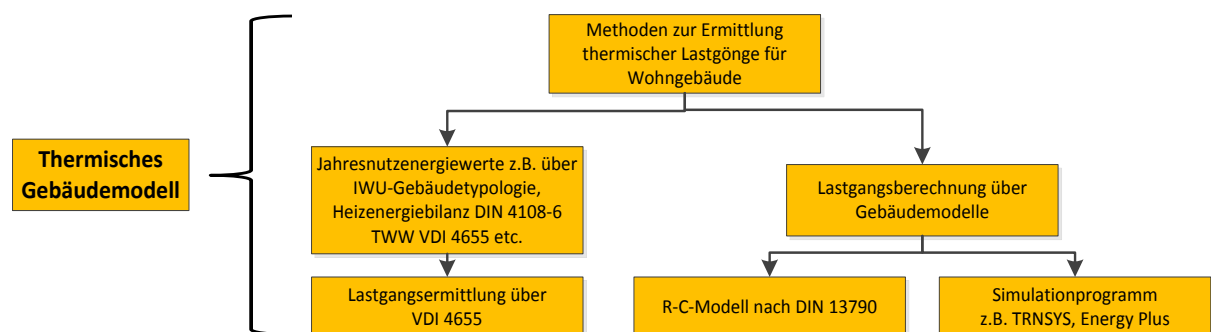


Abb. 4-18: Untersuchte Methoden zur Ermittlung thermischer Lastgänge für Wohngebäude

In der Methodenauswahl wurde eine dynamische Wärmelastberechnung für die Typgebäude mit Simulationsprogrammen wie TRNSYS oder EnergyPlus oder auch mit vereinfachten Ansätzen wie sie das R-C-Modell der DIN EN ISO 13790 [70] bietet als zu aufwändig befunden.

Hier sind detaillierte Annahmen zu Gebäudehülle, Wärmeübergabesystem und Wärmege-
 winnen notwendig. Diese Detailliertheit ist für die hier vorgesehenen Untersuchungen für
 Typgebäude nicht notwendig. Angewandt wird daher die Lastgangberechnung nach
 VDI 4655 [71] auf der Grundlage von Jahresnutzenergiewerten für Heizwärme und Trink-
 warmwasser. Die Richtlinie beschreibt eine Methodik zur Ermittlung von Referenzlastprofilen
 für Ein- und Mehrfamilienhäuser für den Einsatz von KWK-Anlagen, weshalb sie für den hier
 dargestellten Anwendungsfall als besonders geeignet erachtet wird.

In die Lastgangberechnung der VDI 4655 geht neben der Personen- (Einfamilienhaus, EFH)
 bzw. Wohnungszahl (Mehrfamilienhaus, MFH) zur Ermittlung des Jahresnutzwärmebedarfs
 für die Warmwasserbereitung, der auch anderweitig vorgegeben werden kann, der Jahres-
 nutzwärmebedarf für die Gebäudebeheizung ein. Zu Beginn wird aus einem einzelnen Test-
 referenzjahr-Wetterdatensatz (TRY) anhand von Zuordnungskriterien wie z. B. mittlere Au-
 ßentemperatur, Bewölkungsgrad etc. die Abfolge der in der VDI 4655 unterschiedenen 10
 Typtage für ein Jahr ermittelt. Aus der Jahresabfolge der Typtage und den zugehörigen Ta-
 gesenergiebedarfen für die Warmwasserbereitung und die Gebäudebeheizung werden dann
 die entsprechenden thermischen Lastprofile in Minuten- (EFH) oder Viertelstundenauf-
 lösung (MFH) erstellt. Abb. 4-19 gibt einen Überblick über die Methodik der VDI 4655.

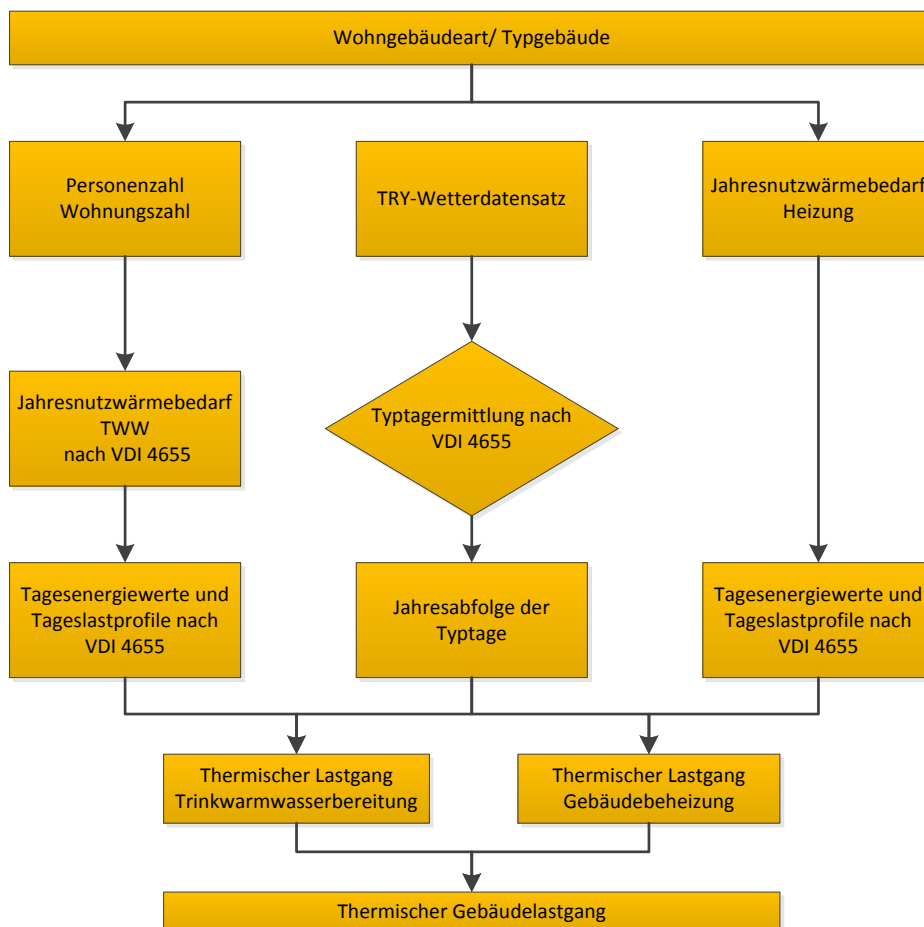


Abb. 4-19: Methode nach VDI 4655 zur Ermittlung thermischer Gebäudelastgänge

Die Methodik erlaubt es direkt die aus der IWU-Gebäudetypologie [67] für typische Gebäude ermittelten Jahresnutzenergiegewerte in Wärmelastprofile für die Anlagensimulation umzuwandeln.

Die Gebäudetypologie weist eine Vielzahl von Gebäudetypen und Baualtersklassen auf (s. Abb. 4-16), für die wiederum drei energetische Zustände (Ist-Zustand, Sanierung konventionell, Sanierung zukunftsweisend) beschrieben werden. Die hier dargestellten Untersuchungen beschränken sich jedoch auf wenige ausgesuchte typische Gebäude.

Die folgenden Untersuchungen betrachten zum einen ein typisches mittleres Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH). Diese repräsentieren einen Großteil der Baualtersklassen in der jeweiligen Gebäudekategorie. Auf deren Ableitung aus der Gebäudetypologie wird im Folgenden am Beispiel des MFH eingegangen.

Aus den Daten der IWU-Gebäudetypologie wurde je Baualtersklasse ein MFH mit der mittleren Wohnfläche abgeleitet und der Jahresheiznutzwärmebedarf über die in der Studie angegebenen flächenspezifischen Heiznutzwärmebedarfe je Gebäudetyp und energetischem Zustand (Ist-Zustand, Sanierung konventionell, Sanierung zukunftsweisend) berechnet.

Der Vergleich der so ermittelten Jahresheizwärmebedarfe zwischen den Gebäudetypen ergibt:

- Der Jahresnutzwärmebedarf der mittleren Gebäude je Baualtersklasse unterscheidet sich für die Typen A bis H im Ist-Zustand im Bereich von $\pm 11\%$ vom Mittelwert über diese Gebäudeklassen.
- Die prozentualen Abweichungen der Jahresnutzwärmebedarfe vom Mittelwert nehmen mit zunehmender energetischer Qualität zu. Die absoluten Unterschiede nehmen dagegen ab.
- Die Jahresnutzwärmebedarfe der mittleren Gebäudetypen I und J entsprechen in der konventionellen Sanierung in etwa dem Ist-Zustand der Typen A bis H. Ebenso stimmen die zukunftsweisend sanierten Typen I und J gut mit dem konventionell sanierten Typ A bis H überein.

In Bezug auf eine mögliche Reduzierung der Variantenvielzahl ist festzuhalten:

- Die Unterschiede im Jahresnutzwärmebedarf innerhalb eines Gebäudetyps/Baualters liegen real deutlich über den Unterschieden zwischen den Baualtersklassen.
- Die Unterschiede im Jahresnutzwärmebedarf eines Gebäudes aufgrund klimatischer Unterschiede (jährliche Wetterschwankungen oder unterschiedliche Standorte) liegen im Bereich der Abweichungen der Jahresnutzwärmebedarfe zwischen den Baualtersklassen.
- Der Einfluss des Nutzerverhaltens mit seinem maßgeblichen Einfluss auf den Wärmeverbrauch eines Gebäudes ist deutlich größer als der Unterschied im Jahresnutzwärmebedarf zwischen den Baualtersklassen.

Der reale Jahresnutzwärmebedarf der Einzelgebäude variiert aufgrund der Gebäudevielfalt und der unterschiedlichen Einflussgrößen deutlich mehr als der zwischen den Baualterklassen. Ausgehend davon wurden im Sinne einer Variantenreduzierung für die Simulationsberechnungen die Gebäudetypen A bis H für die MFH zu einem mittleren Gebäude zusammengefasst. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Einfamilienhäuser, weshalb darauf nicht weiter eingegangen wird. Dadurch lassen sich ca. 80-85 % der Wohnfläche der jeweiligen Gebäudekategorie und ca. 60 % der Wohnfläche in Deutschland abdecken.

Die beiden ausgewählten Typgebäude werden im Folgenden kurz dargestellt.

Einfamilienhaus

Das mittlere Einfamilienhaus hat eine Gesamtwohnfläche (WF) von ca. 180 m²_{WF}. Im Ist-Zustand beträgt der Heizwärmebedarf ca. 24.600 kWh/a bzw. 135 kWh/(m² a) und der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser ca. 1.800 kWh/a. Abb. 4-20 und Abb. 4-21 zeigen den Jahresverlauf bzw. die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs für Warmwasser und Gebäudebeheizung für das Einfamilienhaus.

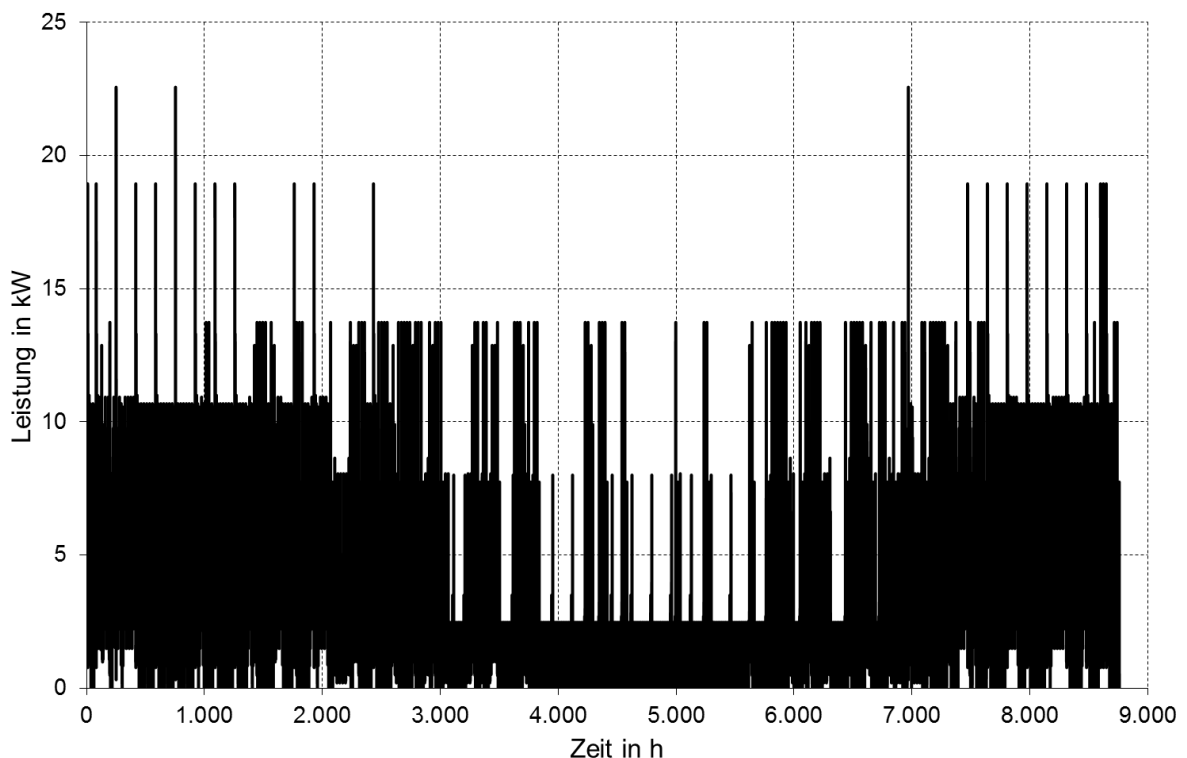


Abb. 4-20: Jahresverlauf der Heizlast für das mittlere Einfamilienhaus

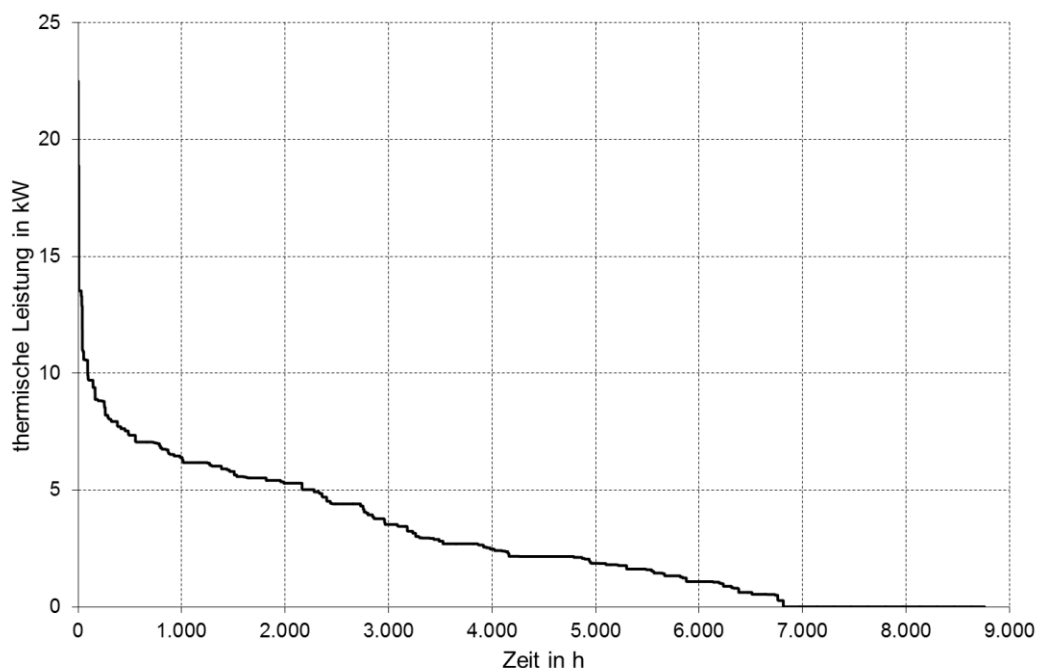


Abb. 4-21: geordnete Jahresdauerlinie der Heizlast für das mittlere Einfamilienhaus

Die sehr kurzzeitige maximale Wärmeleistung lässt sich auf die Warmwasserbereitung zurückführen. Wird eine KWK-Anlage für dieses Gebäude wärmegeführt auslegt, ergibt sich eine thermische Leistung von ca. 4 kW und ein Pufferspeicher mit ca. 170 l. Damit lässt sich ein KWK-Deckungsanteil von ca. 75 % bei ca. 4.500 VBh erreichen. Ein BHKW in diesem kleinen Leistungsbereich ist derzeit am Markt nicht erhältlich (s. [72], Seite 22). Hier könnten die kleiner skalierbaren Brennstoffzellen zum Einsatz kommen, wie erste Praxistest wie z. B. das Callux-Projekt [28] belegen. Die Wärmebedarfskurven für die Sanierungsvarianten ergeben sich analog hierzu.

Mehrfamilienhaus

Das mittlere Mehrfamilienhaus umfasst 5 Wohneinheiten mit einer Gesamtwohnfläche (WF) von ca. 335 m²_{WF}. Im Ist-Zustand beträgt der Heizwärmebedarf ca. 52.500 kWh/a bzw. 160 kWh/(m²_{WF} a) und der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser ca. 4.200 kWh/a. Abb. 4-22 und Abb. 4-23 zeigen den Jahresverlauf bzw. die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs für Warmwasser und Gebäudebeheizung für das Mehrfamilienhaus.

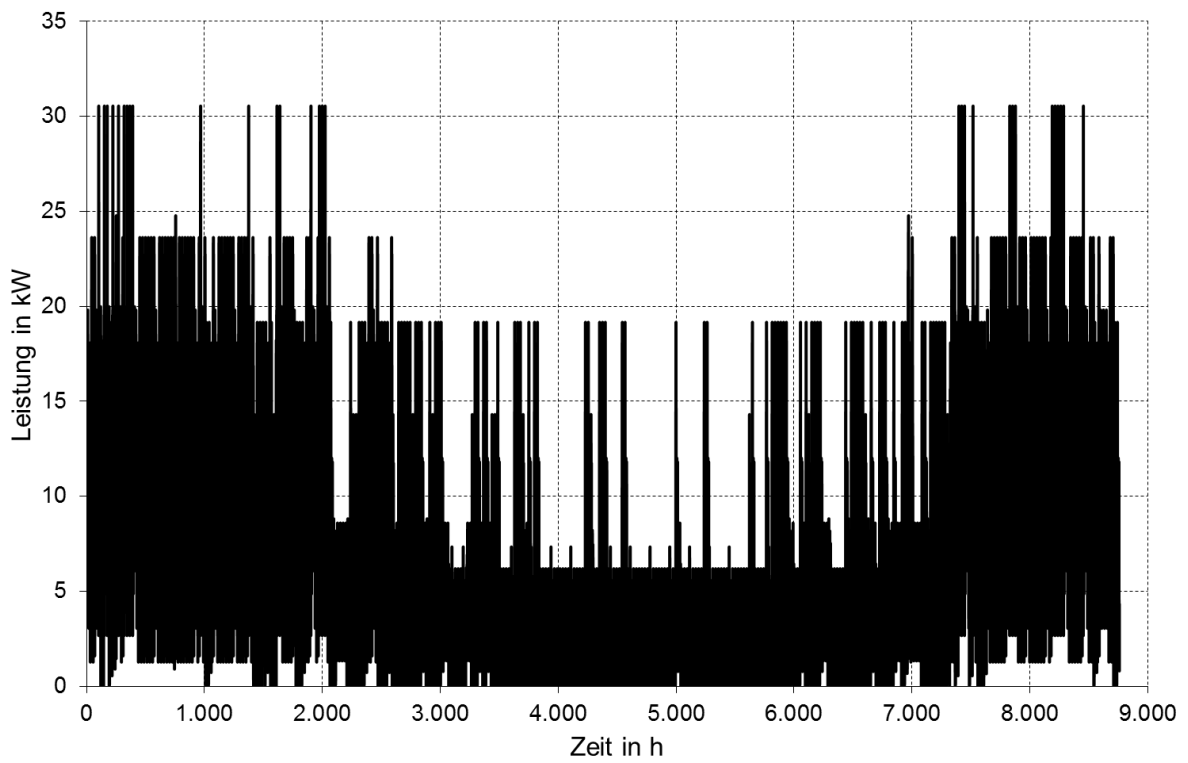


Abb. 4-22: Jahresverlauf der Heizlast für das mittlere Mehrfamilienhaus

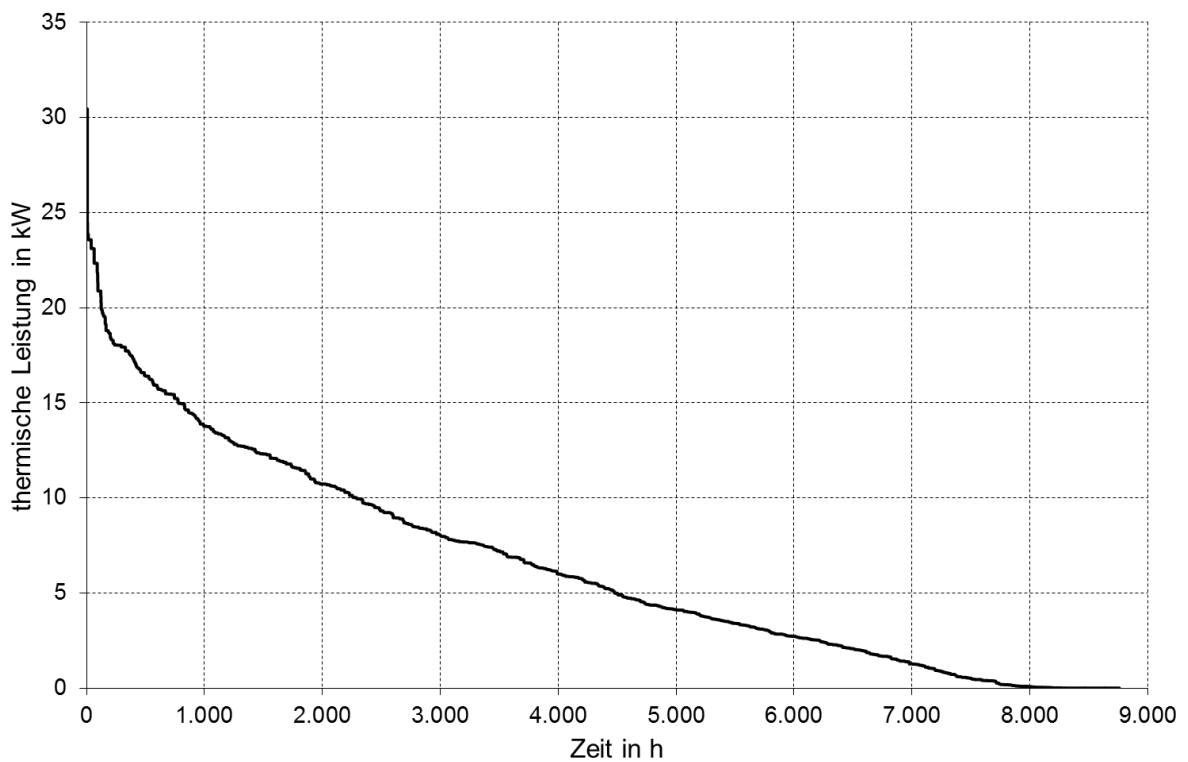


Abb. 4-23: geordnete Jahresdauerlinie der Heizlast für das mittlere Mehrfamilienhaus

Eine wärmegeführte Auslegung der KWK-Anlage ergibt für dieses Gebäude eine thermische Leistung von ca. 8 kW und einen Pufferspeicher mit ca. 500 l. Damit lässt sich ein KWK-Deckungsanteil von ca. 75 % bei etwas über 5.000 VBh erreichen. Ein passendes BHKW mit einer elektrischen Leistung von ca. 2 kW hat damit eine Größe, die derzeit am Markt erhältlich ist (s. [72], Seite 22). Kleinere BHKWs sind nicht/kaum erhältlich. Damit ist der Bereich, in dem die BHKW-Größe in der Parametervariation variieren kann, nach unten hin begrenzt. Zusätzlich wird der Wärmebedarf für die zukunftsweisende Sanierung auf 40 % des Ist-Zustandes sinken, was sich auch in der maximalen thermischen Leistung bemerkbar machen wird. Um eine größere Bandbreite von BHKW-Größen untersuchen zu können, wird ein kleines Wärmenetz mit fünf der oben vorgestellten Mehrfamilienhäuser untersucht. Dadurch liegt die BHKW-Größe in einem Bereich von ca. 40 kW thermisch und 20 kW elektrisch. In diesem Bereich gibt es eine Vielzahl von Anlagen, wodurch auch die Datenlage zur Ermittlung der Kennlinien sehr gut ist.

Die Wärmebedarfskurven für die Sanierungsvarianten ergeben sich analog hierzu. Die für die zu untersuchenden Gebäude ermittelten Wärmelastgänge werden im Anlagenmodell als Input verwendet.

4.1.4.2 Residuallast und KWK-Einsatzbereich

Neben der gebäudeseitigen Wärmeanforderung ist der zweite wesentliche Dateninput in die Modellberechnung der Residuallastverlauf sowie die Leistungsbereiche in denen die netzdienliche KWK zum Einsatz kommen soll (Residuallastanforderung). Der Residuallastgang wird für den Istzustand (2015) und die Stützjahre 2020, 2030 und 2040 betrachtet.

Dabei wird zwischen den unterschiedlichen Szenarien unterschieden, indem einerseits das Stromnetz nur für Baden-Württemberg (Szenario A „Basisszenario“ & B „Keine Netzakzeptanz“) und andererseits für gesamt Deutschland (Szenario C „Gasszenario“) betrachtet wird.

Residuallast Baden-Württemberg, Szenarien A & B

Für die Szenarien A und B wurden von der Hochschule Biberach die Residuallastgänge für Baden-Württemberg ermittelt und die Einsatzbereiche der KWK-Anlagen definiert. Das Vorgehen wird im Folgenden beschrieben.

Datengrundlage für die Ermittlung sind die veröffentlichten Strommarktdaten des Übertragungsnetzbetreibers Transnet BW GmbH [73] für die Regelzonenlast und die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen und PV-Anlagen für das Jahr 2013. Eine übliche Vorgehensweise zur Ermittlung der Residuallast ist die Bildung der Differenz aus Netzlast und dargebotsabhängiger Stromerzeugung, allen voran Windkraft und Photovoltaik. Die ebenfalls volatile Stromerzeugung durch wärmegeführte KWK-Anlagen wurde nicht berücksichtigt, da hierzu keine separaten Daten vorliegen. Für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass bei ei-

ner zunehmenden Virtualisierung der KWK-Anlagen eine wärmegeführte Betriebsweise von einer kombinierten strom-/wärmegeführten Betriebsweise abgelöst wird.

Die Hochrechnung der einzelnen Jahresverläufe auf die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040 erfolgt aufgrund der Entwicklungspfade für den Strombedarf und die Stromerzeugung durch Windkraft- und PV-Anlagen, die im IEKK ([69], Seite 37, Seite 60 Tabelle 2) angenommen werden. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Die Jahresverläufe für den Ist-Zustand 2015 sind in Abb. 4-24 bis Abb. 4-27 dargestellt.

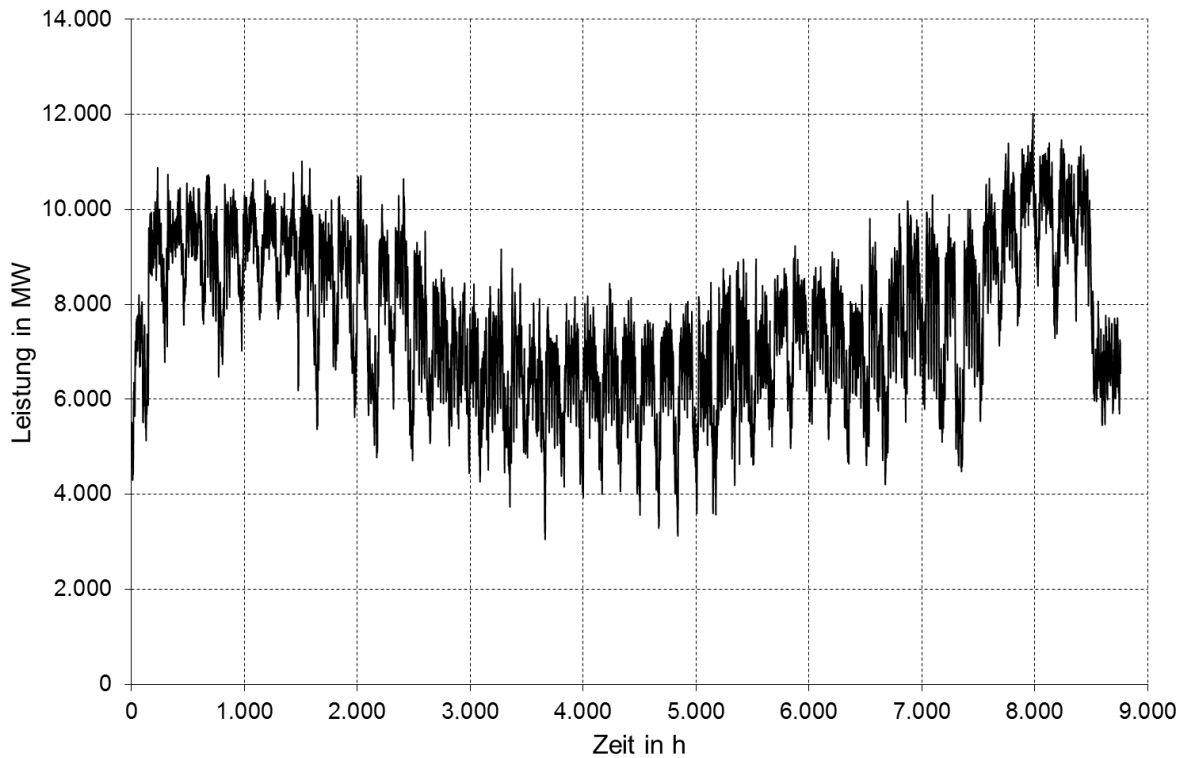


Abb. 4-24: Jahresverlauf der Netzlast im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH für das Jahr 2015

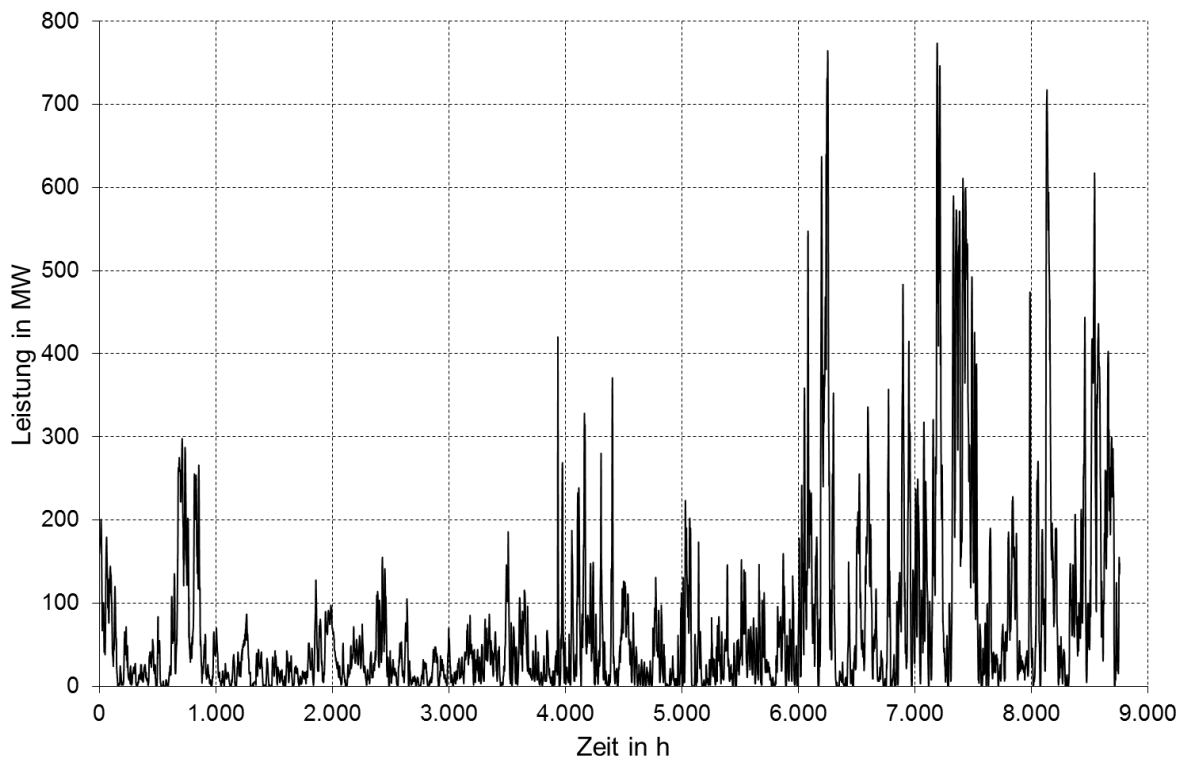


Abb. 4-25: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch Windkraft im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH für das Jahr 2015

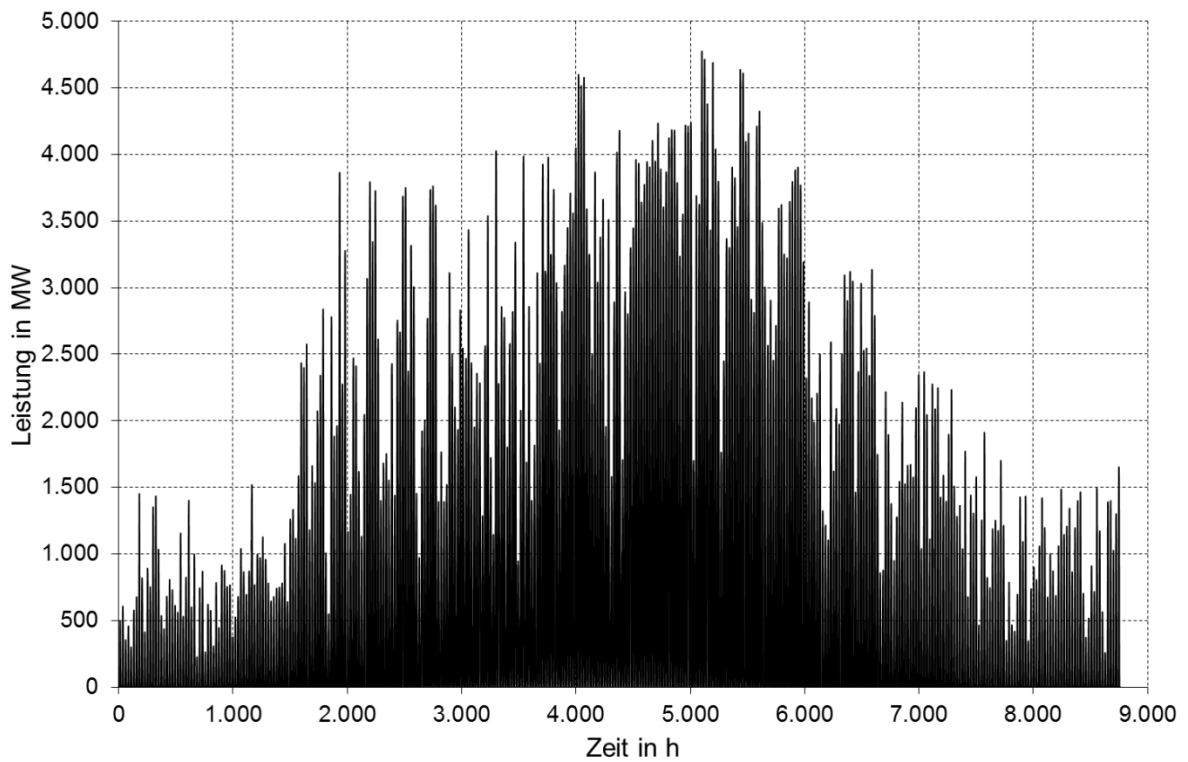


Abb. 4-26: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch PV im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH für das Jahr 2015

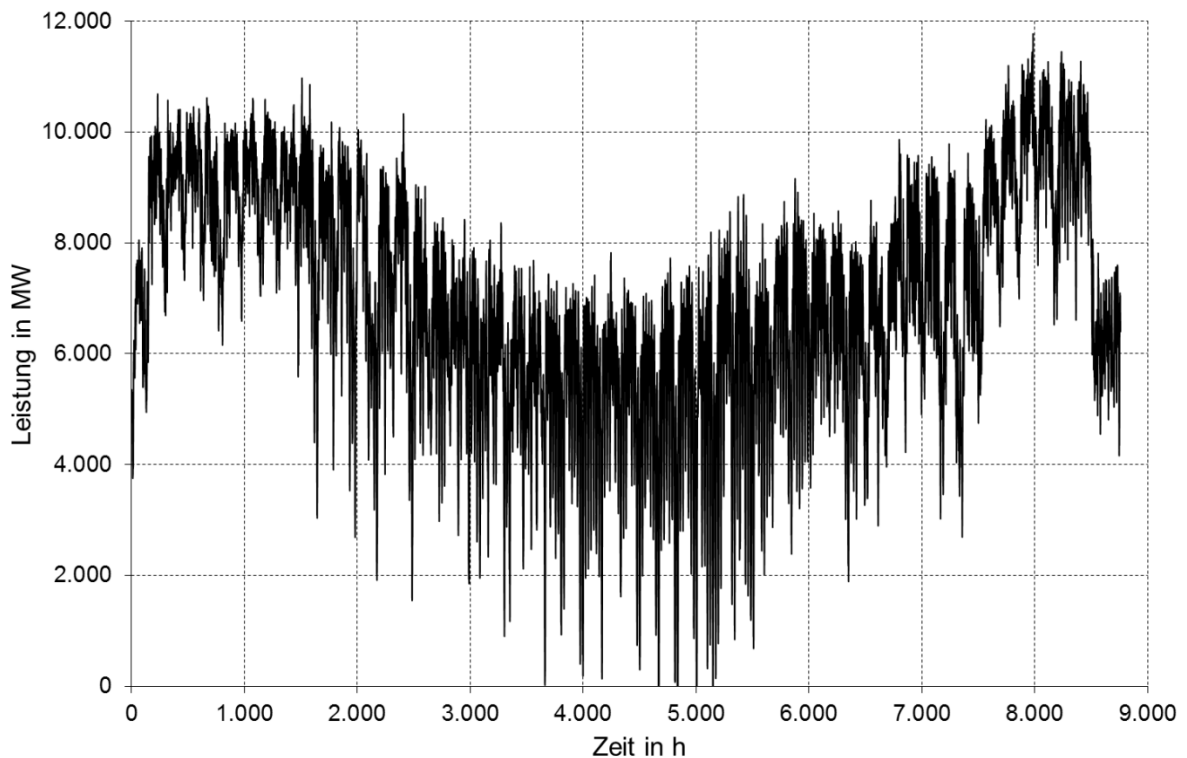


Abb. 4-27: Jahresverlauf der Residuallast im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH für das Jahr 2015

Es ist eine deutliche jahreszeitliche Veränderung der Residuallast zu erkennen. Durch den hohen Anteil von Solarstrom in Baden-Württemberg ergibt sich eine niedrigere Residuallast im Sommer. Die im Winter höhere Residuallast deckt sich gut mit dem Wärmebedarf von Gebäuden, was darauf schließen lässt, dass ein hoher Solarstromanteil gut mit einer stromgeführten Wärme-/Stromerzeugung durch KWK-Anlagen ergänzt werden kann. Im Jahr 2015 ist auch bereits zu erkennen, dass die Residuallast für wenige Stunden im Jahr negativ wird. Dies bedeutet, dass durch die dargebotsabhängigen Stromerzeuger Windkraft und PV mehr Strom erzeugt werden könnte als verbraucht wird (Stromüberschuss). Da dies physikalisch nicht möglich ist, werden entweder die Erzeugeranlagen abgeregelt oder es müssen zusätzliche Stromverbraucher wie es z. B. die PtG-Anlagen darstellen zugeschaltet werden, um den überschüssigen Strom zu verbrauchen. Möglich wäre auch eine Verschiebung des Überschussstroms in andere Netze (Nachbarländer), wenn dort Bedarf besteht oder ggf. der Einsatz von Stromspeichern. Die Entwicklung der Residuallast für die Stützjahre ist anhand der geordneten Jahresdauerlinien in Abb. 4-28 dargestellt. Die Zeit in der die Residuallast negativ ist, steigt bis zum Stützjahr 2014 auf ca. 1.000 h an. Die maximal benötigte Leistung geht um ca. 1.300 MW zurück.

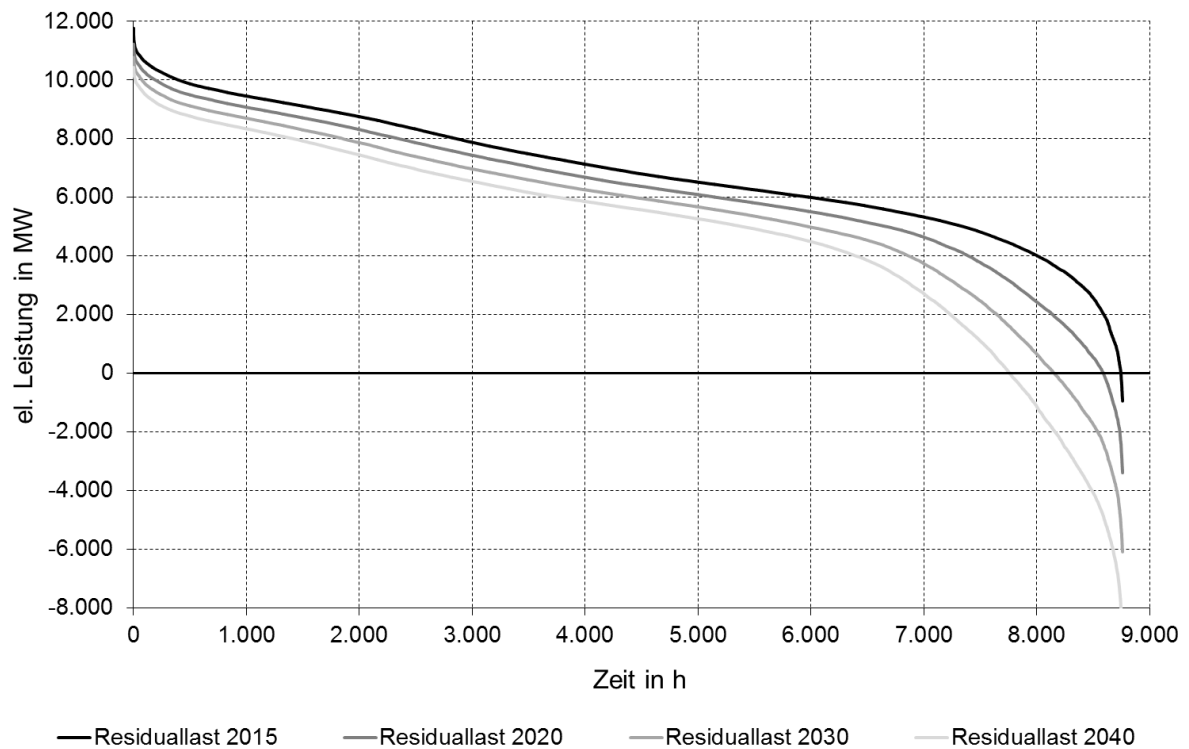


Abb. 4-28: geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH für die Jahre 2015, 2020, 2030 und 2040

Da die netzdienliche KWK zur Deckung der (positiven) Residuallast beitragen soll, muss definiert werden, in welchem Leistungsbereich die KWK zum Einsatz kommt. Die Einordnung der KWK in den vorhandenen bzw. zukünftigen Kraftwerkspark erfolgt anhand der Grenzkosten für die dargebotsunabhängigen Stromerzeuger über die Merit-Order und der im Energieszenario BW 2050 bzw. im IEKK ([69], Bild 12) angenommenen Entwicklung der Stromerzeugungsleistungen verschiedener Kraftwerkskategorien. Dabei wurde ein Abschlag von 10 % auf die Kraftwerksleistungen für Ausfälle, Wartung etc. berücksichtigt. Für das Jahr 2015 lässt sich somit der Einsatzbereich der netzdienlichen KWK zwischen ca. 8.350 MW und 8.750 MW festlegen, was eine Anforderungszeit zwischen ca. 2.500 h und 2.000 h entspricht. Die geordnete Jahresdauerlinie mit den Einsatzbereichen der Kraftwerkskategorien nach dem IEKK sind in Abb. 4-29 dargestellt. Der Bereich der KWK kleiner 10 MW ist dort orange schraffiert dargestellt.

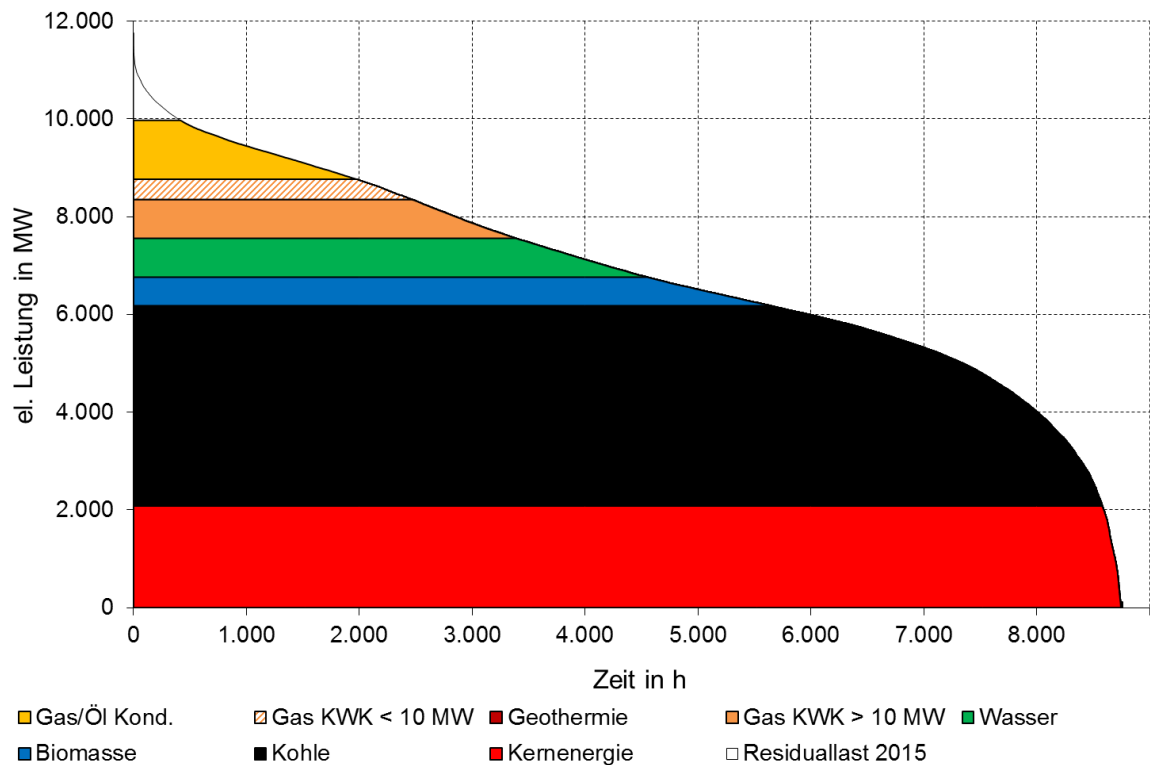


Abb. 4-29: geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast im Regelzonenbereich der Transnet BW GmbH mit Einsatzbereichen der Kraftwerke für das Jahr 2015

Diese Betrachtungen werden für die Stützjahre fortgeführt. Im Stützjahr 2020 wurde bereits keine Atomkraft mehr berücksichtigt. Dies erfolgt aufgrund des beschlossenen Atomausstiegs bis zum Jahr 2021, da im Hinblick auf die weitere Zukunft die Betrachtung eines letzten Jahres einer abgeschlossenen Periode in der Energieversorgung nicht sinnvoll erscheint.

In Tab. 4-5 sind die Einsatzbereiche und Anforderungszeiten für die Stützjahre zusammengefasst.

Tab. 4-5: Einsatzbereiche und Anforderungszeiten für die netzdienliche KWK (< 10 MW) in Baden-Württemberg in den Stützjahren 2015, 2020, 2030 und 2040

	Einsatzbereich in MW (untere – obere Grenze)	Anforderungszeit in h (untere – obere Grenze)
2015	8.350 - 8.750	2.500 – 2.000
2020	6.750 – 7.450	3.850 – 3.000
2030	6.200 – 7.200	4.100 – 2.750
2040	5.000 – 5.950	5.450 – 3.800

Der Einsatzbereich verschiebt sich von 8.350/8.750 MW im Jahr 2015 auf 5.000/5.950 MW im Jahr 2040. Dies spiegelt die deutliche Abnahme der Leistungen, die von Atom- und Kohlekraftwerken zur Verfügung gestellt werden können, wieder. Die Anforderungszeiten steigen dadurch von 2.500/2.000 h im Jahr 2015 auf 5.450/3.800 h im Jahr 2040 an. Die zwischenzeitliche Abnahme der Anforderungszeiten für die obere Grenze vom Jahr 2020 zum Jahr 2030 ist dadurch zu erklären, dass die Residuallast in diesem Zeitraum stärker abnimmt als sich die obere Einsatzgrenze der KWK < 10 MW elektrisch nach unten verschiebt. Den Simulationsuntersuchungen mit der Residuallast bzw. der Merit-Order von Baden-Württemberg liegen als Einsatzgrenze die jeweils obere Grenze des Einsatzbereiches der KWK < 10 MW elektrisch zugrunde, da die kleinen KWK-Anlagen höhere Grenzkosten aufweisen und daher in der Merit-Order nach den größeren Anlagen eingesetzt werden.

Residuallast Deutschland, Szenario C

Die Betrachtung für gesamt Deutschland (Szenario C) wurde vom Projektpartner Fraunhofer ISI im Rahmen der Preissimulation für Spot- und Regelenergiemarkt durchgeführt und entsprechende Daten wurden der Hochschule Biberach zur Verfügung gestellt.

Im Vergleich zur Residuallast für Baden-Württemberg ist die Residuallast von Deutschland (Klimaschutzszenario 90, KS90, [74]) im Jahresverlauf deutlich gleichmäßiger (Bsp. Stützjahr 2020 s. Abb. 4-30). Bei der Verwendung der gleichen Merit-Order wie im Szenario A und B und der in Deutschland installierten Kraftwerksleistungen ergeben sich deutlich niedrigere Anforderungszeiten für die netzdienliche KWK wie in Abb. 4-31 zu sehen ist. Diese sind zudem gleichmäßiger über das Jahr verteilt und decken sich dadurch schlechter mit dem Wärmebedarf von Gebäuden. Die Deckung des entsprechenden Residuallastbereiches durch die netzdienliche KWK wird dadurch erschwert.

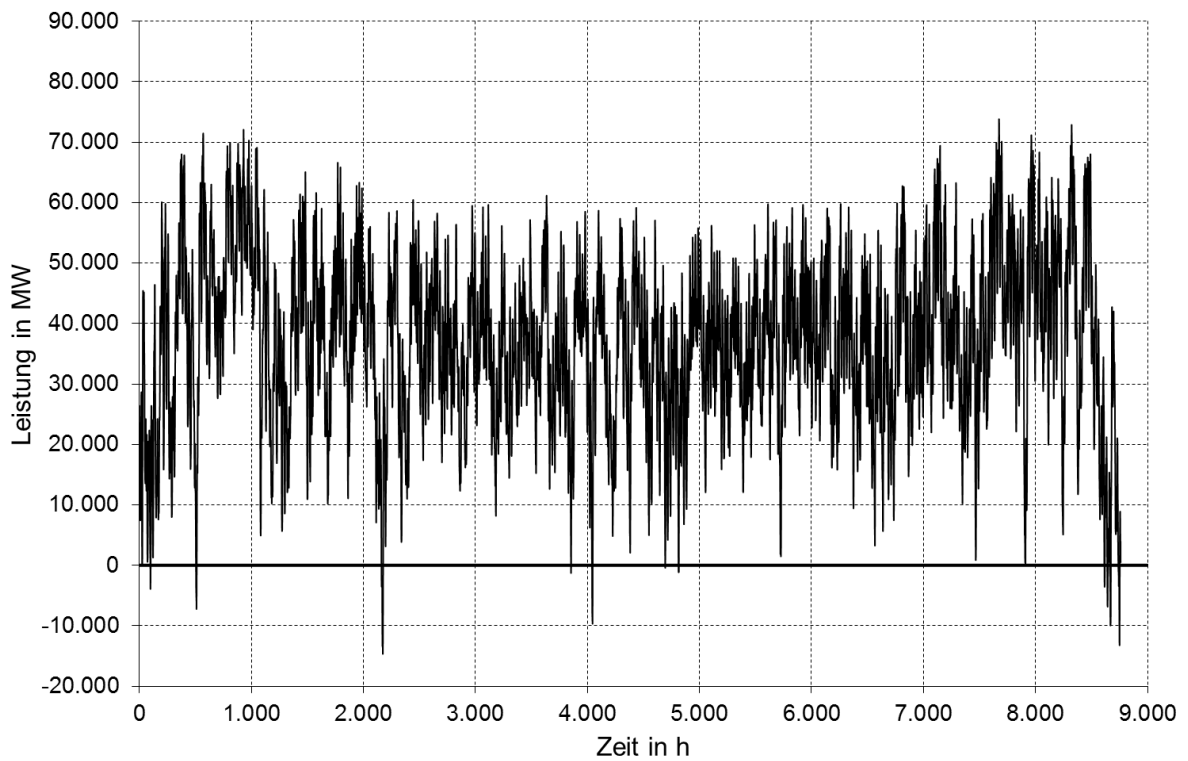


Abb. 4-30: Jahresverlauf der Residuallast nach Klimaschutzscenario 90 (Fraunhofer ISI) für das Jahr 2020

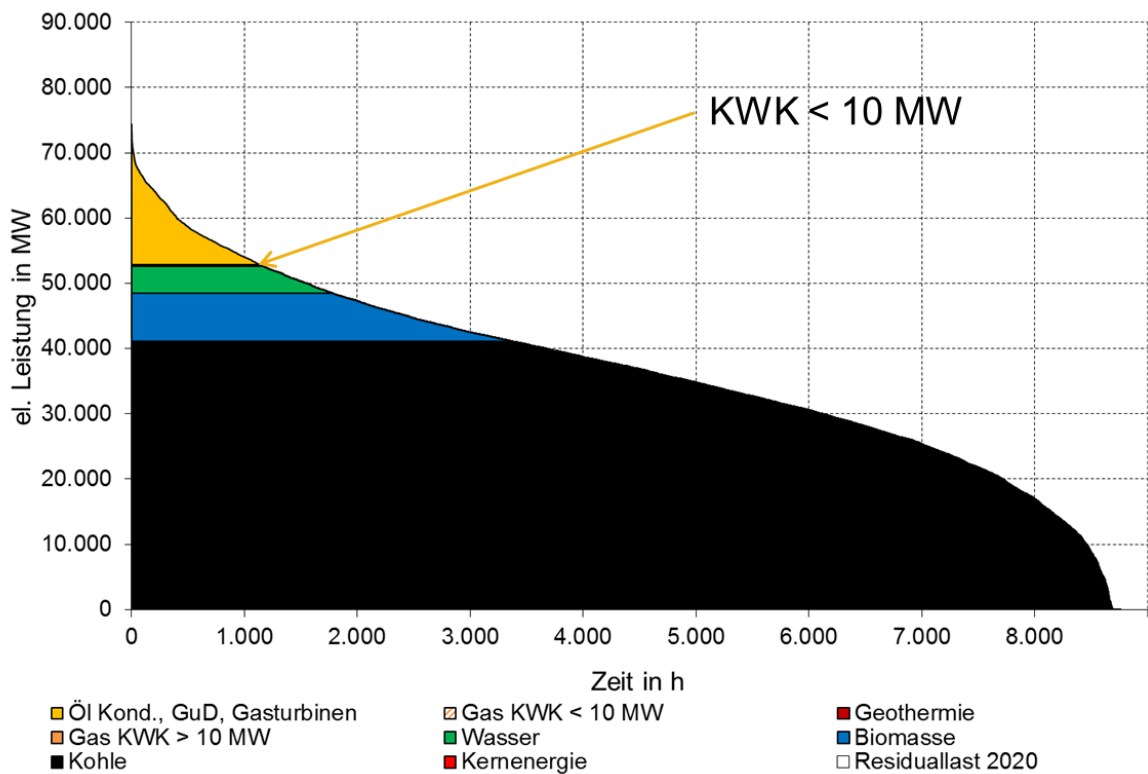


Abb. 4-31: geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast nach Klimaschutzscenario 90 (Fraunhofer ISI) mit Einsatzbereichen der Kraftwerke für das Jahr 2020

Die abgeleiteten Einsatzgrenzen und Anforderungszeiten sind in Tab. 4-6 dargestellt.

Tab. 4-6: Einsatzbereiche und Anforderungszeiten für die netzdienliche KWK (< 10 MW) in Deutschland in den Stützjahren 2020, 2030 und 2040

	Einsatzbereich in MW (untere – obere Grenze)	Anforderungszeit in h (untere – obere Grenze)
2020	52.810	1.150
2030	52.707	500
2040	46.498	1.000

Über alle Stützjahre hinweg zeigt sich, dass die (kleinen) KWK-Anlagen durch die hohe installierte Leistung von Kohlekraftwerken kaum zum Einsatz kommen. Die Grenzkosten und damit die Merit-Order hängen jedoch wesentlich von der Annahme für die CO₂-Zertifikatekosten ab. Hier wurden vom Projektpartner Fraunhofer ISI ergänzende Annahmen mit höheren Zertifikatekosten getroffen. Dadurch nehmen die Kohlekraftwerke eine Position in der Merit-Order mit minimalen Laufzeiten von unter 1.000 Stunden (2030) bzw. 200 Stunden (2040) ein.

Die ermittelten Jahresverläufe der Residuallast und die zugehörigen Einsatzgrenzen der KWK-Anlagen für die Stützjahre dienen als Eingangswerte für die Steuerung in der Anlagensimulation, wie im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

4.1.4.3 Anlagenmodell

Das Anlagenmodell ist im Simulationsprogramm TRNSYS umgesetzt. Die dem Anlagenmodell zugrunde gelegte Anlage besteht aus einem BHKW mit thermischem Speicher, einem Zusatzheizsystem (in Form eines Heizkessels), einer vereinfachten Abbildung des Heizsystems im Gebäude und der netzdienlichen Steuerung.

Der Simulationsablauf stellt sich wie folgt dar.

Auf der Gebäudeseite (s. Abb. 4-32, unten) wird der Wärmebedarf des Gebäudes als Lastprofil eingelesen. Die Wärmelast wird dem Speicher entnommen, wobei die benötigte Vorlauftemperatur je nach Art des Heizwärmeübergabesystems im Gebäude z. B. Radiatoren- bzw. Flächenheizung (vgl. Abb. 4-32, Heizsystem unten rechts) in Abhängigkeit der Außentemperatur vorgegeben wird. Dies ermöglicht beispielsweise auch eine Untersuchung der Auswirkung unterschiedlicher Heizsysteme auf die Speicherauslegung, da die Speicherkapazität des Wärmespeichers nicht nur von dessen Volumen, sondern in entscheidendem Maße von den Be- und Entladetemperaturen abhängt. Die Beladetemperatur ist durch die maximale Vorlauftemperatur des KWK-Systems vorgegeben. Die minimale Entnahmetemperatur hängt von der Vorlauftemperatur des Heizsystems bzw. der Trinkwarmwasserbereitung ab.

Der Speicher dient als Kopplungselement zwischen Wärmeverbraucher und –erzeuger und ermöglicht die zeitliche Entkopplung zwischen Wärmeverbrauch und –erzeugung, die Voraussetzung für einen netzdienlichen Betrieb der KWK ist. Der Speicherladezustand, welcher durch das vorhandene Temperaturniveau in den einzelnen Speicherschichten festgelegt ist, wird an die Steuerung der KWK-Anlage weitergegeben. Kann der Speicher das für die Wärmeversorgung benötigte Temperaturniveau nicht bieten, weil das Temperaturniveau nicht ausreicht und die KWK-Anlage nicht laufen darf (keine Residuallastanforderung), wird über das Zusatzheizsystem das Temperaturniveau im Heizungsvorlauf entsprechend angehoben.

Die KWK-Anlage wird anhand ihrer charakteristischen Größen thermische & elektrische Leistung, thermischer & elektrischer Wirkungsgrad, Brennstoffleistung und maximale Kühlwassertemperatur abgebildet. Dies bietet die Möglichkeit sowohl Daten von realen BHKWs oder Brennstoffzellen als auch anderweitig ermittelte Daten einzubinden. Im hier verwendeten Modell werden keinen realen BHKW-Daten verwendet. Stattdessen wurden aus einer Vielzahl von Daten zu realen BHKWs aus [72] Kennlinien gebildet, die die charakteristischen Größen in Abhängigkeit der elektrischen Leistung abbilden. Damit lassen sich für die Parametervariation kleinere Schritte in der Anlagengröße berücksichtigen, als die derzeit am Markt erhältlichen Anlagen bieten. Außerdem werden so die sehr anlagenspezifischen Kenngrößen in für Größenklassen repräsentative Kenngrößen überführt.

Die Steuerung der KWK-Anlage erhält sowohl von der Wärmeseite (Speicher/Gebäude, s. Abb. 4-32, unten/Mitte) als auch von der Stromnetzseite (s. Abb. 4-32, oben) eine Anforderung zur Produktion von Wärme bzw. Strom, die wie folgt miteinander verknüpft werden und zum Anlagenbetrieb führen. Die netzdienliche KWK-Anlage wird nur dann zum Einsatz gebracht, wenn Strom im Netz benötigt wird (Residuallastanforderung) und gleichzeitig eine Wärmeabgabe an den Wärmespeicher zur Gebäudebeheizung möglich ist. Eine Abweichung davon ist nur aufgrund der Berücksichtigung einer Mindestlaufzeit für die KWK-Anlage gegeben. Die Anforderung aus dem Stromnetz wird, wie oben beschrieben, über die zu deckende Residuallast und die im Vorfeld definierten Einsatzgrenzen (Merit-Order) identifiziert. Die Residuallastgänge werden dafür wiederum aus einer externen Datenquelle eingelesen.

Abb. 4-32 gibt einen Überblick über die Funktionsweise des Anlagenmodells.

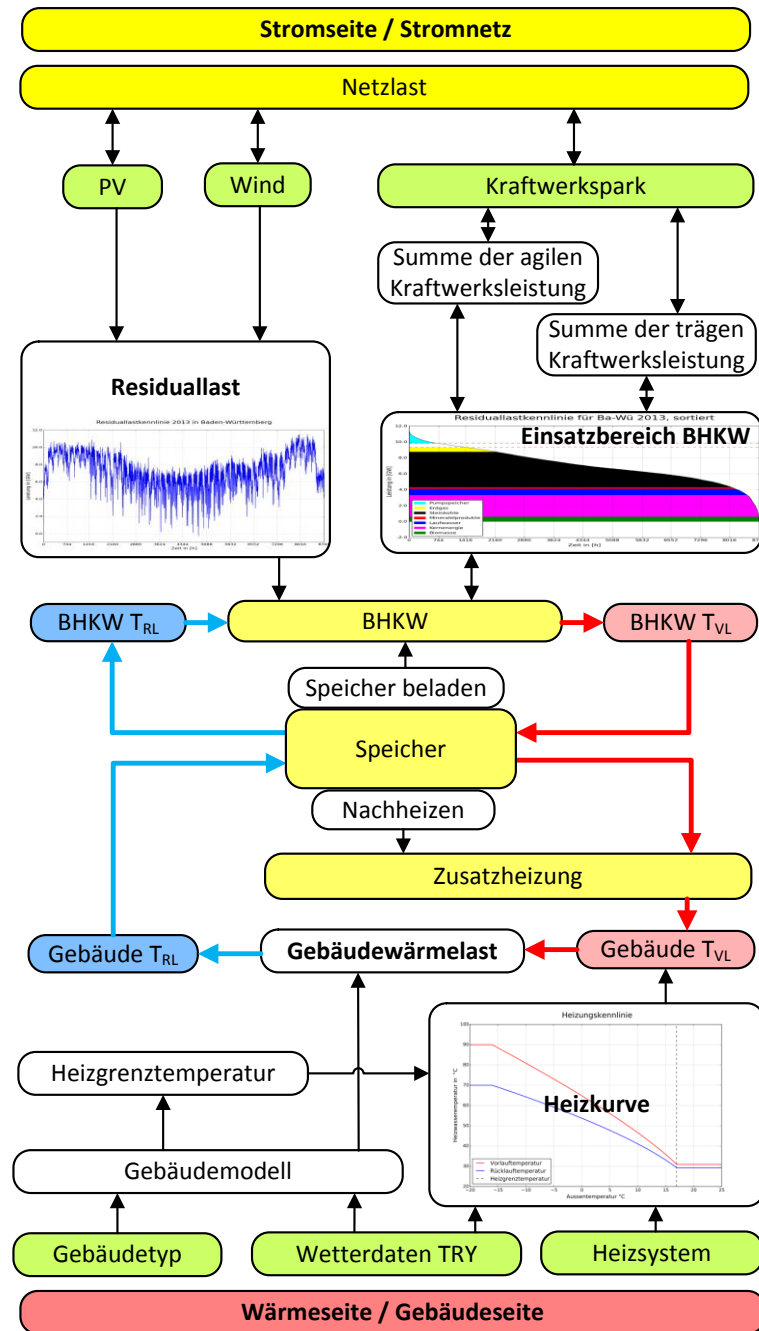


Abb. 4-32: Gekoppeltes Anlagen- und Gebäudemodell

Das TRNSYS-Modell ist in eine Python-Umgebung eingebettet, die es ermöglicht, automatisiert Parametervariationen durchzuführen. Die Parameter und deren Anzahl an Varianten werden im Vorfeld in sinnvollen Bandbreiten definiert und in allen Kombinationsmöglichkeiten durchgerechnet. Vorrangiges Ziel der Parametervariation ist es, mögliche Kombinationen von KWK-Anlagen- und Speichergrößen zu ermitteln, die die Anforderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit und des KWK-Deckungsanteils erfüllen. Gleichzeitig können damit auch die Residuallastgänge und KWK-Einsatzbereiche der Stützjahre berücksichtigt werden.

Die wesentlichen Ergebnisse/Outputs aus dem Anlagenmodell sind in Abb. 4-32 dargestellt.

Für jede Variante werden der KWK-Deckungsanteil an der Wärmeerzeugung sowie die Verfügbarkeit der KWK-Anlage zur Deckung der Residuallast ausgegeben. Die Verfügbarkeit ist hier definiert als die Zeit, in der die KWK-Anlage läuft, geteilt durch die Zeit, in der es eine Anforderung vom Stromnetz (Residuallastanforderung) gibt. Anhand dieser Größen lassen sich sinnvolle Anlagenkonfigurationen identifizieren. Als weitere Ergebnisse werden die Betriebszeiten, das Stromerzeugungsprofil, durch das ein Beitrag zur Residuallastabdeckung geleistet wird, und das Gasbezugsprofil ausgegeben, welche z. B. in Strom- bzw. Gasnetzberechnungen Verwendung finden können.

4.1.4.4 Simulationen und Ergebnisse

Mit dem oben vorgestellten Modell und der Parametervariation werden Simulationsstudien durchgeführt. Von jedem Gebäudetyp werden sowohl der Ist-Zustand als auch die beiden Sanierungszustände für alle Stützjahre betrachtet. Ziel ist es eine jeweils passende Kombination aus möglichst kleiner KWK-Anlage und kleinem Speicher zu finden, welche die Anforderungen an Verfügbarkeit und Deckungsgrad möglichst genau erfüllt. Für die Auswahl geeigneter Kombinationen werden die beiden Kriterien zunächst einzeln ausgewertet und dann in Kombination betrachtet. Ausgehend von zunächst sehr großen Schrittweiten bei den KWK-Anlagen- und Speichergrößen zwischen den einzelnen Variantenrechnungen werden diese gezielt im Grenzbereich der Erfüllung der Kriterien schrittweise verfeinert, bis man sich einer passenden Kombination angenähert hat.

Das gewählte Ziel ist, einen KWK-Deckungsanteil von mindestens 50 % in Anlehnung an die Anforderung des EWärmeG ([75], sonstige Ersatzmaßnahmen, Kraft-Wärme-Kopplung >20 kW elektrisch) und eine Verfügbarkeit von 90 % zu erreichen.

Die hier dargestellten Verfügbarkeiten betreffen jeweils nur die einzelne untersuchte Anlage. Ein Zusammenschluss mehrerer KWK-Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk ermöglicht durch die statistische Verteilung der Laufzeiten eine höhere Verfügbarkeit als die Einzelanlage, wobei die zur Verfügung gestellte Leistung nicht der Summe aller installierten Leistungen entspricht. Je höher die Verfügbarkeit des virtuellen Kraftwerks sein soll, desto kleiner wird die zur Verfügung stehende Leistung im Vergleich zur installierten Leistung. Die hier dargestellten Untersuchungen konzentrieren sich auf einzelne netzdienliche Gebäude bzw. Anlagen und nicht auf das Zusammenspiel mehrerer KWK-Anlagen.

Szenario A & B, Residuallast Baden-Württemberg

Da die Untersuchungen aufgrund der hohen Variantenzahl sehr umfangreich sind, werden im Folgenden die Ergebnisse des Beispiels des oben beschriebenen Wärmenetzes mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern detaillierter erläutert. Anschließend werden die weiteren Ergebnisse nur sehr komprimiert dargestellt.

Für das oben beschriebene Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand wird im letzten Verfeinerungsschritt die BHKW-Größe in sechs Schritten zwischen 17,5 und 27,5 kW elektrisch (ca. 36 und 59 kW thermisch) und der Pufferspeicher zwischen 3 und 5,5 m³ variiert. Damit ergeben sich für jedes Stützjahr 36 Varianten. Um deren Ergebnisse übersichtlich darstellen zu können, werden die Deckungsanteile und Verfügbarkeiten in Form von Balkendiagrammen dargestellt. Beispielhaft sind die Ergebnisse für das Jahr 2020 in Abb. 4-33 und Abb. 4-34 dargestellt.

Eine für einen wärmegeführten Betrieb ausgelegte Anlage hätte eine elektrische BHKW-Leistung von ca. 20 kW/40 kW (elektrisch/thermisch) und eine Speichergöße von ca. 1,5-2 m³. Damit werden in ca. 5.100 VBh rund 75 % des Wärmebedarfs gedeckt. Dies wird als Referenzauslegung zur Bewertung bzw. Einordnung der für den netzdienlichen Betrieb ausgelegten KWK-Speicher-Kombination herangezogen.

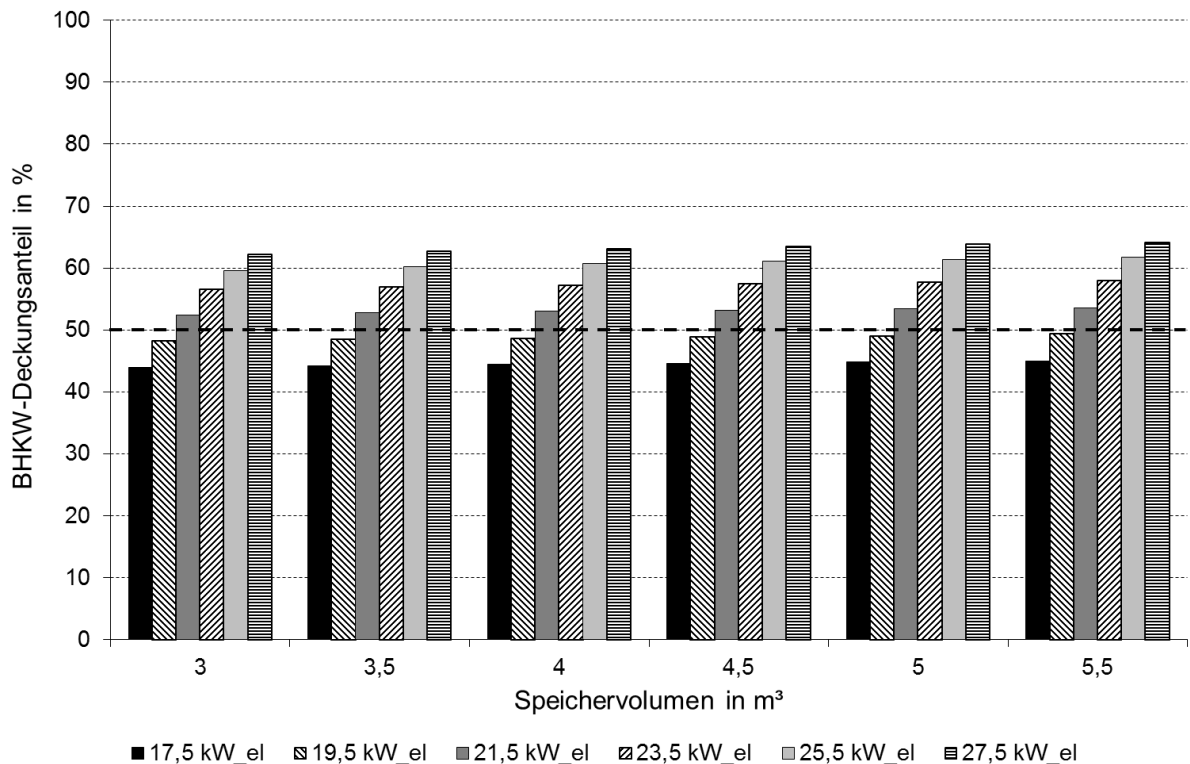


Abb. 4-33: BHKW-Deckungsanteil für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand für das Jahr 2020

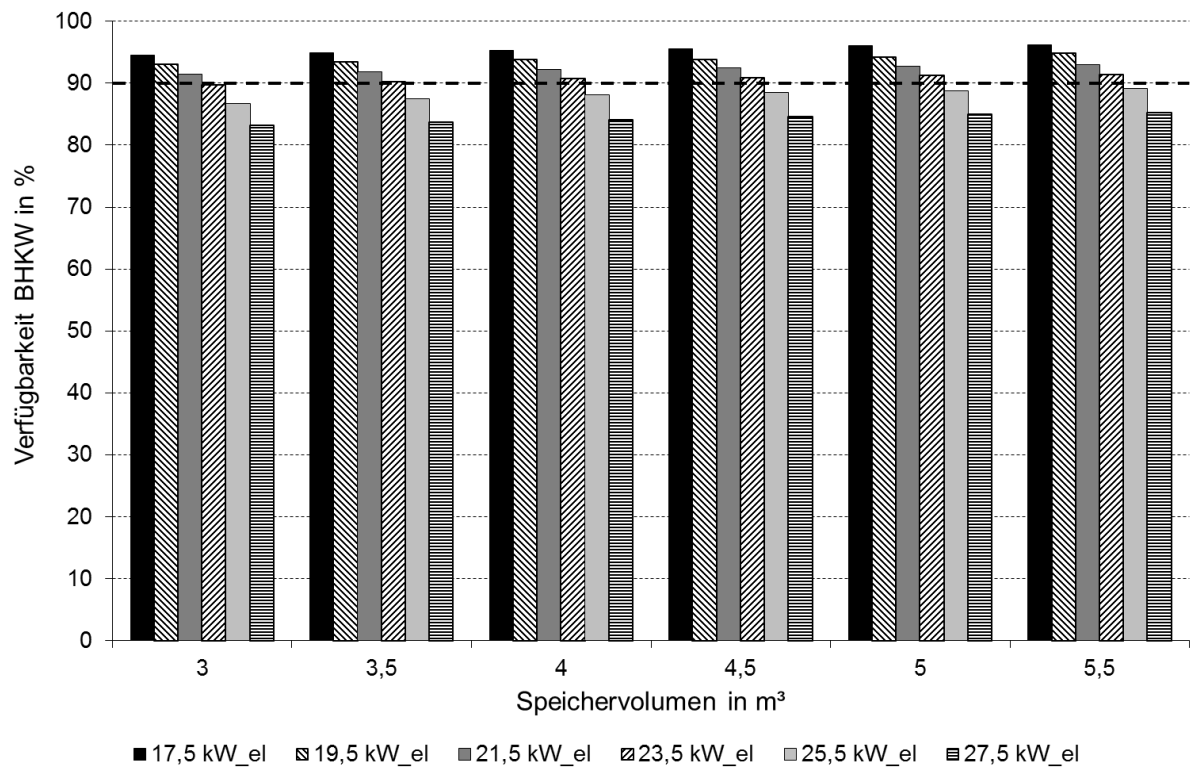


Abb. 4-34: Verfügbarkeit für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand für das Jahr 2020

In der Auswertung werden alle BHKW-Speicher-Kombinationen ausgewählt, die die obigen Kriterien in Kombination erfüllen. Die Kombinationen mit den kleinsten KWK-Anlagen und Speichern sind in Tab. 4-7 Tabelle dargestellt.

Tab. 4-7: BHKW-Speicher-Kombinationen zur Erfüllung beider Kriterien für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand für die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040

	elektrische BHKW-Leistung in kW	Speichervolumen in m³
2015	-	-
2020	21,5	≥3
2030	23,5	≥3
2040	17,5	≥3

In Abb. 4-35 bis Abb. 4-37 lässt sich gut erkennen, dass größere Speicher über 3 m³ weder den Deckungsgrad noch die Verfügbarkeit merkbar steigern. Eine weitere Vergrößerung des Speichers ist somit nicht sinnvoll. Bei der Anlagenauslegung gibt es gegensätzliche Zusammenhänge zwischen der KWK-Größe und dem Deckungsanteil bzw. zwischen der KWK-Größe und der Verfügbarkeit. Zwar steigt bei gleichem Speichervolumen der Deckungsanteil mit der KWK-Größe, jedoch sinkt dabei die Verfügbarkeit. Dies ist dadurch zu erklären, dass bei größeren KWK-Anlagen der Speicher schneller geladen wird und damit in kürzerer Zeit

mehr Wärme von der KWK-Anlage zur Verfügung gestellt wird. Jedoch reduziert sich dadurch die mögliche Laufzeit der KWK-Anlage, wodurch sie seltener zur Verfügung stehen kann, wenn die netzseitige Anforderung vorliegt. Die Verfügbarkeit sinkt somit. Durch diese beiden gegensätzlichen Zusammenhänge lassen sich die möglichen KWK-Speicher-Kombinationen jedoch sehr gut eingrenzen. Für das Jahr 2015 lässt sich keine realistische Kombination finden, da die Anforderungszeiten sehr kurz und damit sehr große KWK-Anlagen und Speicher notwendig wären, um den geforderten Deckungsanteil zu erreichen. Für die folgenden Stützjahre ergeben sich sehr scharf abgrenzbare Kombinationen. Die BHKWs sind in den Stützjahren 2020 und 2030 größer als in der Referenzauslegung (wärmegeführte Auslegung). Im Jahr 2040 ist eine kleinere BHKW-Größe möglich. Die Zu-/Abnahme der notwendigen BHKW-Größen korrespondiert mit der Ab-/Zunahme der Anforderungszeiten aus Tab. 4-7. Die Anforderungszeit erreicht im Stützjahr 2040 eine Größenordnung, die der Laufzeit einer wärmegeführten Anlage nahe kommt. Es ist erkennbar, dass bei ähnlich großen BHKW-Leistungen wie in der wärmegeführten Auslegung Deckungsanteile von 50 % erreicht werden können, jedoch müssen die Speicher deutlich größer dimensioniert werden, um die zeitliche Entkopplung von Wärmeabnahme und Produktion zu ermöglichen.

Um einen Überblick über die Ergebnisse aller Stützjahre und Sanierungszustände für eine Gebäudekategorie erhalten und eine Tendenz ableiten zu können, wurden die ermittelten Kombinationen in Grafiken zusammengefasst, die die KWK-Anlagen- und Speichergrößen sowie deren Verhältnis darstellen.

Für jedes Stützjahr auf der x-Achse sind die drei energetischen Zustände des Gebäudes, Ist-Zustand, Maßnahmenpaket 1 (MP1) und Maßnahmenpakete 2 (MP2) dargestellt. Im Jahr 2010 sind dabei die Parameter für eine wärmegeführte Auslegung der Anlage dargestellt. Bei Werten gleich Null konnte keine geeignete Anlagenkombination ermittelt werden.

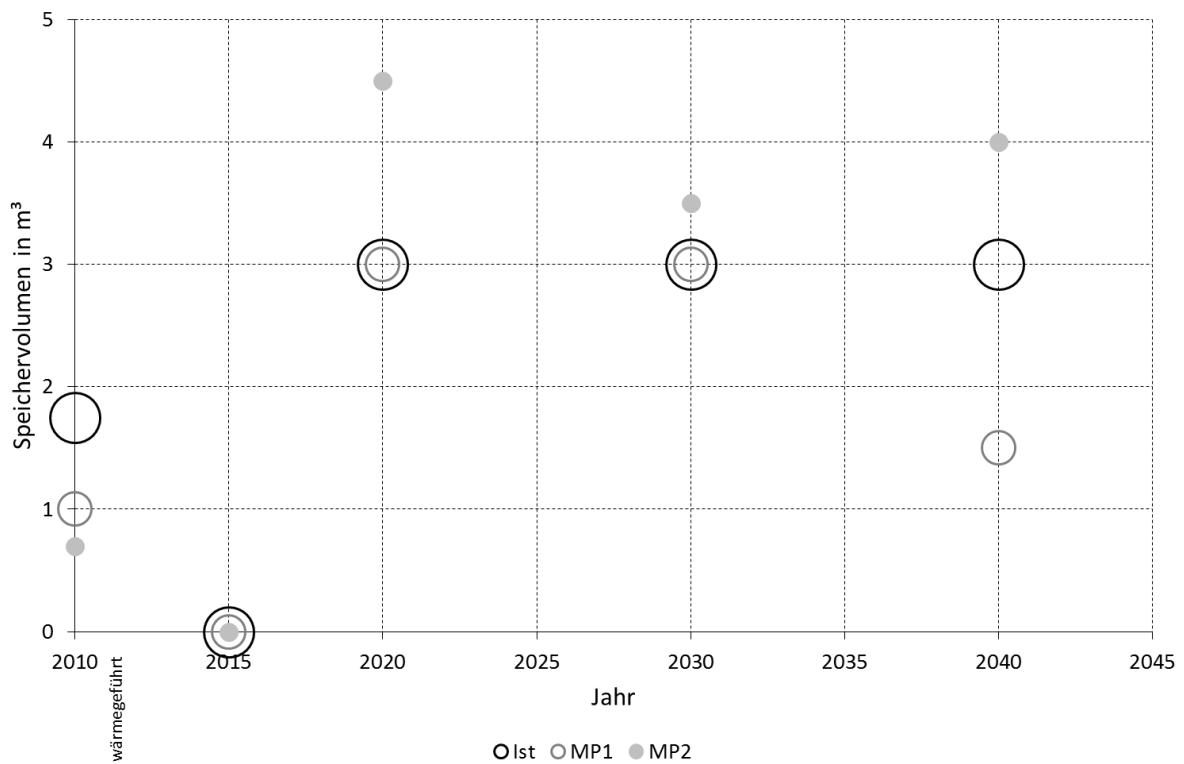


Abb. 4-35: Entwicklung des geeigneten Speichervolumens in einem Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern über die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040

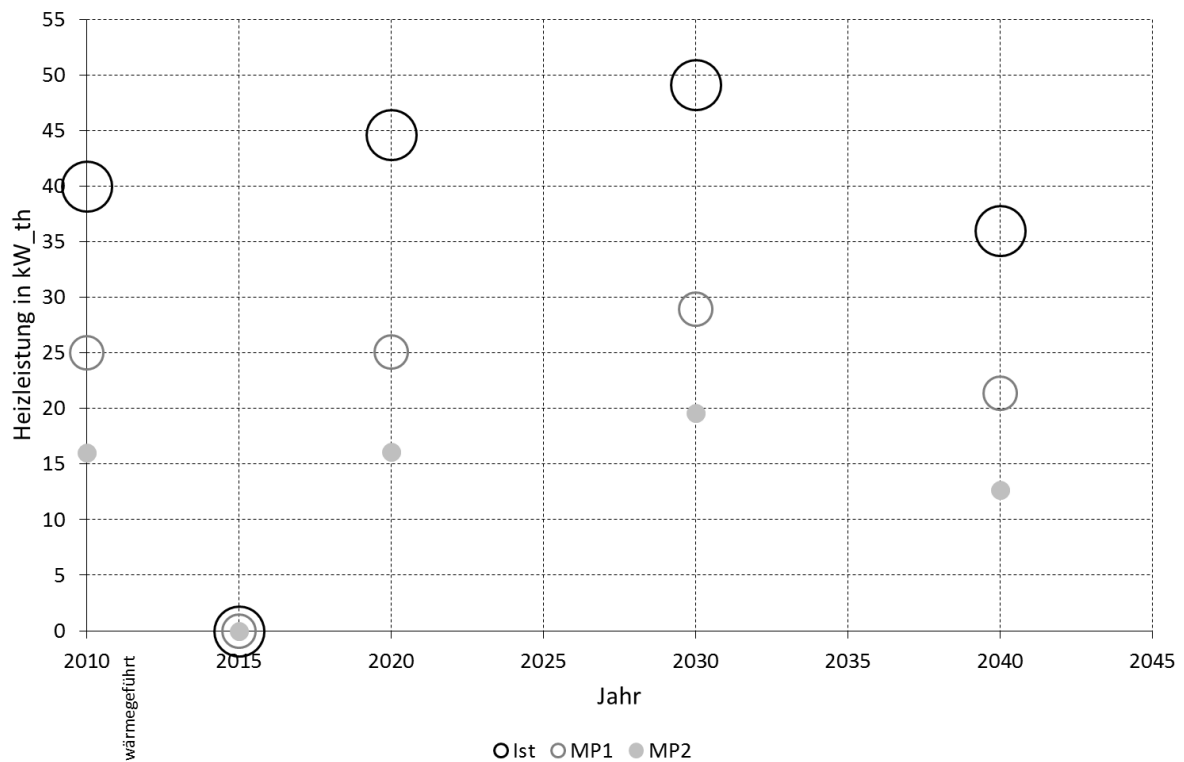


Abb. 4-36: Entwicklung der geeigneten, thermischen Leistung der KWK-Anlage in einem Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern über die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040

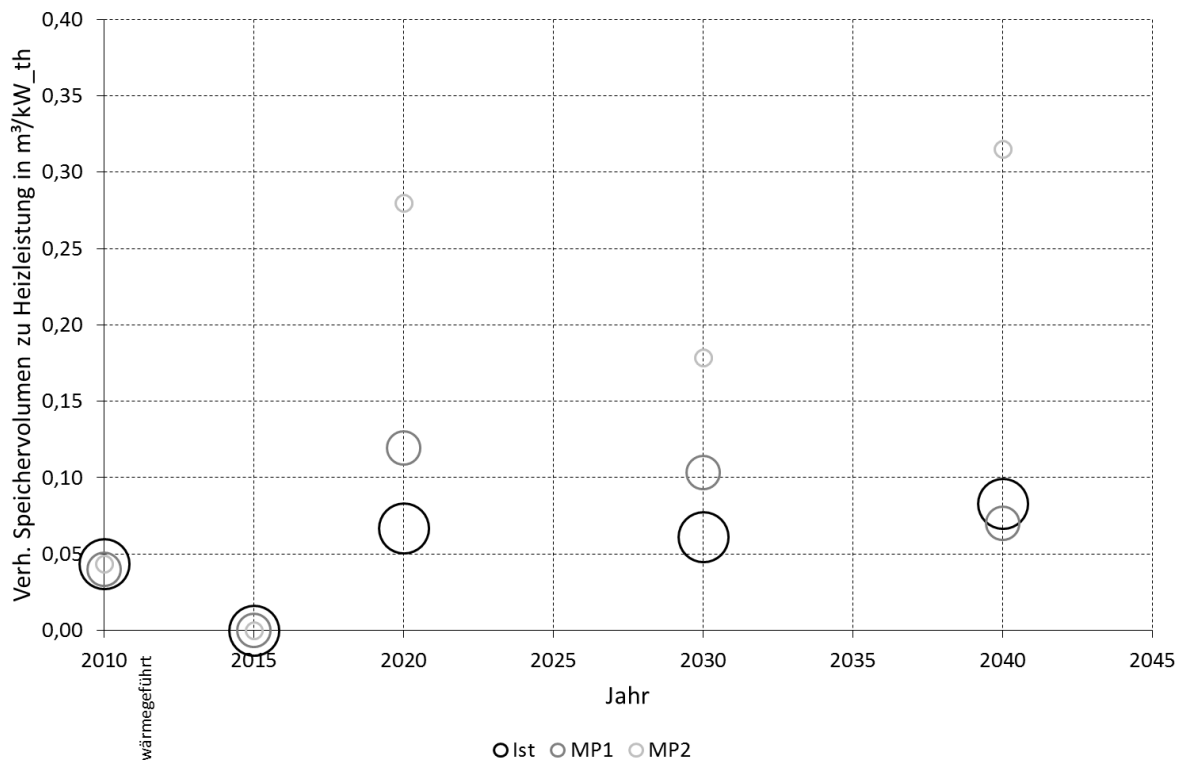


Abb. 4-37: Entwicklung des Verhältnisses aus Speichervolumen und thermischer Leistung der KWK-Anlage für geeignete Kombinationen in einem Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern über die Stützjahre 2015, 2020, 2030 und 2040

Aus diesen sehr komprimierten Darstellungen und Auswertungen zu den Anlagenlaufzeiten lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- Für das Jahr 2015 konnte keine geeignete, realistische Kombination gefunden werden.
- Die benötigten Speichervolumina sind um die Faktoren 1,5 bis 6,5 größer als bei der wärmegeführten Auslegung.
- Die thermischen Leistungen der KWK-Anlagen sind zwischen ca. 20 % kleiner und 25 % größer als bei der wärmegeführten Auslegung.
- Eine klare Tendenz der Entwicklung der Größe der Anlagen ist nicht erkennbar.
- Die Anlagengrößen hängen stark von den Anforderungszeiten ab.
- Die Anzahl der jährlichen Starts/Stopps liegt zwischen 330 und 550.
- Die durchschnittliche Laufzeit pro Start liegt bei 6,3-10 Stunden.

Die Betrachtung größerer Wärmenetze zeigt ähnliche Ergebnisse.

Für das Einfamilienhaus stellen sich die Aussagen wie folgt dar:

- Für alle Stützjahre konnten geeignete Kombinationen gefunden werden.
- Die benötigten Speichervolumina sind um die Faktoren 1,5 bis 13 größer als bei der wärmegeführten Auslegung.

- Die extrem großen Speichervolumina ergeben sich im Jahr 2015 mit geringen Anforderungszeiten.
- Die thermischen Leistungen der KWK-Anlagen sind zwischen ca. 25 % kleiner und 65 % größer als bei der wärmegeführten Auslegung.
- Die hohen thermischen Leistungen ergeben sich im Jahr 2015 mit geringen Anforderungszeiten.
- Eine klare Tendenz der Entwicklung der Größe der Anlagen ist nicht erkennbar.
- Die Anlagengrößen hängen stark von den Anforderungszeiten ab.
- Die Anzahl der Starts/Stopps liegt zwischen 320 und 570.
- Die durchschnittliche Laufzeit pro Start liegt bei 4,3-8,7 Stunden.

Die Anzahl der Starts bzw. Stopps und die jeweilige Anlagenlaufzeit haben erheblichen Einfluss auf die Lebensdauer und Wartungskosten der KWK-Anlagen.

Szenario C, Residuallast Deutschland

Mit den für die Residuallast von Baden-Württemberg ermittelten, geeigneten Kombinationen von KWK-Anlagen- und Speichergrößen werden Simulationen mit der Residuallast von Deutschland und den entsprechenden Einsatzgrenzen durchgeführt, da eine isolierte Betrachtung des Stromnetzes von Baden-Württemberg nur bedingt aussagekräftig ist.

Für beide Typgebäude und deren Sanierungszustände ergeben sich KWK-Deckungsanteile von nur ca. 10 bis 20 % und Verfügbarkeiten bis zu 100 %. Daraus lässt sich folgern, dass die im Vergleich zu Baden-Württemberg saisonal ausgeglichene Residuallast unter den gegebenen Annahmen sehr gut gedeckt werden kann. Dies liegt jedoch an den bereits erwähnten sehr kurzen Anforderungszeiten, denen auch außerhalb der Heizperiode aufgrund des Warmwasserbedarfs entsprochen werden kann. Die hohen Verfügbarkeiten bringen jedoch den großen Nachteil mit sich, dass das Ziel eines KWK-Deckungsanteils von 50% nicht erreicht wird und ein Großteil der Wärmeversorgung durch das Zusatzsystem gedeckt werden müsste.

Eine frühere Einordnung der netzdienlichen KWK in der Merit-Order, die sich beispielsweise durch eine Reduktion der Kohleverstromung ergeben könnte, mit höheren Anforderungszeiten würde den KWK-Deckungsanteil deutlich erhöhen, wie exemplarische Untersuchungen zeigen. Die Verfügbarkeit geht im Gegenzug jedoch deutlich zurück. Dies liegt an der Tatsache, dass die Anforderungszeiten auch außerhalb der Heizperiode ansteigen, in der jedoch nur ein geringer Wärmebedarf zu decken ist und somit keine ausreichenden Laufzeiten erreicht werden. Beide Ziele lassen sich somit kaum gemeinsam erreichen, so dass bei den Anforderungen zwischen einer hohen Verfügbarkeit und einem hohen KWK-Deckungsanteil abgewogen werden muss.

Die aus der Merit-Order abgeleiteten Einsatzgrenzen haben erheblichen Einfluss. Die Merit-Order lässt sich jedoch gerade für die späten Stützjahre nur schwer abschätzen, da Parameter wie z. B. Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatekosten, welche insbesondere den Strom

aus Kohlekraftwerken verteuern, kaum vorhersagbar sind. Hier besteht ein weiterer Untersuchungsbedarf, um zu ermitteln, welchen Beitrag die netzdienliche KWK in Deutschland unter verschiedenen Randbedingungen bringen kann.

Fazit stromnetzdienlicher Betrieb von KWK-Anlagen

Die Betrachtung der Szenarien A/B und C ergibt deutliche Unterschiede.

Im Szenario A/B, indem Baden-Württemberg alleine betrachtet wird, stellen netzdienlich betriebene KWK-Anlagen eine gute Möglichkeit dar, die stark von PV-Stromerzeugung beeinflusste Residuallast mit zu decken. Die Ziele von 50 % KWK-Deckungsanteil und 90 % Verfügbarkeit werden erreicht. Eine Vermeidung bzw. Reduzierung der Nord/Süd-Stromtrasse wäre aus Sicht der Netzsicherheit in Süddeutschland möglich.

Im Szenario C kann die Residuallast unter den gemachten Annahmen ebenfalls sehr gut mit gedeckt werden. Jedoch ergeben sich zu geringe KWK-Deckungsanteile. Die sehr kurzen Anforderungszeiten, welche sich aus der Merit-Order und der Residuallast ergeben, sind hier der ausschlaggebende Aspekt.

Die für einen netzdienlichen Betrieb geeignete KWK-Anlagengröße nimmt mit zunehmenden Anforderungszeiten ab. Zur notwendigen Entkopplung von Wärmeerzeugung und –bedarf im Gebäude sind deutlich größere Speicher als bei den wärmegeführten Anlagen notwendig.

4.1.4.5 Eignung von BHKWs und Brennstoffzellen für den netzdienlichen Betrieb

Aufgrund der bisher üblichen, wärmegeführten Betriebsweise wurden die KWK-Aggregate auf möglichst lange Lebensdauer und hohe Wirkungsgrade hin optimiert. Häufige Anlaufvorgänge und kurze Betriebspausen waren aufgrund der langen, durchgehenden Laufzeiten nicht relevant. Diese Aspekte gewinnen jedoch durch den netzdienlichen Betrieb an Bedeutung, weshalb im Folgenden sowohl auf die Betriebsweise als auch auf deren Auswirkungen auf Lebensdauer und Wartungskosten verschiedener KWK-Typen eingegangen wird.

Betriebsanalyse

Die Ergebnisse der Simulationsstudien beinhalten neben der energetischen Auswertung auch die konkreten, viertelstündlich aufgelösten Betriebszeiten der KWK-Anlagen. Diese werden hinsichtlich der Anzahl der Starts bzw. Stopps und der zugehörigen Betriebszeiten als auch –pausen ausgewertet, um Rückschlüsse auf Wartungsintervalle und –kosten ziehen zu können.

Beispielhaft werden im Folgenden die Ergebnisse für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand für das Stützjahr 2020 vorgestellt.

Abb. 4-38 zeigt die Verteilung der 430 Anlagenstarts über die zugehörigen Laufzeiten. Die Laufzeit gibt ein Intervall von einer Stunde wieder.

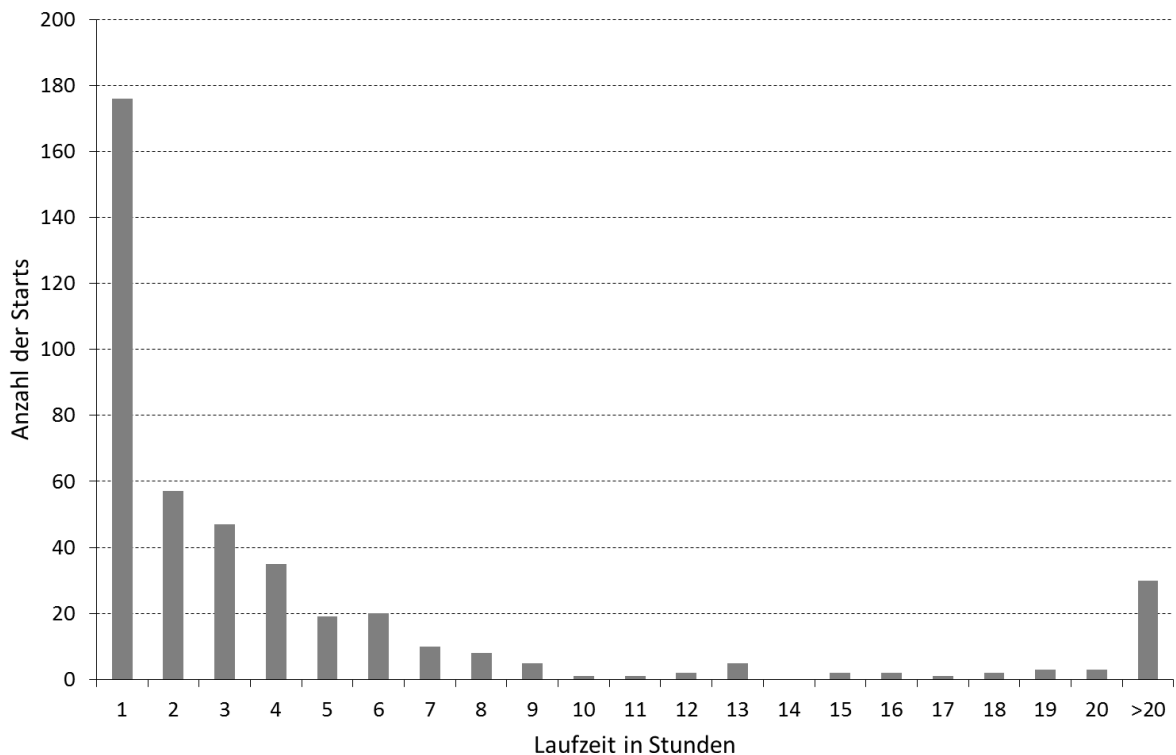


Abb. 4-38: KWK-Laufzeiten je Anlagenstart für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand im Stützjahr 2020 (eigene Darstellung, Daten aus [77])

Es ist deutlich zu erkennen, dass der überwiegende Teil der Starts nur kurze Laufzeiten nach sich zieht. Fast 90 % der Betriebszeiten sind kürzer als 10 Stunden, wodurch steigende Wartungskosten zu erwarten sind, wie später erläutert wird. Den größten Anteil stellen Laufzeiten mit einer Stunde dar, welche als Mindestlaufzeit der KWK-Anlage definiert und im Modell berücksichtigt wurde. Die Auswertung über alle Varianten zeigt, dass sich die Betriebszeiten mit steigendem energetischem Standard verlängern. In der Sanierungsstufe nach „Maßnahmenpaket 2“ sind im Stützjahr 2040 die Betriebszeiten zwar deutlich länger, aber es liegen immer noch ca. 75 % der Laufzeiten unter 10 Stunden. Ein Zusammenhang mit den Anforderungszeiten ist nicht ersichtlich.

Die Betriebspausen sind weniger kritisch. Beim Ist-Zustand liegt im Stützjahr 2020 der Anteil der Betriebspausen bis 30 Minuten, welche ebenfalls eine kritische Schwelle [76] darstellen, mit 83 Stopps bei 20 % (s. Abb. 4-39).

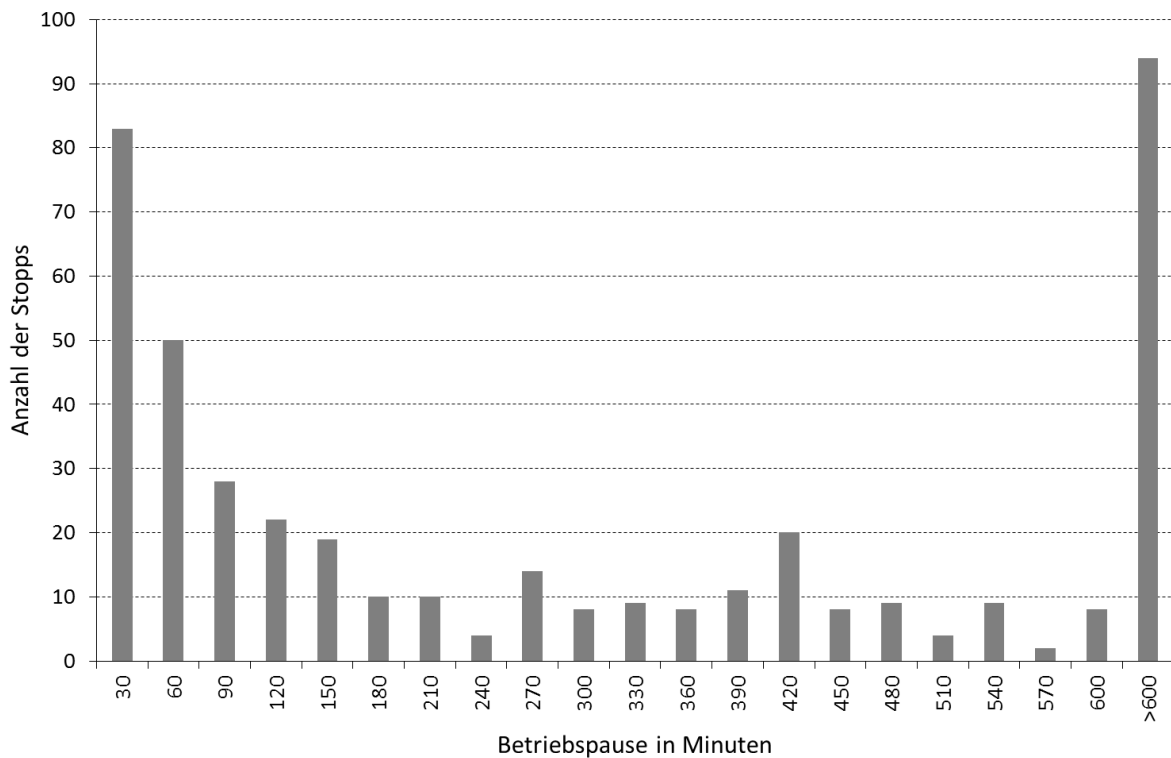


Abb. 4-39: KWK-Betriebspausen je Anlagenstopp für ein Wärmenetz mit fünf mittleren Mehrfamilienhäusern im Ist-Zustand im Stützjahr 2020 (eigene Darstellung, Daten aus [77])

Beim Maßnahmenpaket 2 liegt der Anteil im Stützjahr 2040 mit 21 Stopps bei 5 %. Auch hier zeigt sich, dass sich die Betriebspausen mit steigendem energetischem Standard verlängern. Durch eine in die Steuerung implementierte minimale Dauer der Betriebspause lassen sich die im Folgenden aufgeführten Nachteile kurzer Betriebspausen jedoch vermeiden.

Das hier dargestellte Betriebsverhalten hat erheblichen Einfluss auf die Lebensdauer und die Wartungskosten von KWK-Anlagen wie im Folgenden genauer erläutert wird.

Eignung gasmotorischer BHKWs

Bei den gasmotorischen BHKWs sind nach Aussage von Experten aus dem Bereich der BHKW-Hersteller und BHKW-Betreiber Steigerungen der Wartungskosten (je nach Größe der Anlage zwischen 20 % bei kleinen und 100 % bei großen Anlagen) sowie abnehmende Lebensdauern zu erwarten. Die Gründe liegen zum einen in den kürzeren Betriebszeiten. Die üblicherweise bei 40.000 bis 60.000 Betriebsstunden durchgeführte Generalüberholung bei großen Anlagen oder der Modultauch bei kleinen Anlagen müssen bei häufiger Unterschreitung einer Laufzeit von 10 Stunden pro Start, wie es bei den netzdienlichen KWK der Fall ist, aufgrund vermehrten Verschleißes deutlich früher, unter Umständen bereits bei 25.000 Betriebsstunden durchgeführt werden. Dadurch sind die Kosten der Generalüberholung auf eine geringere produzierte Strom-/Wärmemenge umzulegen. Durch spezielle Anpassungen an den BHKW-Motoren lässt sich die Grenze derzeit auf 6-8 Stunden pro Anlagenstart reduzieren, welche jedoch immer noch häufig unterschritten wird. Zum anderen führen häufige Heißstarts der Anlagen zu großen Problemen bei den Lagern, Kühlkörpern und

Zylinderbuchsen. Die verursachten Schäden können unter Umständen auch zu einem Totalschaden führen. Von Heißstart spricht man, wenn die Motoren sehr schnell nach dem Abschalten wieder in Betrieb genommen werden. Die Grenze liegt bei einer Betriebspause von ca. 30 Minuten. Ist der Motor nicht speziell für einen Start-Stopp-Betrieb ausgelegt, können zwei Heißstarts pro Tag bereits nach 1.000 bis 2.000 Betriebsstunden zu einem Totalschaden führen. Aus diesem Grund muss die Betriebsweise mit entsprechenden Sperrzeiten versehen werden, um diese zu vermeiden. Auch Kaltstarts können zu Problemen führen. Die Motoren werden üblicherweise schonend angefahren und langsam auf Temperatur gebracht. Im netzdienlichen Betrieb kann ein schnelleres Hochfahren der Leistung durch eine Warmhaltung der Anlagen auf 40 °C ermöglicht werden. Eine derartige Warmhaltung ist daher für den netzdienlichen Betrieb der BHKW-Anlagen auf alle Fälle vorzusehen. Die beim Start bzw. Stopp von Anlagen auftretenden erhöhten Emissionen sind nur mit sehr hohem Aufwand reduzierbar. Die für einen netzdienlichen Betrieb notwendigen Anpassungen an den KWK-Aggregaten sind den Herstellern bekannt und fließen bereits in neue Entwicklungen ein. [76]

Eine weitere Herausforderung wird in der Anbindung der KWK-Anlagen an entsprechende (zentrale) Steuerzentralen, wie sie z. B. von Dienstleistern betrieben werden, gesehen. Eine sichere Kommunikation und Abrechnungsmöglichkeit zwischen den Betreibern von auch kleinen KWK-Anlagen und den Dienstleistern ist Voraussetzung für ein virtuelles Kraftwerk.

Eine detaillierte Darstellung der hier zusammengefassten Aspekte der Eignung von BHKWs in einem netzdienlichen Betrieb ist in [76] zu finden.

Eignung von Brennstoffzellen

Die Brennstoffzelle befindet sich für den Einsatz in Wohngebäuden noch in der Entwicklungsphase. Erste Feldtests wurden bereits durchgeführt und weitere Entwicklungen daraus abgeleitet [28]. Erste Systeme sind insbesondere für den Einsatz in Einfamilienhäusern auf dem Markt oder kurz vor der Markteinführung. Die derzeit eingesetzten Brennstoffzellen sind vom Typ PEM und SOFC. Die Vorteile von Brennstoffzellen liegen zum einen in der kleinstufigen Skalierbarkeit der Leistungen, hohen elektrischen Wirkungsgraden bis zu 60 %, der sehr guten Modularität von 30-100 % und dem vibrations- und geräuscharmen Betrieb. Da bisher ebenfalls eine lange Lebensdauer und hohe Wirkungsgrade im Fokus der Entwicklungen standen, beschränkt sich der Betrieb derzeit auf möglichst lange Laufzeiten und wenige Startvorgänge. Aufgrund der hohen mechanischen Belastungen bei den Startvorgängen sind die Brennstoffzellen derzeit nicht für einen netzdienlichen Betrieb geeignet. Lediglich ein durchgängiger Betrieb auf minimalster Modulationsstufe und eine Erhöhung der Leistung im Bedarfsfall kommen dem netzdienlichen Betrieb am nächsten. Der Verschleiß der Anlagen und damit die Wartungskosten können dadurch jedoch nicht verringert werden, da diese unabhängig von der Modulationsstufe gleich hoch sind. Zukünftige Entwicklungen zielen weiter auf eine höhere Lebensdauer, einen höheren elektrischen Wirkungsgrad, verminderter Degradation aber auch auf eine Erhöhung der Temperaturwechselstabilität durch optimierte Designs, verbesserte Geometrien und anderen Materialien und Verbindungen ab. [77]

4.1.4.6 Nutzung von Power-to-Heat in Kombination mit netzdienlichen KWK-Anlagen, Szenario A & B

Neben dem Beitrag zur Deckung der positiven Residuallast durch netzdienlich betriebene KWK-Anlagen spielt die Nutzung von zunächst überschüssigem, regenerativ erzeugtem Strom zukünftig eine größere Rolle wie sich aus den Residuallastkurven in Abschnitt 4.1.4.2 ableiten lässt. Eine Möglichkeit besteht darin den Strom zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan durch Elektrolyse und Methanisierung zu nutzen, ihn in dieser Form zu speichern und den Wasserstoff bzw. das Methan zu einem geeigneten Zeitpunkt durch KWK-Anlagen in Strom und Wärme umzuwandeln. Dieser Vorgang wird in anderen Abschnitten dieses Berichts genauer betrachtet. Eine andere Möglichkeit besteht in der direkten Nutzung des überschüssigen Stroms zur Erzeugung von Wärme (Power-to-Heat, PtH), um negative Leistungskapazität zur Verfügung zu stellen. Dies wird in der einfachsten Form von elektrischen Heizstäben oder auch von Wärmepumpenanlagen übernommen. Erfolgt die Nutzung von Überschussstrom in Gebäuden mit netzdienlich betriebenen KWK-Anlagen, tritt dabei eine Konkurrenzsituation zwischen KWK und PtH auf. Da der Speicher benötigt wird, um die Wärme-/Stromproduktion der KWK-Anlage vom Wärmeverbrauch im Gebäude zu entkoppeln, kann sich eine Beladung des Speichers durch PtH negativ auf die Verfügbarkeit und den KWK-Deckungsanteil auswirken. Denn wird der Speicher vom Elektroheizstab beladen, steht möglicherweise zu einem späteren Zeitpunkt mit einer Residuallastanforderung keine Speicherkapazität für die von der KWK-Anlage zu produzierende Wärme zur Verfügung. Im Falle einer derartigen Kombination muss also zwischen der Verfügbarkeit negativer Leistungskapazitäten und der Verfügbarkeit positiver Leistungskapazitäten bzw. dem KWK-Deckungsanteil abgewogen werden.

Die Simulationsuntersuchungen aus Kapitel 4.1.4.4 lassen eine Abschätzung zu, inwieweit Überschussstrom in Wohngebäuden mit netzdienlich betriebenen KWK-Anlagen eingesetzt werden kann. Dabei wird der Fall betrachtet, in dem der PtH-Betrieb keinen Einfluss auf die KWK-Anlage und deren Verfügbarkeit bzw. Deckungsanteil hat. Für die Zeiten, in denen ein Wärmebedarf nicht von der KWK-Anlage bzw. dem Speicher gedeckt werden kann, erfolgt die Wärmeversorgung durch ein Zusatzheizsystem. Die Leistungen dieses Zusatzsystems werden in den Simulationen erfasst und können den Zeiten mit negativer Residuallast gegenübergestellt werden. Dadurch lässt sich ermitteln, wie viel der vom Zusatzsystem erzeugten Wärmemenge durch PtH bereitgestellt werden könnte.

Die Auswertungen der Simulationen mit den geeigneten KWK-Speicher-Kombinationen zeigen ein relativ geringes Wärmepotenzial für PtH mit lediglich maximal 3 % Deckungsanteil am Wärmebedarf der betrachteten Typgebäude. In den Stützjahren 2015 und 2020 liegt dies sicherlich an den sehr kurzen Zeiten mit negativer Residuallast. In allen Stützjahren liegen die Zeiten negativer Residuallast zudem überwiegend außerhalb der Heizperiode, in der lediglich der Warmwasserbedarf zu decken ist. Dies ist auch an den Verfügbarkeiten der PtH-Anlage erkennbar, welche bei der Trinkwarmwasserbereitung deutlich höher ist als bei der Heizwärme. Für die Verfügbarkeit ergeben sich die in Tab. 4-8 dargestellten Werte [78].

Tab. 4-8: Verfügbarkeit der Power-to-Heat-Anlagen im Szenario A & B [78]

	Mittleres Einfamilienhaus	fünf mittlere Mehrfamilienhäuser
Heizwärme	6-17 %	7-20 %
Trinkwarmwasser	19-22 %	62-73 %

Durch den gleichmäßigeren Wärmebedarf und insbesondere den höheren Anteil der Trinkwarmwasserbereitung am Gesamtwärmebedarf ergeben sich beim Mehrfamilienhaus teils deutlich höhere Verfügbarkeiten.

Eine Steigerung der Verfügbarkeiten und Deckungsanteile wäre nur möglich durch

- eine Steuerung, welche gezielt die von der KWK-Anlage nicht genutzten Speicherkapazitäten ausnutzt, oder
- auf Kosten der Verfügbarkeit und dem Deckungsanteil der KWK-Anlage.

4.2 Restriktionen Stromnetze

Der Einsatz von PtG als stromnetzdienliches Koppellement kann seine Wirkung nur dann entfalten, wenn die Stromnetze aufgrund der Stromeinspeisung überlastet werden und ein Netzausbau entweder teurer oder für das Gesamtenergiesystem nicht im gleichen Maße vorteilhaft wäre. Daher werden die Transportnetzebene und die Niederspannungsebene getrennt beleuchtet. In der Transportebene müssen die in allen Ebenen und an einem Knotenpunkt zusammengeführten erzeugten Strommengen über größere Entfernungen zum Verbraucher bzw. zur weiteren Verteilung in untere Netzebenen transportiert werden. In der Niederspannungsebene dagegen werden die von dezentralen Erzeugern erzeugte Strommengen zu einem Knotenpunkt (z.B. Trafo der Mittelspannungsebene) transportiert.

4.2.1.1 Erforderlicher Netzausbau zur Evaluierung eine möglichen PtG-Potentials

Der benötigte Netzausbau wurde getrennt für Transportnetz und für Niederspannungsnetze betrachtet. Für die Berechnung des Transportnetzes wurde das Programm PERSEUS wurde das Transportnetz mit allen Leitungen inklusive deren Spezifikationen in Baden-Württemberg abgebildet. Auf Basis der erneuerbare Energien-Potentiale, die den Knoten zugeordnet wurden, und den Stromlasten an den Knoten konnten die zu transportierenden Strommengen zeitlich aufgeschlüsselt berechnet werden. Diese Berechnungen im Transportnetz mit PERSEUS zeigen, dass im Transportnetz (siehe Abb. 4-40) keine Überlastungen aufgrund zu hoher Einspeisung erneuerbarer Energien zu erwarten sind. Es entsteht somit kein Power-to-Gas Potential auf der höchsten Spannungsebene. Die benötigte Transportleistung (110 kV-Netz) von ländlichen Regionen wurde nicht betrachtet.



Abb. 4-40: Modell des Übertragungsnetzes für Baden-Württemberg

In der Niederspannungsebene können im Gegensatz zur Transportebene viele kleine dezentrale Erzeuger Strom in das Niederspannungsnetz einspeisen. Hierzu wurde für die genaue Berechnungen auf Niederspannungsebene zwei Netze der Stadtwerke Karlsruhe als beispielnetze zur Verfügung gestellt. Weitere Niederspannungsnetze anderer Modellregionen wurden leider nicht zur Verfügung gestellt und konnten daher nicht betrachtet werden.

Dies bedeutet, dass keine vergleichenden Aussagen zu Niederspannungsnetzen erfolgen können.

In den anderen Modellregionen wird der Netzausbau aufgrund der eher ländlichen Regionen deutlich relevanter sein. Zur Abschätzung des Einsparpotentials durch Power-to-Gas wird deshalb [29] herangezogen, in der für Baden-Württemberg aufgeschlüsselt die Ausbaukosten pro Spannungsebene und Kopf beziffert werden. Hier zeigt sich, dass der Ausbau im Wesentlichen in ländlichen und halbstädtischen Regionen stattfinden wird. Die Ergebnisse für städtische Regionen bestätigen die in dieser Untersuchung getätigten Berechnungen.

Bei den Niederspannungsnetzen der Stadtwerke Karlsruhe handelt es sich um ein Wohngebiet und um ein Industriegebiet. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der zusätzlichen Netzbelastung durch den vermehrten Einsatz von wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung. Zunächst wurde der Wärmebedarf der Häuser über vor Ort abgeschätzte Parameter wie Anzahl Außenwände, beheizte Fläche, Baujahr usw. durch das HEA-Kurzverfahren in Anlehnung an DIN 4701 bestimmt. Daraus wurde über die 25/75-Regel die elektrische Leistung abgeleitet. Die Regel besagt, dass ein BHKW mit einer thermischen Leistung von 25 % der Wärmespitzenleistung 75 % des Wärmebedarfs abdecken kann. Im weiteren Verlauf der Untersuchungen wurden von den Stadtwerken Karlsruhe weitere Daten bezüglich der Gasanschlüsse bereitgestellt. Es zeigte sich, dass die Normheizlast im Wohngebiet sehr genau mit den geschätzten Werten übereinstimmte. Im Industriegebiet kam es aufgrund der schwierigen Schätzung von größeren Hallen zu Abweichungen, weshalb mit den zur Verfügung gestellten Gasdaten weiter gearbeitet wurde. Zusätzlich zur abgeschätzten elektrischen Leistung aller Hausanschlüsse wurde das Potential für Photovoltaik-Dachanlagen abgeschätzt. Hierbei wird von einer nutzbaren Dachfläche von 40 % der Gebäudegrundfläche ausgegangen (vgl. [79]). Es wurden unterschiedliche Szenarien betrachtet. Da von einem Worst-Case ausgegangen werden soll, fällt in allen Szenarien die minimal aufgetretene Last (37 kW) an. Es wird also so wenig Einspeisung wie möglich kompensiert, der Rest wird rückgespeist. Zunächst wurde das Netz mit aktuellem PV-Zubau (40 kW) und vollständiger BHKW-Durchdringung (170 kW) berechnet.

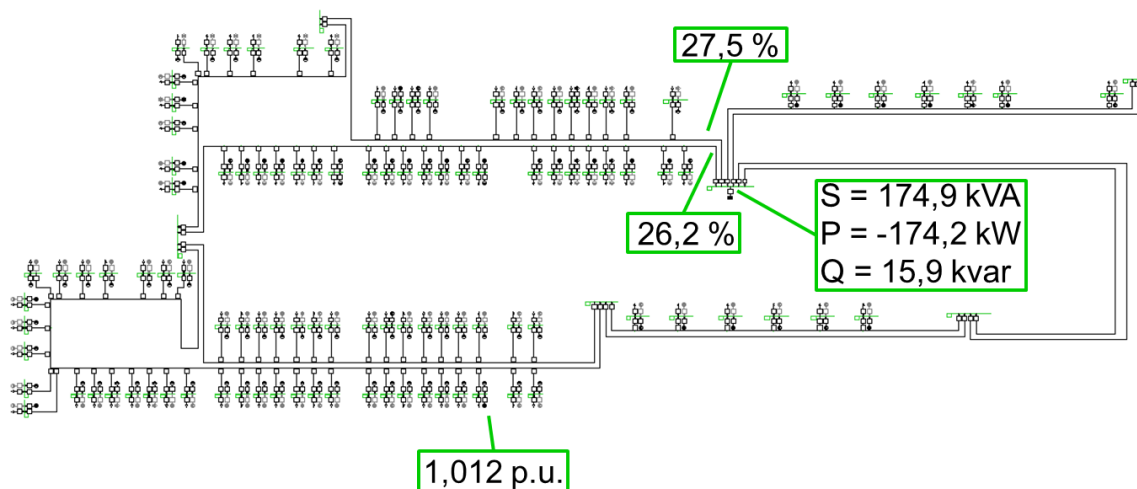


Abb. 4-41: Wohngebiet bei vollständiger BHKW-Durchdringung

Das Netz wird trotz vollständiger Durchdringung von BHKWs in jedem Haus weit unterhalb aller Spannungs- oder Auslastungsgrenzen betrieben (s. Abb. 4-41). Um ein Gefühl für die Belastbarkeit zu erhalten, soll noch gezeigt werden, wie sich eine vollständige Durchdringung von PV-Dachanlagen auswirkt. In (s. Abb. 4-42) ist deshalb der Worst Case mit gleichzeitig kleinster Last, vollständiger BHKW-Einspeisung und vollständiger PV-Einspeisung (durchschnittlich 5 kW pro Hausanschluss, insgesamt 550 kW) gezeigt. Es zeigt sich, dass selbst in diesem unwahrscheinlichen Fall von gleichzeitig höchstem Wärmebedarf, voller PV-Leistung und kleinster elektrischer Last das Netz nur leicht überlastet und sogar kurzzeitig betreibbar wäre.

Ähnliches gilt für das Industrienetz, zumindest was die BHKWs betrifft. Bei einer eingespeisten elektrischen Leistung von immerhin 150 kW und zusätzlicher PV-Leistung von 155 kW gegenüber einer Last von 43 kW bleibt das Netz trotzdem weit unter den Belastungsgrenzen (s. Abb. 4-43). Beim Zubau von PV-Anlagen müssen Einschränkungen gemacht werden. Aufgrund der großen Hallendächer wären theoretisch sehr große PV-Leistungen möglich, Anlagen über 100 kW benötigen jedoch Sondergenehmigungen in Niederspannungsnetzen und werden deshalb begrenzt. Es werden immer noch 680 kW installiert und das Netz gerät wie das Wohngebiet gerade an seine Grenzen.

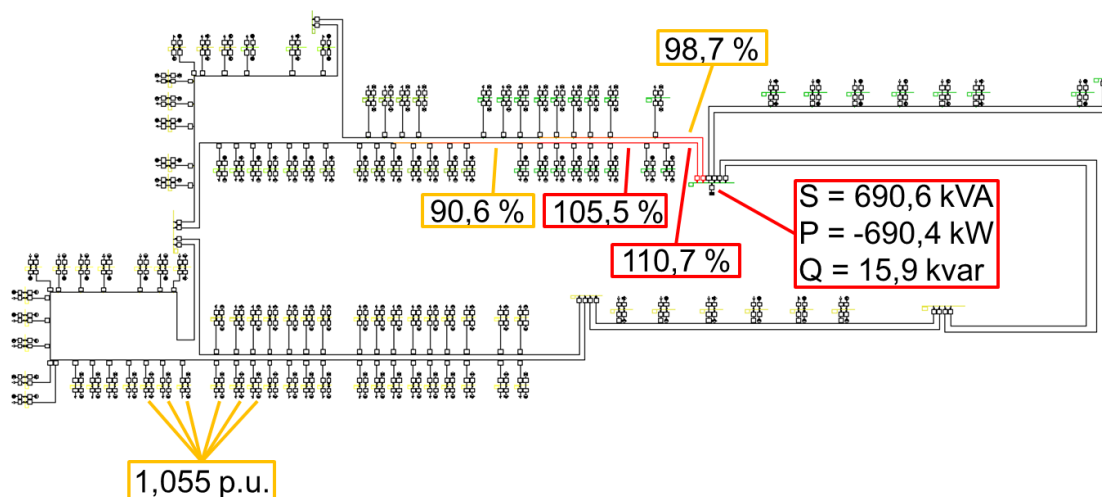


Abb. 4-42: Wohngebiet bei voller BHKW-Einspeisung, vollständig bebauten Dachflächen mit PV-Anlagen und deren maximaler Einspeisung

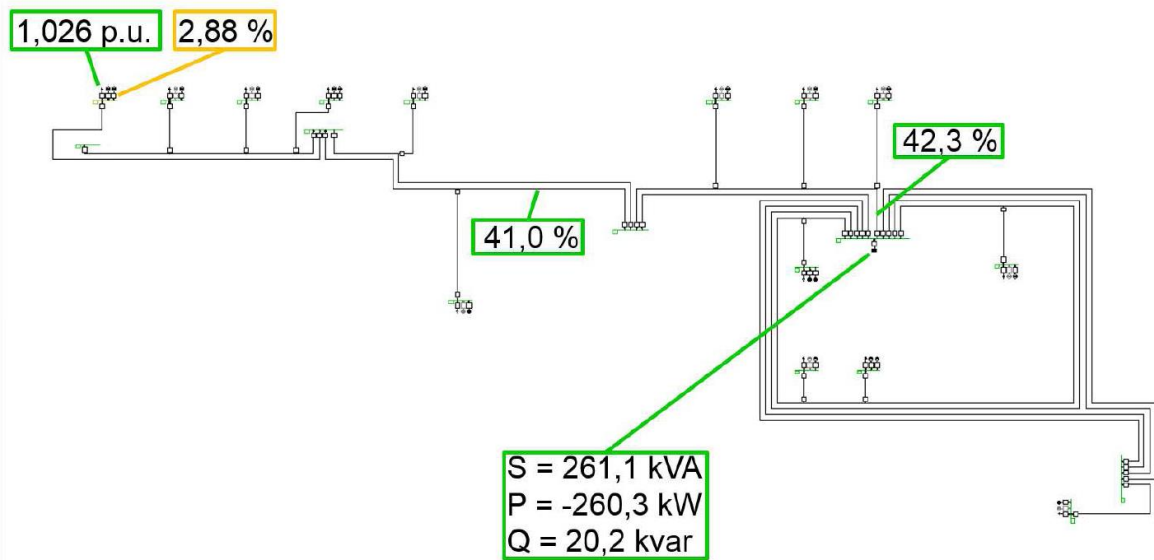


Abb. 4-43: Industriegebiet bei voller BHKW-Einspeisung

4.2.1.2 Netzanbindung der Elektrolyseure

Elektrolyseure werden in Baden-Württemberg voraussichtlich nicht im Übertragungsnetz zum Einsatz kommen. Dies liegt daran, dass die Standorte Erneuerbarer Energien hier eher dezentral über das Land verteilt sind und keine Häufung im Bereich 100 MW und mehr an einem Standort zu finden ist. Es ist daher davon auszugehen, dass die Kopplungselemente eher im Verteilnetz, also in der Mittelspannung zu finden sind. Der Netzanschluss der Elektrolyseure wird hier am Beispiel eines 250 kW-PEM (Protonen Austausch Membran)-Stacks simuliert.

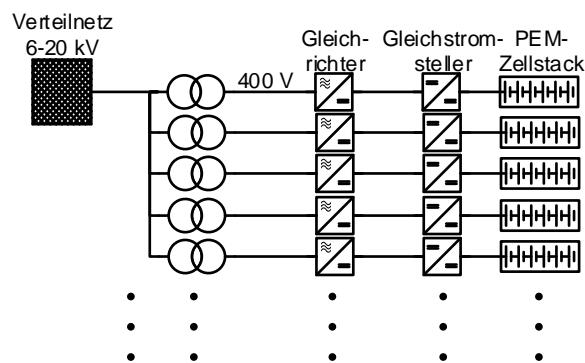


Abb. 4-44: Netzanbindung der Elektrolyseure

Zur Verbindung des Mittelspannungsnetzes mit einer Drehspannung von 6 bis 20 kV und dem Elektrolyseur-Stack mit hier 200 V Gleichspannung sind mehrere Komponenten von Nöten, siehe Abb. 4-44. Über mehrere parallele oder einen großen Transformator wird die Wechselspannung auf die gängige Eingangsspannung für Gleichrichter von 400 V heruntertransformiert. Nach dem Gleichrichten liegt eine konstante Gleichspannung von hier 600 V vor. Diese wird dann vom Gleichstromsteller an die Bedürfnisse des Zellstacks angepasst.

Der Gleichstromsteller übernimmt damit auch die Regelung des Stacks in puncto Leistungsaufnahme. Der Gleichrichter versucht dabei die Gleichspannung vor dem Gleichstromsteller immer auf dem Wert von 600 V zu halten.

Die Anbindung eines einzelnen Stacks im Detail ist in Abb. 4-45 zu sehen. Da die Richtung des Leistungsflusses sich nicht ändert (der Elektrolyseur als solcher kann keine Energie ans Netz liefern), kann auf einfache Topologien für den Gleichstromsteller zurückgegriffen werden. Hier wurde ein einphasiger Tiefsetzsteller eingesetzt. Falls höhere Anforderungen an Dynamik oder die Qualität der Gleichspannung gestellt werden würden, wären auch andere Topologien oder mehrphasige Systeme denkbar. Diese würden jedoch in dem Fall zu einem höheren Aufwand und damit auch höheren Kosten führen.

Beim Gleichrichter stellt die 2-Level-Topologie die einfachste Anbindungsmöglichkeit dar. Weiterentwickelte Varianten weisen im Wesentlichen eine höhere Anzahl an Spannungsstufen auf (3-Level, Multi-Level). Im Folgenden werden 2- und 3-Level Topologien miteinander verglichen. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf den Netzurückwirkungen, ein zweiter auf der Dynamik des Gesamtsystems, der dritte auf der Systemsicherheit.

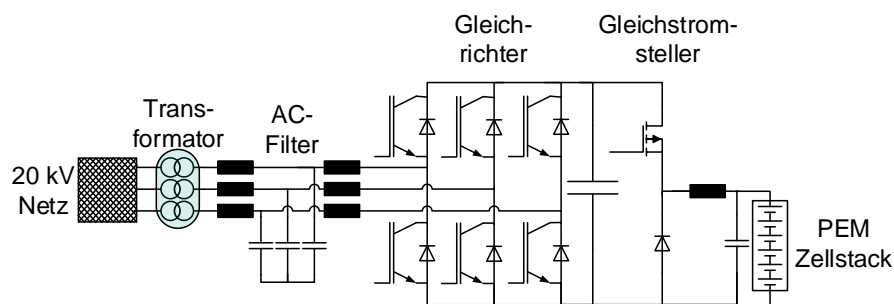


Abb. 4-45: Anbindung eines 250-kW-Zellstacks

Netzurückwirkungen

Abb. 4-46 zeigt die Schaltmuster der 2- und der 3-Level-Topologie. Während die 2-Level-Topologie pro Polarität nur zwei Stufen (0 und 600 V) aufweist, kann die 3-Level-Topologie auf eine zusätzliche Zwischenstufe (300 V) zurückgreifen. Es ist sehr gut erkennbar dass diese den zu erreichenden Sinusverlauf deutlich besser annähert. Dies erklärt auch die deutlich besseren Werte in puncto Oberschwingungen und Verzerrung (THD) der Netzspannung und des eingespeisten Stroms.

Abb. 4-47 zeigt die Oberschwingungsspektren für Strom und Spannung für die 2- und die 3-Level-Topologie. Letztere weist einen insgesamt deutlich niedrigeren Störpegel auf. Zu beachten ist die logarithmische Darstellung der Ordinate. Die Verzerrungspegel (THD – total harmonic distortion) bei der Spannung sind bedingt durch das starre Netz, welches in der Simulation eingesetzt wurde, vergleichsweise niedrig. Die 2-Level-Topologie kommt hier auf einen Wert von $THD_U=2,87\%$, die 3-Level-Topologie auf $1,22\%$. Beim Strom erreicht die 2-Level-Topologie einen Wert von $THD_I=2,52\%$, die 3-Level-Topologie $0,92\%$. Diese Werte

wurden bei halber Nennlast bestimmt. Bei Vollast wurden bessere Werte erreicht, bei kleineren Lasten verschlechtern sich die Werte etwas. Zu beachten ist, dass hier in beiden Fällen eine Gleichrichter-Taktfrequenz von 10 kHz eingesetzt wurde, sowie ein LCL-Filter bestehend aus Hauptdrossel, Netzdrossel und Filterkapazität. Dieser Filter ist bereits eine relativ komplexe Anordnung. Aufgrund der zunehmenden Zahl an leistungselektronischen Komponenten im Netz muss jedoch in Zukunft noch stärker darauf geachtet werden weniger Oberschwingungen in das Netz einzuspeisen.

Für eine konkrete Anlage könnte nun auch in Abstimmung mit den Herstellern versucht werden, die Taktrate des Gleichrichters zu verringern (reduziert die Verluste) oder eine einfachere Filtertopologie zu wählen (LC-Filter oder Netzdrossel). Mit dem hier vorgestellten Konzept werden jedoch in jedem Fall die Netzanschlussbedingungen erfüllt.

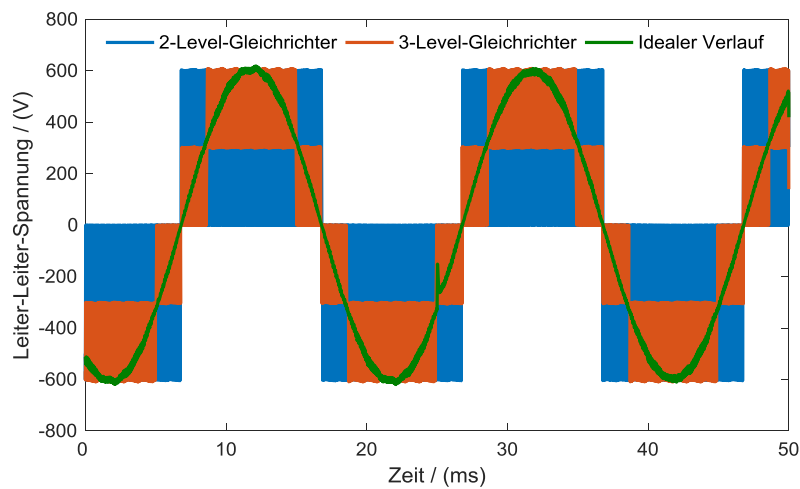


Abb. 4-46: Schaltmuster eines 2- und eines 3-Level-Gleichrichters

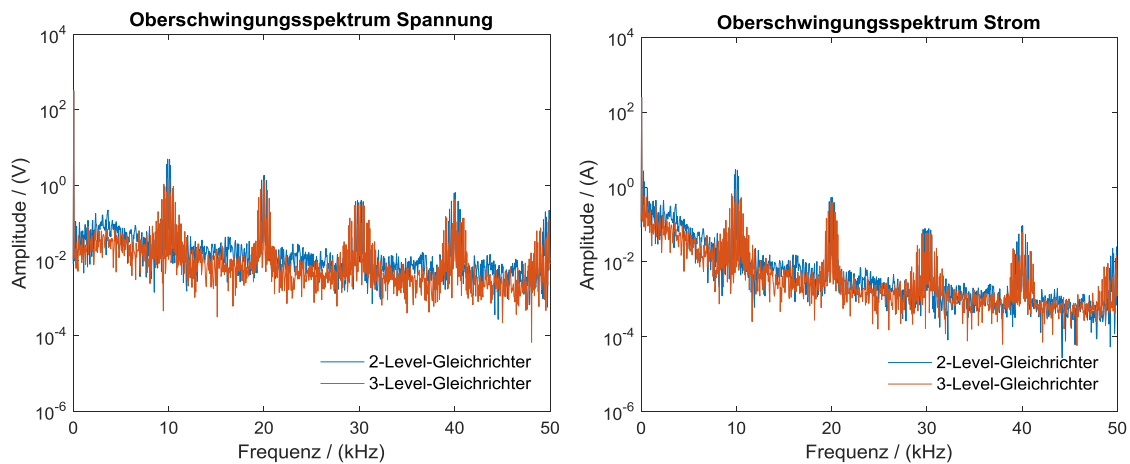


Abb. 4-47 a) und b): Oberschwingungsspektrum von Spannung und Strom bei Bezug von 125 kW aus dem elektrischen Netz

Dynamik

Die hohe Dynamik der Netzeinspeisung kann problemlos z.B. zur Netzregelung genutzt werden, wie im Folgenden simulativ gezeigt wird. Es wird dabei angenommen, dass der Elektrolyseur seine halbe Nennleistung dazu nutzt, nach Fahrplan Wasserstoff zu erzeugen. Aus Sicht der Netzregelung ist dies der günstigste Fall, da nun in beide Richtungen (mehr Last/weniger Last) die halbe Nennleistung als Regelleistung angeboten werden kann. Gemäß den Regelungen im europäischen Verbundnetz muss die Primärregelung linear bis zu einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz aktiviert werden. Beide Polaritäten werden im Folgenden betrachtet.

Wie in Abb. 4-48 gezeigt, ist das System in der Simulation in der Lage innerhalb kürzester Zeit auf Frequenzänderungen zu reagieren. Simuliert wird ein Ansteigen der Frequenz, worauf der Elektrolyseur sofort beginnt, mehr Energie aus dem Netz zu entnehmen, da dort gerade ein Überangebot herrscht. Im entgegengesetzten Fall, dem Absinken der Frequenz, reduziert der Elektrolyseur seinen Wirkleistungsbezug soweit wie möglich. In der Simulation war eine untere Grenze von 10 kW von Nöten, um das System sicher am Netz zu halten. Dies liegt daran, dass der Gleichstromsteller, welcher die Zwischenkreisspannung regelt, keine Energie in den Zwischenkreis einspeisen kann. Er kann also nur die Spannung senken. Wird vom Gleichrichter nicht mehr genug Energie eingespeist um die Verluste zu decken, sinkt die Zwischenkreisspannung zu weit ab und das System trennt sich vom Netz.

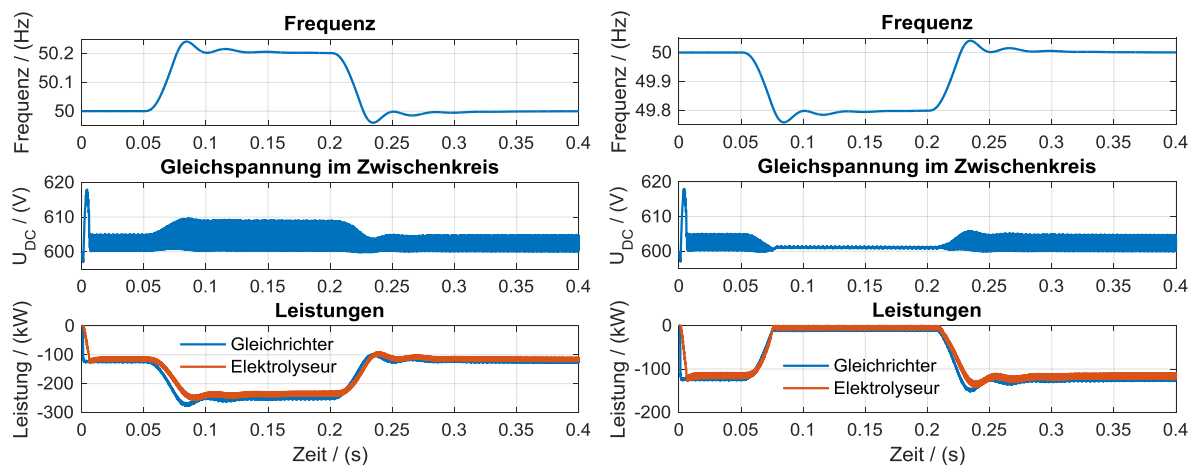


Abb. 4-48 a) und b): Bereitstellung von negativer (a) und positiver Primärregelleistung (b) durch den Elektrolyseur

In beiden Fällen (positive und negative Frequenzabweichung) konnten die geforderten Reaktionszeiten von 15-30 s problemlos um mehrere Dekaden unterboten werden. Der Elektrolyseur ist also mit der richtigen Netzanbindung in der Lage genauso effektiv Regelleistung bereitzustellen, wie z.B. eine Batterie. Natürlich ist stets zu beachten, dass die dem Netzbetreiber angebotene Regelleistung in jede Richtung zu jeder Zeit auch verfügbar sein muss. Dies schränkt den sonstigen Nutzungsbereich des Elektrolyseurs entsprechend ein. Eine mehrfache Vermarktung der gleichen Leistung, bspw. basierend auf stochastischen Ansätzen ist nicht zulässig.

Sicherheitsaspekte

An dieser Stelle wird nur auf die Sicherheitsaspekte der elektrischen Seite des Elektrolyseurs eingegangen. Der Umgang mit dem Produktgas Wasserstoff wird hier nicht behandelt.

Grundsätzlich sind elektrische Fehler in der Netzanbindung der Elektrolyseure in zwei Kategorien einzuordnen, interne und externe Fehler. Interne Fehler können durch Bauteilversagen, Verschmutzung oder Fehler bei der Wartung und Instandhaltung auftreten und sowohl auf der Gleichspannungsseite (Fehlerposition 1 und 2 in Abb. 4-49) als auch auf der Wechselspannungsteil (Fehlerposition 3) der Netzanbindung auftreten. Externe Fehler treten dahingegen per Definition im Netz auf, an welchem der Elektrolyseur angeschlossen ist.

- Fehlerposition 1: Welche Fehler hier auftreten können, hängt davon ab, ob die Gleichspannungsseite geerdet ist oder nicht. Falls eine Erdung vorliegt, können sowohl Erdschlüsse als auch Kurzschlüsse auftreten. Ist dies nicht der Fall, ist der Kurzschluss z.B. von Plus- und Minuspol des Elektrolyseurs die einzige Fehlerquelle. Wie gravierend die Auswirkungen solcher Fehler sind, hängt im Wesentlichen davon ab, ob parallel zum Elektrolyseur ein Glättungskondensator verbaut ist und falls ja, welche Kapazität dieser aufweist. Dies ist wiederum abhängig von den Qualitätsansprüchen, welche der Elektrolyseur an die Gleichspannung stellt. Daher kann hier keine allgemeine Aussage getroffen werden. Falls nur eine kleine Kapazität oder sogar gar kein Kondensator verbaut ist, sind die Fehlerfälle vergleichsweise unkritisch. Der verwendete Gleichstromsteller ist über eine große Drosselspule mit dem Elektrolyseur verbunden, welche den Stromanstieg im Fehlerfall begrenzt und dem System genügend Zeit zum sicheren Abschalten der Anlage verschafft. In diesem Fall würde eine Überstromerkennung den Gleichstromsteller blockieren und dafür sorgen, dass dem Fehler keine Energie mehr zugeführt wird. Nur bei großen Kapazitäten wäre hier von einer ernsthaften Beschädigung der Anlage auszugehen. Zu beachten ist jedoch, dass sich die Energie, die in der Spule gespeichert ist, in jedem Fall in die Fehlerstelle entlädt, was je nach Fehlerwiderstand bis in den Sekundenbereich dauern kann.
- Fehlerposition 2: Fehler im Hochspannungs-Gleichspannungskreis müssen in jedem Fall verhindert werden. Bedingt durch die hohe Gleichspannung und die große Zwischenkreiskapazität ist in diesem Teil der Anlage eine hohe Energie zwischengespeichert. Zum Schutz der leistungselektronischen Elemente ist dieser Teil außerdem niederinduktiv ausgeführt. Daher führt ein Fehler hier zu einem sehr großen Stoßkurzschlussstrom, der die Anlage mit großer Sicherheit stark beschädigt oder sogar zerstört. Auch sich in der Nähe befindliche Personen wären in einem solchen Fall gefährdet. Umrichter dieser Leistungsklasse sind jedoch normalerweise so untergebracht, dass die Fehlerwirkung nach außen begrenzt ist und die Personensicherheit daher gewährleistet ist.
- Fehlerposition 3: Das Versagen eines leistungselektronischen Bauelements im Gleichrichter ist ein typisches Beispiel für einen internen Fehler. Die Auswirkungen eines solchen Fehlers können allgemein nicht beurteilt werden. In jedem Fall wird der Überstromschutz den Gleichrichter sofort abschalten um „gesunde“ Bauteile vor der

Zerstörung zu bewahren. Mit einer schnellen Wiederaufnahme des Betriebs ist jedoch nicht zu rechnen.

- Fehlerposition 4: Bei einem Fehler in dem Netzgebiet in dem der Gleichrichter angeschlossen ist, können spezielle Verfahren ihn in die Lage versetzen bei der Fehlerklärung und der schnellen Wiederaufnahme der Versorgung zu unterstützen. Tritt ein Fehler im Netz auf, so bricht die Spannung am Fehlerort zusammen. Der Spannungseinbruch breitet sich im Netz trichterförmig aus. Da der Gleichrichter weiterhin versucht dem Elektrolyseur die gewünschte Leistung zuzuführen, führt die absinkende Spannung zu einer Erhöhung der Stromaufnahme. Die Regelung muss nun erkennen dass ein Fehler vorliegt, bevor der Strom die Überstrombegrenzung der Leistungshalbleiter auslöst. Der Gleichrichter geht dann in einen sog. „Fault-Ride-Through“-Betrieb, wie er auch für Windkraftanlagen und große PV-Anlagen vorgeschrieben ist [80]. Er reduziert seinen Wirkleistungsbezug auf Null, bleibt jedoch mit dem Netz verbunden und trägt über die Einspeisung von Blindleistung innerhalb seiner Stromtragfähigkeit zur Fehlerklärung und Spannungsstützung bei. Nachdem der Netzschutz den Fehler geklärt hat, kann der Elektrolyseur sehr schnell die Wasserstoffproduktion wieder aufnehmen.

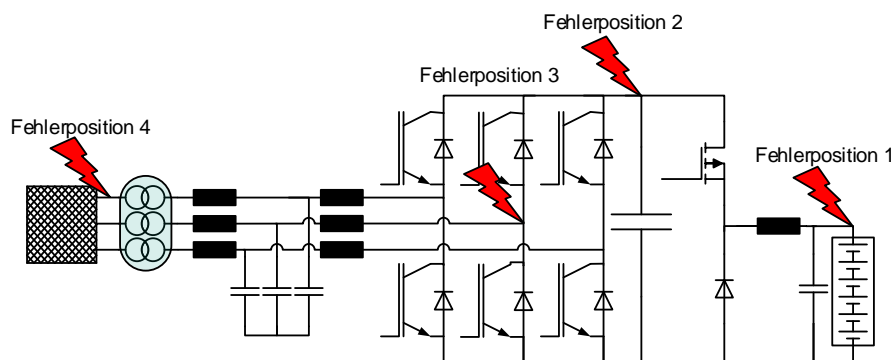


Abb. 4-49: Mögliche Fehlerfälle in der elektrischen Anbindung der Elektrolyseure

4.2.1.3 Auswirkung der PtG-Technologie auf die Stabilität des elektrischen Netzes

Aufgrund der schlechten Datenlage und der Größe des Netzes eine ganzheitliche Untersuchung der Frequenzstabilität in Baden-Württemberg nicht möglich sein. Das dafür benötigte dynamische Netzmodell kann innerhalb dieses Projekts nicht aufgebaut werden. Der Einfluss der PtG- und KWK-Einheiten auf die Frequenzstabilität wird daher anhand von anerkannten Testnetzen sowie im Mittel- und Niederspannungsnetz (Spannungsstabilität) untersucht.

4.2.1.4 Anwendung einer PtG-Anlage in der Niederspannung anhand eines Fallbeispiels

In Niederspannungsnetzen mit viel PV-Installation können bei langen Kabelstrecken Spannungsüberhöhungen auftreten. In solchen Fällen muss das Netz entweder teuer ausgebaut werden, oder die Leistung nahe der PV-Anlagen anderweitig verbraucht oder gespeichert werden. Hier wird ein solches Problemnetz betrachtet und die möglichen Betriebsweisen einer PtG-Anlage untersucht.



Abb. 4-1: Satellitenbild der Aussiedlerhöfe und schematische Darstellung des Anschlusses an das vorgelagerte Netz

Es handelt sich um Aussiedlerhöfe, die über ein 1 km langes Kabel mit dem vorgelagerten Netz verbunden sind (siehe Abb. 4-1). Für unsere Zwecke werden Höfe und Anschlusskapazität verdoppelt. Insgesamt 20 Kunden haben einen Jahresverbrauch von 90 MWh und eine PV-Leistung von 250 kW installiert, wobei die stündlichen Profildaten aus der Potentialanalyse des IIP stammen. Durch eine Lastflussanalyse zeigt sich, dass die Spannung durch das 1km lange 400 V-Kabel bei einer Rückspeisung von 80 kW auf der Seite der Höfe um 5% erhöht wird. Dies bedeutet in dem Fallbeispiel eine nicht zulässige Überhöhung, da das vorgelagerte Netz selbst schon bei Spannungen um 1,05 pu liegt. Eine konservative Abschätzung führt zu einer erlaubten Rückspeiseleistung von 60 kW. In Abb. 4-2 ist die Residuallast eines Jahres abgebildet. Negative Werte bedeuten hier eine Rückspeisung in das vorgelagerte Netz und die maximal zulässigen 60 kW sind rot markiert. Das Netz muss also an dieser Stelle ausgebaut werden um die Grenze auf 200 kW zu erhöhen, oder die Leistung muss „abgeschnitten“ werden.

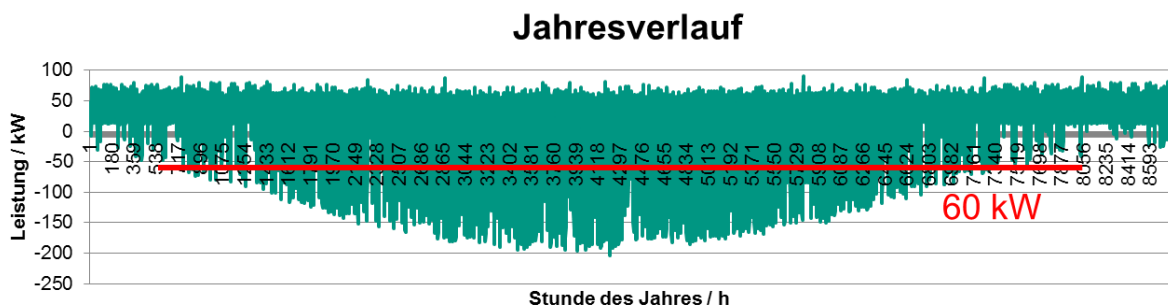


Abb. 4-2: Jahresverlauf der Residuallast der Aussiedlerhöfe und in rot maximale Rückspeisung um innerhalb erlaubter Spannungsgrenze zu bleiben.

Durch eine PtG-Anlage soll nun der Netzausbau verhindert werden. Die Mindestgröße einer Anlage beträgt 200 kW und soll hier zur Anwendung kommen. Die Anlage soll so geregelt sein, dass der Strom ab einer bestimmten Residuallast umgewandelt wird. Hierbei ist zu beachten, dass die minimale Teillast 20 %, also 40 kW beträgt. Als Leistungsschwelle kommen unterschiedliche Werte in Frage, z.B. sobald die Residuallast a) positiv oder b) größer der kritischen 60 kW ist. Der gewählte Betriebsmodus ist entscheidend für die Volllaststunden der Anlage. Für den Fall dass die Anlage eingeschaltet wird sobald es einen Leistungsüberschuss gibt (Abb. 4-3), ergeben sich immerhin 1180 Volllaststunden und zu einigen Zeitpunkten im Jahr wird die Anlage bei voller Auslastung betrieben. Wahrscheinlicher ist aber, dass die Anlage nur dann notwendigerweise betrieben wird, wenn dem Netz Überspannung droht (Abb. 4-4). In diesem Fall ergeben sich nur noch 540 Volllaststunden und die maximal abgerufene Leistung beträgt 140 kW. Die Anlage wäre für diesen Fall also deutlich überdimensioniert. Die relativ geringen Leistungen in der Niederspannung stellen ein Problem für die Dimensionierung und somit Wirtschaftlichkeit einer PtG-Anlage dar, jedoch treten die meisten Spannungsprobleme genau dort auf.

a) 1180 Volllaststunden

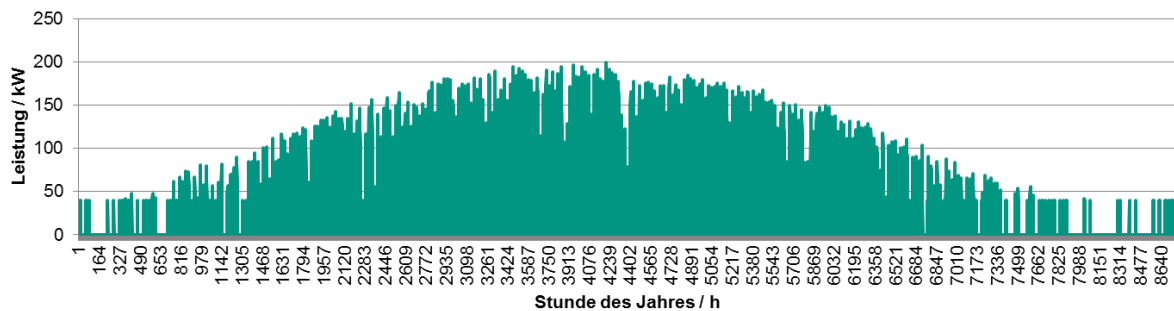


Abb. 4-3: Einsatz der P2G-Anlage bei Einschalten sobald Residuallast positiv ist.

b) 540 Volllaststunden

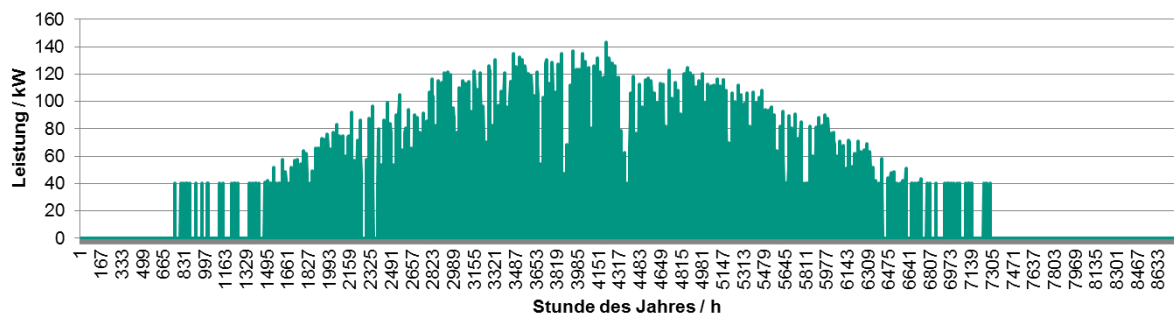


Abb. 4-4: Einsatz der P2G-Anlage bei Einschalten sobald Residuallast größer 60kW ist.

4.2.1.5 Modellgestützte Identifikation geeigneter Standorte für PtG-Anlagen

Zur Bestimmung potenzieller PtG-Anlagenstandorte in Baden-Württemberg wurde eine modellgestützte Analyse mithilfe des PERSEUS⁸-NET-Modells durchgeführt. Dieses Modell ist Teil der PERSEUS-Modellfamilie (optimierende Energie- und Stoffflussmodelle), die am Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion des Karlsruher Instituts für Technologie entwickelt wurde bzw. fortlaufend weiterentwickelt wird und bereits seit vielen Jahrzehnten für Energiesystemanalysen zum Einsatz kommt.

Beschreibung des PERSEUS-NET-Modells

Das PERSEUS-NET-Modell ist ein optimierendes Analyseinstrument zur Bestimmung ausgabenminimaler Entwicklungspfade des Versorgungsanlagenausbaus und -einsatzes mit langfristigem Betrachtungshorizont, welches das deutsche Stromversorgungssystem inklusive des Übertragungsnetzes mit einer relativ hohen räumlichen Auflösung abbildet.

In dem PERSEUS-NET-Modell sind die regionale Stromnachfrage und die regionalen Erzeugungsanlagen für über 440 Übertragungsnetzknöten modelliert. Der Strombedarf wird auf NUTS-3-Ebene auf der Grundlage des Bruttoinlandprodukts der einzelnen Regionen berechnet. Die regionale Stromnachfrage ist dem jeweils nächsten Stromübertragungsnetzknöten zugeordnet. Große thermische Kraftwerke werden individuell modelliert und ebenfalls spezifischen Netzknöten zugeordnet. Kleine thermische Kraftwerke und Erneuerbare Energien-Technologien werden in der gleichen Weise wie der Strombedarf zugeordnet. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten für Erneuerbare Energie-technologien wird exogen vorgegeben. Die Einspeiseprofile dieser Kapazitäten basieren auf der Analyse von Wetterdaten. Die Stromübertragungsnetzkapazitäten für über 500 Leitungen (380 kV und 220 kV) werden mit einem DCOPF Ansatz berücksichtigt [81]. Die Entscheidungen zum Ausbau und Einsatz von neuen Kraftwerkskapazitäten basieren auf einem Knötenpreis-Ansatz (nodal-pricing). Die Darstellung des deutschen Übertragungsnetzes in PERSEUS-NET wird durch Abb. 4-5 veranschaulicht.

Zur Komplexitätsreduktion erfolgt die Optimierung der Systemgestaltung in PERSEUS-NET im Sinne eines myopischen Ansatzes für einzelne Modelljahre (Perioden). Die Ergebnisse zur Kapazitätsentwicklung in einer Periode werden auf die Folgeperiode übertragen [82], [83]. Jedes Modelljahr repräsentiert 10 reale Jahre und ist in zwei Typwochen unterteilt. Letztere gliedern sich in jeweils 7 Typtage mit stündlicher Auflösung. Um der Entwicklung erforderlicher Reserveerzeugungskapazitäten Rechnung zu tragen, wird darüber hinaus ein zusätzlicher Spitzenlast-Typtag definiert, der durch eine hohe Last und eine niedrige Erzeugungsleistung der Erneuerbaren Energie-Technologien charakterisiert wird. Damit wird ein Modelljahr in 360 unterjährige Zeitabschnitte (Zeitscheiben) untergliedert (siehe Abb. 4-6).

⁸ Program Package For Emission Reduction Strategies In Energy Use And Supply



Abb. 4-5: Modellierung des Übertragungsnetzes (380 kV und 220 kV) in PERSEUS-NET [84]

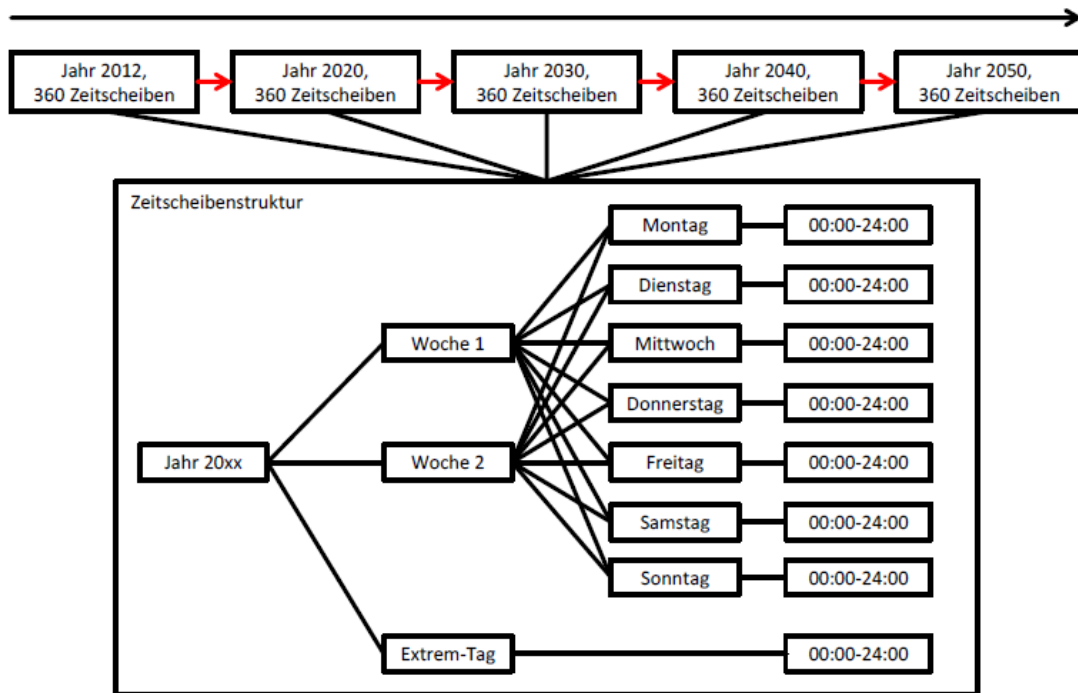


Abb. 4-6: Zeitliche Auflösung von PERSEUS-NET [85]

Ziel des Modells ist es, die Energienachfrage unter minimalen Gesamtsystemausgaben zu befriedigen. Gleichung 1 zeigt die Zielfunktion, welche die fixen und variablen jährlichen Kosten der Energieumwandlungsprozesse, inklusive des Energieträgereinsatzes und der CO₂-Emissionen sowie für Laständerungen. Investitionen in Änderungen der Erzeugungskapazitäten werden als Annuitäten über den Nutzungszeitraum der Anlagen berücksichtigt.

Gleichung 1 - Zielfunktion des Modells: Minimierung aller relevanten Systemausgaben

$$\min \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[\begin{array}{l} \left(\sum_{im \in IM} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} FL_{im,prod,ec,t} \cdot C_{fuel_{prod,ec,t}} \right. \\ + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'} (FL_{prod,prod',ec,t} \cdot \\ \quad C_{var_{prod,prod',ec,t}}) \\ + \sum_{ex \in EX} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD_{ex,ec}} (FL_{prod,ex,ec,t} \cdot C_{var_{prod,ex,ec,t}}) \\ + \sum_{proc \in GENPROC} (PL_{proc,t} \cdot C_{var_{proc,t}}) \\ + \sum_{unit \in UNIT} \left(\begin{array}{l} (Cap_{unit,t} \cdot C_{fix_{unit,t}}) \\ + (Cap_{New_{unit,t}} \cdot C_{inv_{unit,t}}) \\ + \sum_{seas \in SEAS} \left(\begin{array}{l} (LV_{up_{unit,seas-1,seas,t}} \\ + LV_{down_{unit,seas-1,seas,t}}) \\ \cdot C_{load_{unit,t}} \end{array} \right) \end{array} \right) \end{array} \right]$$

Das Energiesystem wird in Form eines Energieflussgraphen aus Knoten und Kanten abgebildet. In den Knoten werden die Erzeugungskapazitäten der dazugehörigen Region modelliert und für jeden Knoten die regionale Energienachfrage vorgegeben. Die Kanten repräsentieren die Energieflüsse zwischen den Knoten. Für jeden Knoten stellen Energiebilanzgleichungen sicher, dass in jedem Modellzeitschritt die gesamte Energie, die in einen Knoten fließt, entweder wieder den Knoten verlässt oder innerhalb des Knotens in einem Umwandlungsprozess verbraucht wird. Ebenso ist die gesamte von einem Knoten abfließende Energie durch Knotenzuflüsse oder durch Energiebereitstellung aus Umwandlungsprozessen zu decken. Die DCOPF-Gleichungen stellen zudem sicher, dass die technischen Einschränkungen der Stromübertragung zwischen den Knoten durchgesetzt werden. Die Anlagen- und Prozess(un)gleichungen stellen wiederum sicher, dass die Stromerzeugung die installierte Stromerzeugungskapazität der jeweiligen Kraftwerke in den Knoten nicht überschreitet. Für eine weiterführende Beschreibung wird auf [85] verwiesen.

Datenbank und Szenarien

Die konventionellen Kraftwerke werden mittels einer Reihe von techno-ökonomischen Parametern wie bspw. Verfügbarkeit, Effizienz, Lebensdauer, Investitionen und Betriebskosten im Modell abgebildet. Der bestehende Anlagenpark wird auf der Grundlage der Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur [85] modelliert. Alle Kraftwerke mit einer elektrischen Kapazität von mehr als 100 MW werden als Einzelanlagen berücksichtigt und dem entsprechenden Netzknoten zugeordnet. Kleinere Anlagen in der dazugehörigen Region werden dagegen als aggregierte Erzeugungskapazität abgebildet.

Die Restlaufzeit der Kraftwerke, für die kein Stilllegungsjahr festgelegt worden ist, wird ausgehend vom jeweiligen Modelljahr und dem Inbetriebnahmejahr mit einer angenommenen

Nutzungsdauer von insgesamt 40 Jahren bestimmt. Die daraus resultierende Sterbelinie der Erzeugungskapazitäten ist in Abb. 4-7 dargestellt.

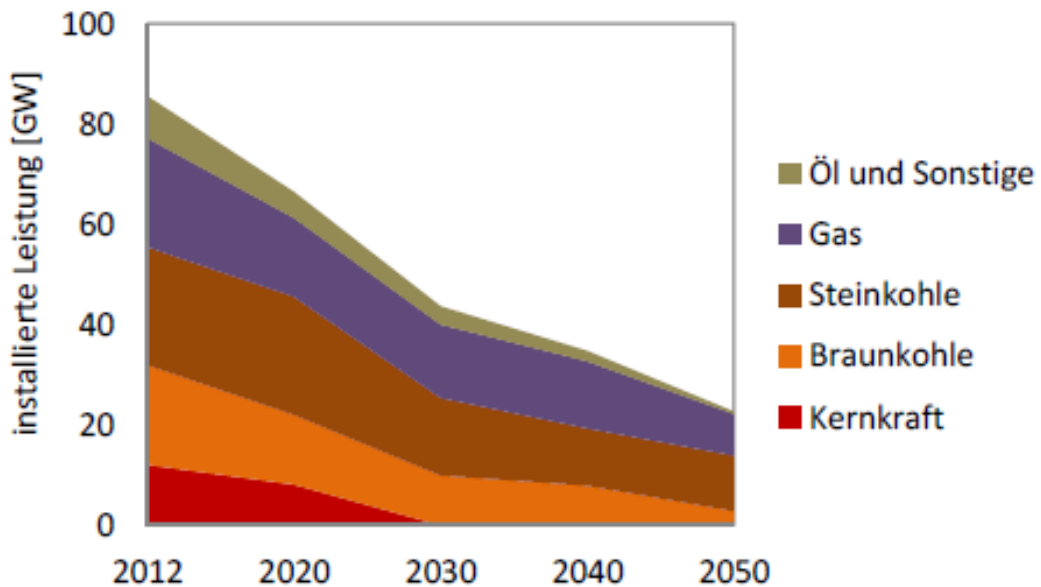


Abb. 4-7: Sterbelinie des deutschen thermischen Kraftwerkparks nach Energieträger [85]

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energie-Technologien, kann der bestehende Kraftwerkspark auch durch neue fossil befeuerte Kraftwerke ergänzt werden. Weitere Ausbauoptionen bestehen hinsichtlich Speichertechnologien, die zeitliche Ungleichgewichte zwischen Stromangebot und -nachfrage ausgleichen können. Die Speichertechnologien umfassen Pumpspeicher, Batteriespeicher sowie gleichwertige Technologien und Maßnahmen wie Demand-Side-Management und Power-to-Gas (PtG). Die Betrachtung von PtG-Handlungsoptionen beschränkt sich auf die Betrachtung der CH₄-Erzeugung auf Grundlage von Elektrolyse und Methanisierungsverfahren. Es wird angenommen, dass das erzeugte CH₄ zu einem Preis verkauft wird, der dem angenommenen Erdgaspreis entspricht.

Die angesetzten Energieträgerpreise im Modell stützen sich auf das Klimaschutzenszenario 90 [74] und sind in Abb. 4-8 dargestellt. Die Entwicklung der CO₂-Preise bedingt hier Energieträgerkosten auf einem sehr hohen Niveau, wobei eine Konvergenz zwischen Steinkohle, Braunkohle und Erdgaspreis zu beobachten ist.

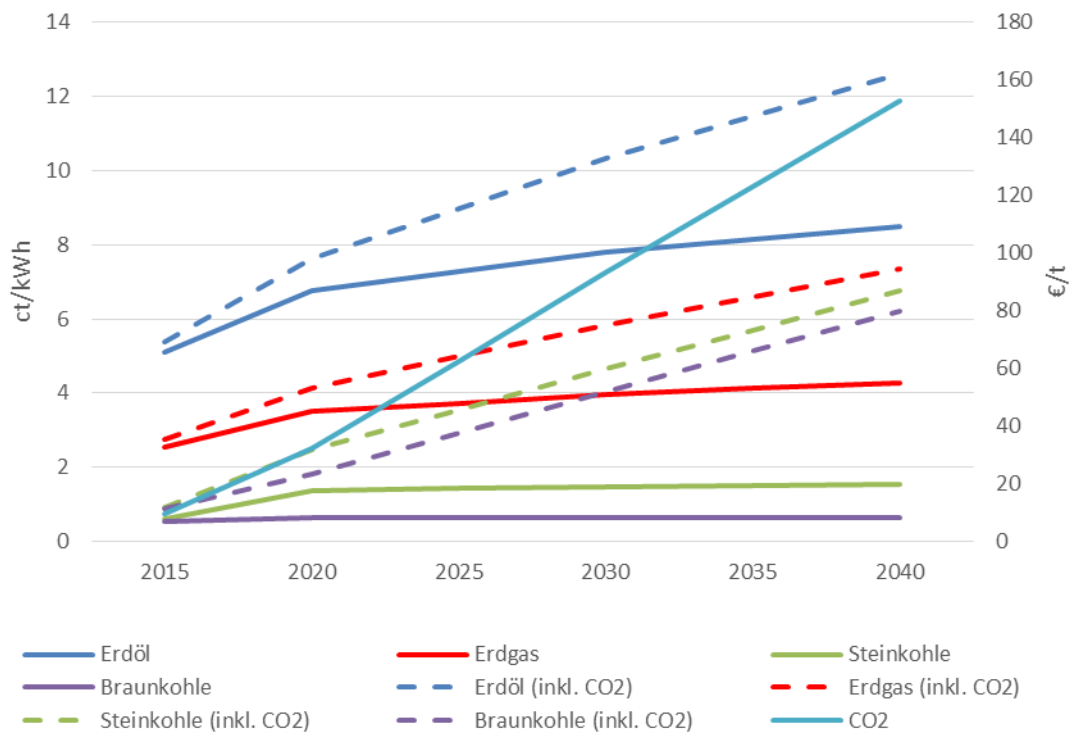


Abb. 4-8: Primärenergieträger- und CO₂-Zertifikatepreise [74]

Die Ausbautentwicklung weiterer Erneuerbarer Energie-Technologien wie Biomasse und Geothermie wurde von den Szenarien des IEKK [69] übernommen. Die Zuordnung dieser Erzeugungskapazitäten zu den einzelnen Übertragungsnetzknotten im Modell wurde mit einem Verteilungsschlüssel durchgeführt (siehe hierzu [85]). Die EE-Kapazitätsentwicklung außerhalb von Baden-Württemberg (Restdeutschland) wurde durch Subtraktion der Kapazitätsentwicklung im IEKK von den Angaben im Klimaschutzszenario [74] ermittelt. Die Gesamtelektrizitätsnachfrage wurde aus dem IEKK übernommen und für jede Region anhand eines Verteilungsschlüssels heruntergebrochen und zugeordnet [84]. Die Entwicklung der EE-Kapazitäten in Baden-Württemberg sind im Vergleich zu Deutschland in Abb. 4-9 dargestellt.

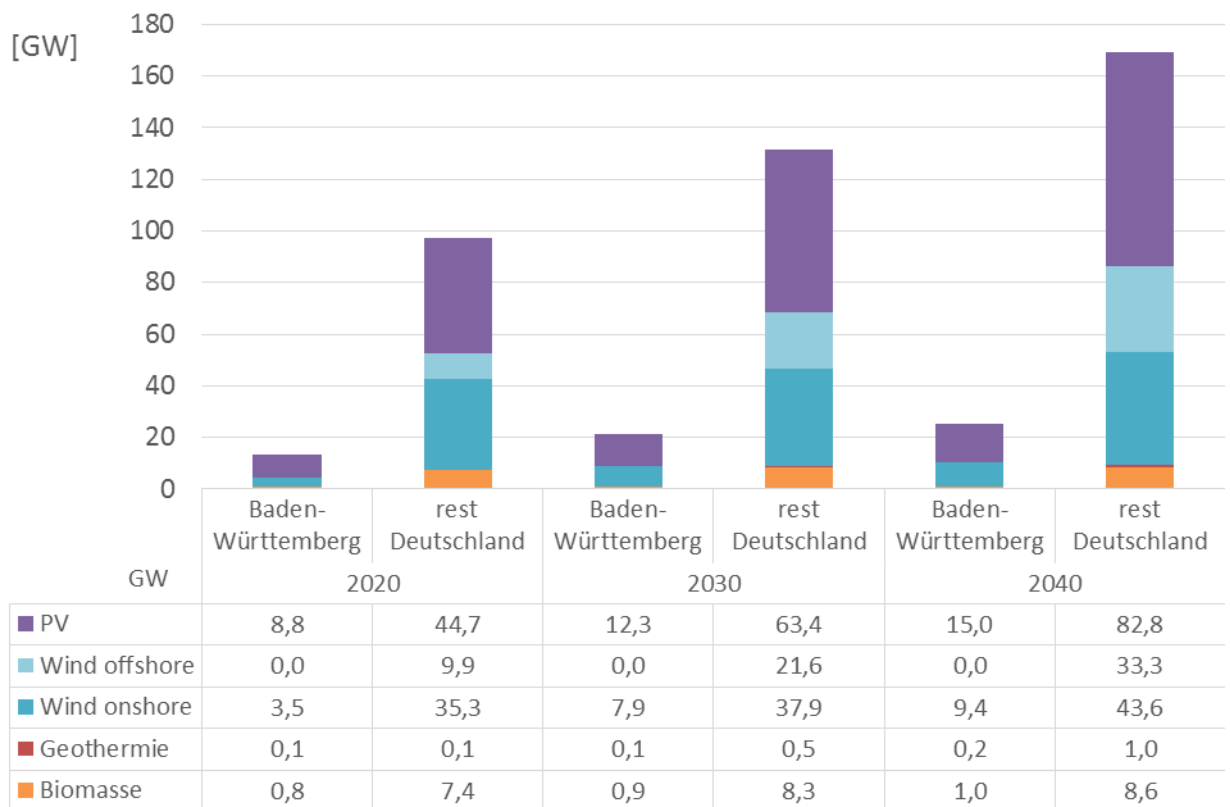


Abb. 4-9: Entwicklung der EE-Kapazitäten in Baden-Württemberg und Restdeutschland

Die betrachteten Szenarien berücksichtigen einen unterschiedlichen Umfang an Netzausbaumaßnahmen. Szenario A berücksichtigt den letzten Stand (2014) des Netzentwicklungsplans [86]. Szenario B beinhaltet keine Netzausbaumaßnahmen bis 2040.

4.3 Die Modellregionen

Die Auswahl der Modellregionen folgt dem Ansatz der Datenverfügbarkeit unter Beachtung der Ziele des Projekts. Insbesondere volkswirtschaftliche Daten sind zu berücksichtigen, die meist nur auf Gemeindeebene als kleinste Aggregationsebene zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird auch auf die Repräsentativität und Konsistenz der Modellregionen untereinander geachtet, d.h. dass bei der Zusammenfassung einzelner Gemeinden darauf geachtet wird, dass diese z. B. alle eine ländliche Struktur aufweisen. Ein letzter Punkt, der bei der Wahl für die Modellregionen Eingang findet, sind die strukturellen Merkmale der Region bzgl. Gewerbe, Industrie und Haushalte sowie deren EE-Potenziale.

Die Analyse ergab die folgenden Modellregionen und sind in Tab. 4-9 dargestellt

Unter Beachtung all der genannten Punkte erfolgte eine geografische Eingrenzung hinsichtlich einzelner Gemeinden (s. Abb. 4-10 bis Abb. 4-13).

Tab. 4-9: Auswahl Modellregionen

Modellregion	Erneuerbare Energie	Infrastruktur	Industrie
Karlsruhe	PV	Sehr gut	hoher Anteil an Industrie
Pfaffenweiler und Erbringen	PV	mäßig	geringer Anteil an mittelständiger Industrie
Aalen mit 15 km Umkreis	PV und Wind	gut	hoher Anteil an Industrie
Winterstetten und Friesenhofen	PV und geringe Anteile Wind	mäßig	kaum Industrie

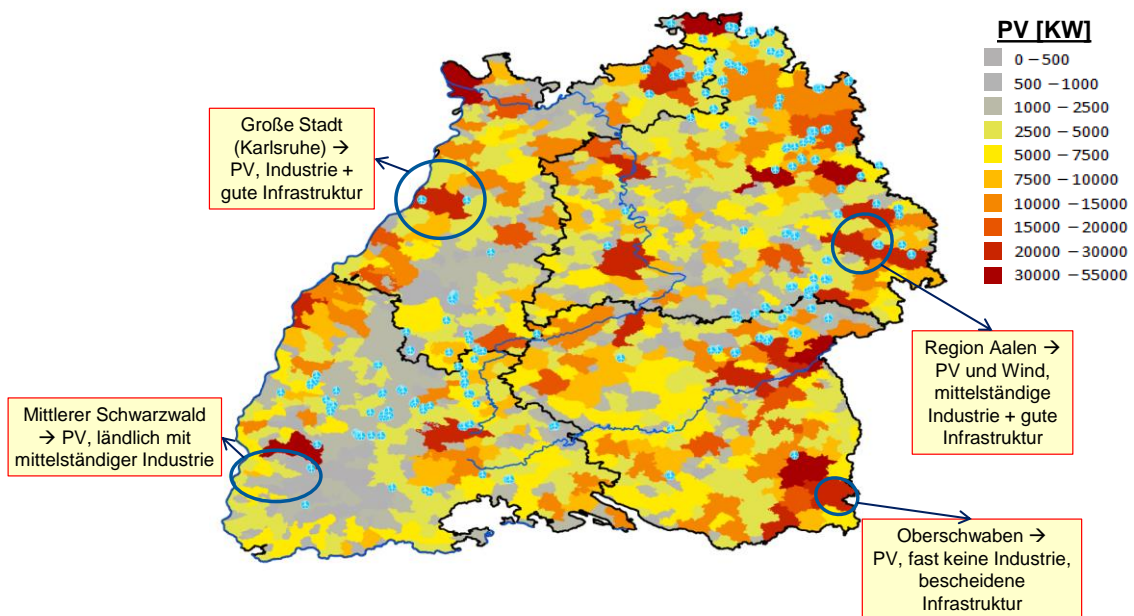


Abb. 4-10: Modellregionen [87]

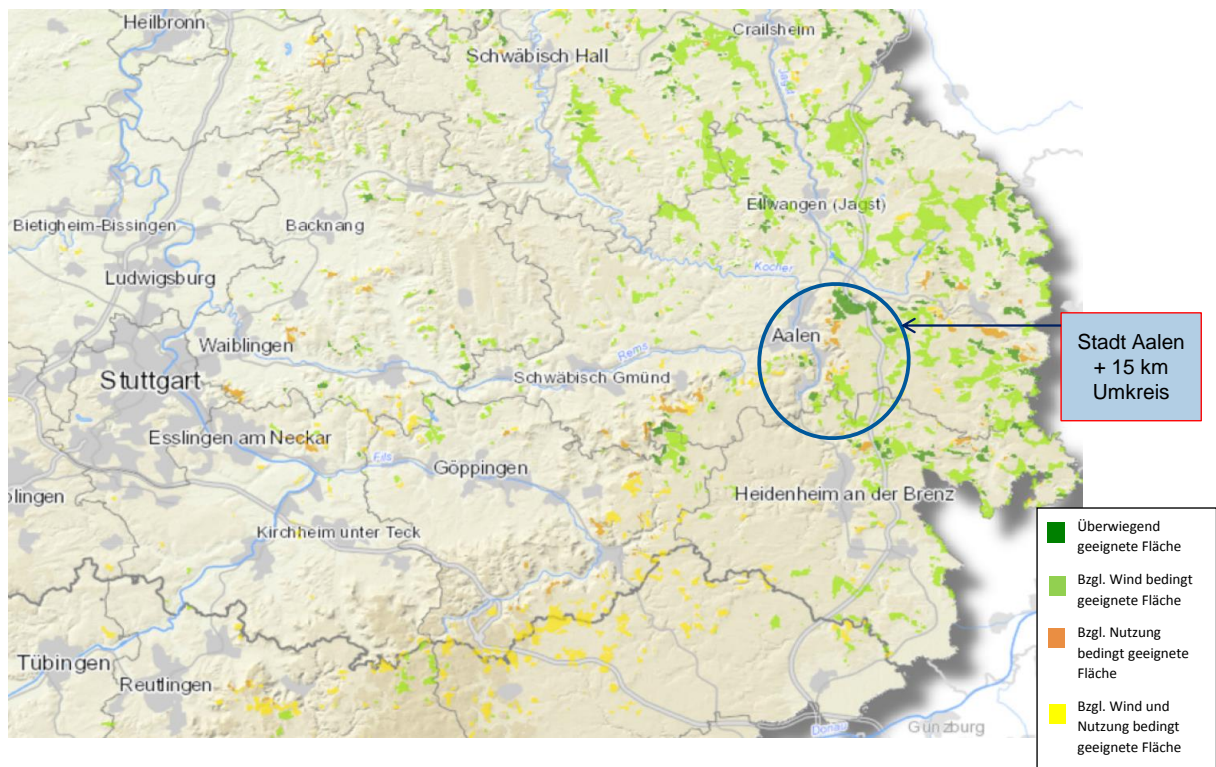


Abb. 4-11: Modellregion Aalen [87]

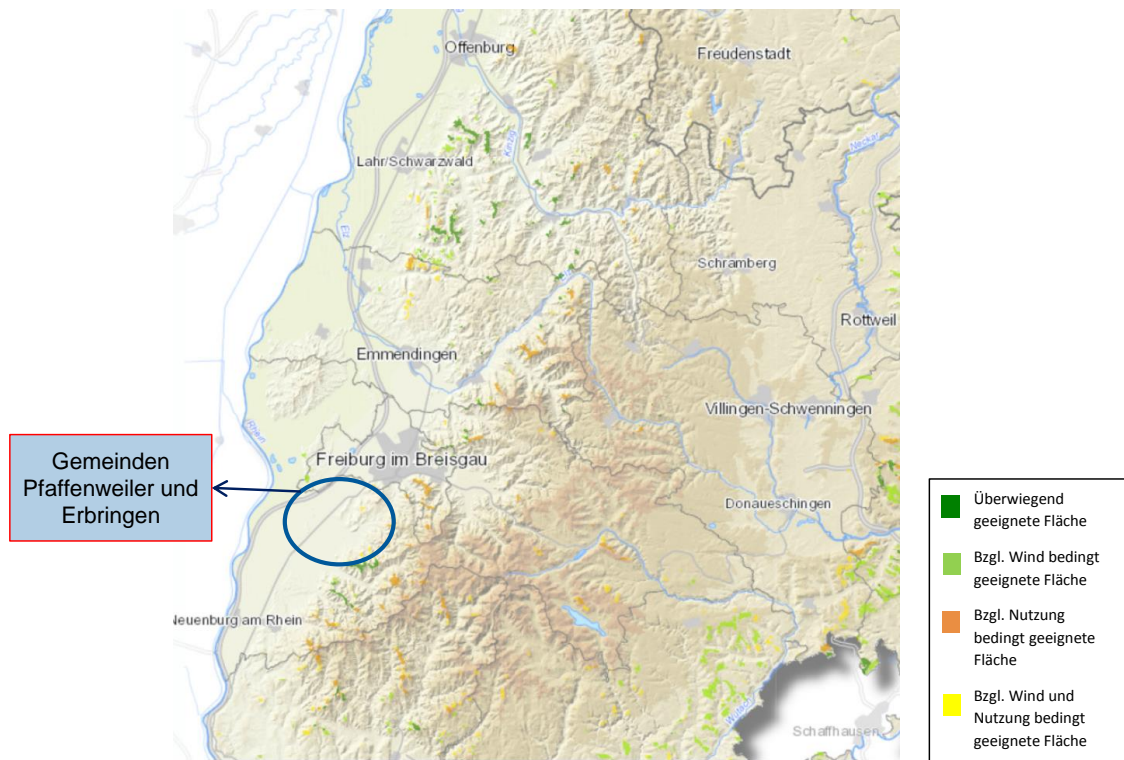


Abb. 4-12: Modellregion mittlerer Pfaffenweiler und Erbringen [87]

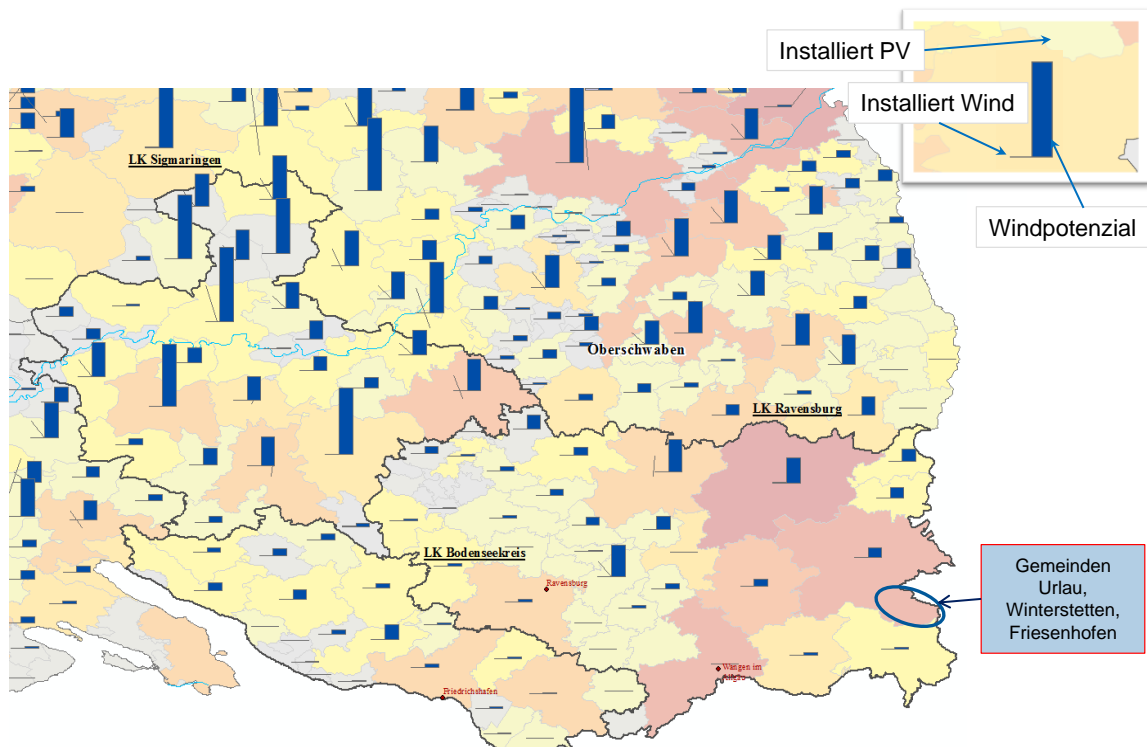


Abb. 4-13: Modellregion Oberschwaben [87]

4.4 Szenarien

4.4.1 Entwicklung der Szenarien

Vor dem Hintergrund des Umbaus des bisherigen Energiesystems und der damit einhergehenden fluktuierenden Energieerzeugung aufgrund des Ausbaus der Erneuerbarer Energien steigt die Notwendigkeit das Stromangebot und die Stromnachfrage zu flexibilisieren und besser aufeinander abzustimmen. Die dafür zur Verfügung stehenden Flexibilisierungsmaßnahmen sind vielfältig und der wirtschaftlicher Einsatz von einer Vielzahl von Einflussfaktoren und Randbedingungen des zukünftigen Energiesystems abhängig. Wie genau diese Einflussfaktoren und Randbedingungen jedoch aussehen werden ist nur schwierig vorherzusagen. Deshalb wurde sich zur Analyse häufig der Szenariotechnik bedient, mit der systematisch plausible und begründbare Zukunftsbilder zu entwickelt werden, wobei es stets mehrere alternative Zukunftsbilder als auch Pfade zu berücksichtigen gilt.

Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass der bereits bestehende, beschlossene, politische Rahmen und der fachliche Hintergrund diese Zukunftsbilder färben. Diese Erfahrungen werden zumeist gedanklich automatisch in die Zukunft verlängert, wodurch mögliche zukünftige Entwicklungen unberücksichtigt bleiben bzw. alternative Zukunftsentwürfe ausgeschlossen werden [88]. Hierdurch kann es passieren, dass alleine schon durch die Wahl der Szenarien eine Technologie gänzlich, teilweise oder gar keine Anwendung finden kann (s. Abb. 4-14). So gesehen, kommt deshalb der Wahl der Szenarien eine zentrale Rolle zu.

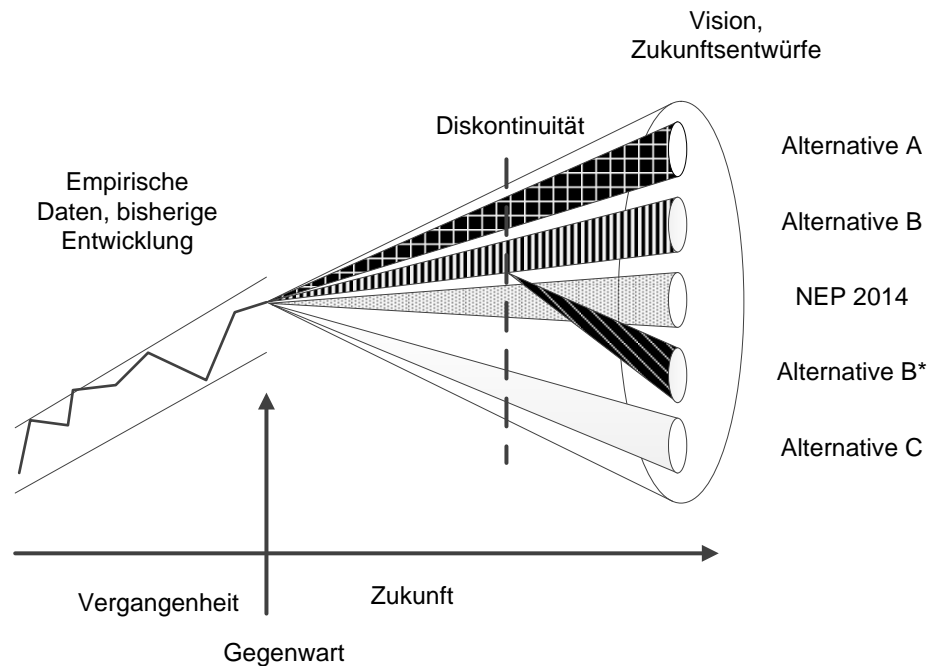


Abb. 4-14: Der Szenariotrichter [88].

Im Rahmen dieses Projektes wurde deshalb zunächst danach gefragt, welche zentralen Einflussfaktoren in Bezug auf die PtG-Technologie existieren und welche Einsatzgebiete eventuell interessant sein können. Bisherige Studien zeigen, dass maßgeblich der Anteil der Erneuerbaren Energien bzw. der Überschussstrom und auch die zusätzlichen Einnahmequellen einen großen direkten Einfluss auf die Realisierbarkeit der PtG-Technologie haben. Jedoch können auch der Gasdurchfluss und der Netzausbau (Ziffer E und H in Tab. 4-10) gerade durch die Wechselwirkung in der Anlagenkonzeption (Methan oder H₂) einen sehr hohen Einflussfaktor haben. Eine Übersicht mit einer qualitativen Bewertung zeigt Tab. 4-10.

Tab. 4-10: Mögliche Einflussparameter auf den Einsatz von PtG-Technologie (eigene)

Ziffer	Parameter	Wirkung auf Wirtschaftlichkeit für PtG-Anlagen	Vermutete Wechselwirkung	Quelle
A	Gasdurchfluss	+	C2	[45]
B	Anteil Erneuerbarer Energien / Überschussstrom	++	C2	
C1	Methaneinspeisung	0	-	
C2	Wasserstoffeinspeisung	-	A, B	
D	Alternative Speichertechnologien (Batterien, PtH)	--	B	[26]
E	Netzausbau	+	B	[45] [26]
F	Teilnahme Regelenergiemarkt	++		[89]
G	H ₂ -Absatzmarkt	?		
H	Spannungsebene (Verteilnetz, Übertragungsnetz)	+	A, B ?	[25]

Unter Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren und unter Berücksichtigung aktueller energiewirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen wurden Szenarien entwickelt, die mögliche Zukunftsbilder skizzieren, in denen ein Einsatz der PtG-Technologie sinnvoll erscheint. Aus diesen Szenarien wurden anschließend drei besonders relevante Szenarien (ein Basisszenario und zwei alternative Szenarien) identifiziert, denen u.a. auch aus Gründen der Aktualität und Signifikanz ein besonderer Stellenwert eingeräumt wird. Diese sind:

„Basisszenario“ (Szenario A): Das kürzlich von der baden-württembergischen Landesregierung beschlossene Integrierte Energie- und Klimakonzept [69] bildet das Basisszenario, da dieses den gesamten Energiesektor überspannt, mit den bundesdeutschen und europäischen Zielen zur Treibhausgasminderung konsistent ist und eine umfassende Datengrundlage bietet.

„Keine Netzakzeptanz“ (Szenario B): Auf Grund von Akzeptanzproblemen kommt es derzeit zu einem verlangsamten Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Hierdurch gewinnt die PtG-Technologie als dezentrale Alternative zum Stromnetzausbau zunehmend an Bedeutung, da durch sie Überschussstrommengen direkt dort genutzt werden können, wo sie entstehen. Für dieses Szenario wird angenommen, dass der Netzausbau auf Stand heute eingefroren bleibt.

„Gasszenario“ (Szenario C): Auf Basis der DVGW Innovationsoffensive [38] wird eine Variation des Gasverbrauchs – insbesondere im Mobilitätssektor und häuslicher Wärmeversorgung – erfolgen. Ferner wird eine niedrigere Sanierungsrate (< 2% p.a.) angenommen, welche eine langsamere Wärmebedarfsreduktion von Haushalten bedingt.

In den folgenden Kapiteln wird näher auf die beschriebenen Szenarien eingegangen. Hierbei ist insbesondere das IEKK von Interesse, da das in diesem Konzept fixierte Zahlenwerk die Grundlage für alle drei Szenarien darstellt.

4.4.1.1 Szenario A: Das Integrierte Energie- und Klimaschutzgesetz

Am 15. Juli 2014 wurde das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) [69] Baden-Württemberg als Grundlage für das am 31.07.2014 in Kraft getretene Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) [90] beschlossen. Das IEKK benennt dabei nach §4 (1) KSG BW die wesentlichen Ziele, Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele. Diese Ziele leiten sich aus internationalen, europäischen und nationalen Klimaschutzziele mit der Maßgabe ab, einen angemessenen Beitrag zum Klimaschutz leisten zu können. Angemessen bedeutet hier, dass bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemission um mindestens 25 Prozent verringert werden soll und bis 2050 eine Gesamtminderung von 90 Prozent im Vergleich zu den Gesamtemissionen gegenüber dem Jahr 1990 angestrebt wird. Diese Ziele sollen dabei unter Wahrung der sicheren Versorgung, Kostensicherheit, regionalen Wertschöpfung sowie durch Bürgerengagement erreicht werden [90].

Als Grundlage für dieses Gesetz diente das 2011 verfasste „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ des Zentrums für Sonnenenergie- und

Wasserstoff-Forschung (ZSW) [91]. In diesem Gutachten wurde ein energiepolitisches Szenario („Energieszenario Baden-Württemberg 2050“) entwickelt, das „Empfehlungen für sektorale sowie für ein aggregiertes Treibhausgas-Minderungsziel“ ableitet. Es umfasst daneben auch die Entwicklung des Endenergieverbrauchs – Strom, Wärme und Kraftstoff – und den Bereich der Stromerzeugung (Abb. 4-15). Es ist auf bundesdeutscher Ebene mit dem für das Bundesumweltministerium entwickelten Leitszenario kompatibel [91].

Da im Rahmen dieses Projektes auf dieses umfassende Datenmaterial zurückgegriffen werden kann, soll eine Einordnung des Zahlenwerkes bzw. eine Plausibilisierung der Annahmen vorgenommen werden. Dabei soll jedoch nicht auf das gesamte Datenmaterial eingegangen werden sondern lediglich auf die wesentlichen Größen wie den Bruttostromverbrauch, Bevölkerungsentwicklung etc.

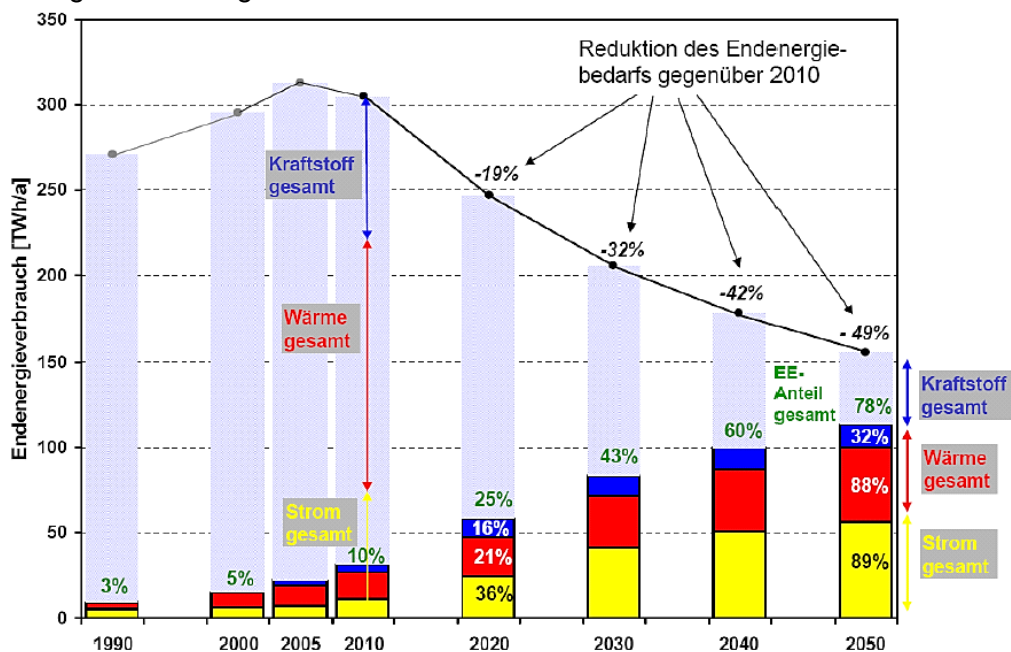


Abb. 4-15: Energieszenario Baden-Württemberg 2050 - Entwicklung des Energieverbrauchs nach Nutzungsbereichen und jeweilige Beiträge der erneuerbaren Energien [91].

Einordnung hinsichtlich der Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung

Die für das IEKK unterstellte Bevölkerungsentwicklung greift auf die Bevölkerungsvorausrechnungen des statistischen Landesamtes Baden-Württemberg bis 2060 zurück. Bis 2020 wird hierin von einem Bevölkerungsrückgang auf 10,6 Mio. ausgegangen [92] [93]. Allerdings gehen neuere Berechnungen nach dem zuletzt steigenden Zuwanderungszahlen von einer Erhöhung auf 10,85 Mio. bis zum Jahr 2021 aus [93] [94]⁹. Die Differenz zum IEKK würde im Jahr 2020 demnach knapp 200.000 Einwohner betragen.

Aufbauend auf den Zahlen zur Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg im IEKK wurden von Brachat-Schwarz auch Aussagen bezüglich der Entwicklung der Haushalte getroffen. Demnach ist davon auszugehen, dass im IEKK zunächst von einer Zunahme der

⁹ Dieser Zahlenwert entspricht dem in der Hauptvariante genannten [93].

Anzahl der Haushalte von 5,008 in 2010 auf 5,091 Mio. Haushalten im Jahr 2020 ausgegangen wird, wobei die Anzahl der Haushalte nach 2020 dann stetig bis 2050 auf 4,804 Mio. absinken soll. Bei dieser Modellberechnung bleiben Effekte wie eine mögliche „Singularisierung“ der Gesellschaft jedoch unberücksichtigt [95]. Wird dieser Trend berücksichtigt, so zeigen Modellrechnungen des Statistischen Bundesamtes, dass von einem weiteren Anstieg auch nach 2020 bis 2030 auf insgesamt 5,366 Mio. Haushalte ausgegangen werden kann [96]¹⁰. Die Differenz der beiden Modellrechnungen beträgt für das Jahr 2030 demnach 312.000 Haushalte bzw. 6,2%.

Einordnung hinsichtlich des Bruttostromverbrauchs

Ein Vergleich auf Basis der von [98] publizierten Methodik, die im Auftrag des Umweltbundesamtes entstand und als Ziel die Beurteilung der Wirkung der energie- und klimapolitischen Instrumente bis 2030 hatte, kommt für Baden-Württemberg zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich des Bruttostromverbrauchs. Hierzu wurden die in dieser Studie ermittelten Ergebnisse aus zwei Szenarien (business as usual und ambitioniert)¹¹ nach Sektoren (Haushalt, GHD und Industrie) für das gesamte Bundesgebiet auf Baden-Württemberg umgerechnet. Dabei wurde auf Grund des unterschiedlichen Zeithorizontes angenommen, dass die zur Verfügung stehenden Energieeffizienzpotenziale aus dem ambitionierten Szenario erst nach 2030 zur Verfügung stehen und bis zum Jahr 2050 vollständig umgesetzt wurden. Die Ergebnisse sind in Tab. 4-11 dargestellt und zeigen unter diesen Annahmen eine relativ gute Übereinstimmung mit den im IEKK angegebenen Werten¹². Die getroffenen Annahmen bezüglich des Bruttostromverbrauchs sowie der sektoralen Endenergieverbräuche können als moderat eingestuft werden.

Tab. 4-11: Stromverbrauchsberechnung verschiedener Sektoren auf Basis UBA 2013 in TWh [96 - 102].

	2010	2020		2050	
	TWh	Berechnet in TWh	+/- Δ IEKK in TWh	Berechnet in TWh	+/- Δ IEKK in TWh
Bruttostromverbrauch	81,4	79,7	2,7	71,5	0,86
Endenergie Strom					
Industrie	28,3	27,3	-1,0	27,7	1,3
GHD	22,5	21,5	1,5	15,5	-0,3
Haushalte	20,3	20,6	2,3	13,2	-0,1

¹⁰ Das Statistische Bundesamt rechnet hierzu mit der Bevölkerungsvariante V1-W1 („Untergrenze der „mittleren“ Bevölkerung“).

¹¹ In der Studie wird das business-as-usual-Szenario als „Aktuelles PolitikszENARIO“ (APS) und das ambitionierte Szenario als „Energiewendeszenario“ (EWS) bezeichnet.

¹² Die Differenz beim Bruttostromverbrauch bei Haushalten lässt sich teilweise auf unterschiedliche Annahmen bzgl. der Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung zurückführen. Für das Jahr 2020 lässt sich hiermit ca. 1 TWh erklären. Details siehe Punkt (welcher???) weiter unten die Ausführungen zur Bevölkerungs- und Haushaltsvorausrechnung.

Einordnung hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Vor dem Hintergrund des zuletzt schleppend verlaufenden Ausbaus der Photovoltaik sowie der Einführung eines Ausbaurückbaus für die Windenergie im Zuge des EEG 2014 von 2,5 GW (netto) pro Jahr, scheinen die Rahmenbedingungen für einen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien eher ungünstig. Alleine der Ausbaurückbau der Windkraft begrenzt bis 2024 die maximal förderbare Anlagenkapazität auf 61,2 GW. In Summe wollen jedoch die Länder insgesamt 87,4 GW an Leistung installieren [86] [103] - 105]. Insofern erscheinen die Ausbauziele bezüglich der Windkraft und der Photovoltaik in Baden-Württemberg als ambitioniert. Die Ausbauziele der Biomasse, Wasserkraft und der Geothermie werden als moderat angenommen.

Einordnung hinsichtlich des Kraftwerksparks im IEKK kurz- und mittelfristig

Vor dem Hintergrund des Wegfalls der Kernkraftwerke wird explizit auch ein kurzfristiger Fahrplan zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks angegeben. Dieser schlüsselt den notwendigen Kraftwerkszubau zum einen nach Größenklassen (größer oder kleiner 10 MW) und zum anderen nach „mit oder ohne Wärmenutzung“ auf. Gemäß Aussagen der Landesregierung wird dabei ein Zuwachs von 2.000 MW bis 2020 über alle Größenklassen notwendig sein. Davon sollen 1.000 MW in Kraft-Wärme-Kopplung errichtet werden [91] [90]¹³. Dieser Neubau erfordert Investitionen in Gas- und Dampf- bzw. reinen Gaskraftwerke i.H.v. ca. 800 Mio. Euro bzw. 360 Mio. Euro¹⁴. Allerdings bietet die derzeitige Lage am Strommarkt keine ausreichenden Anreize zum Bau von neuen Kraftwerkskapazitäten. In diesem Zusammenhang hat die Landesregierung deshalb beschlossen, ein Kapazitätsmodell für den Strommarkt zu entwickeln, um den notwendigen Ausbau voranzutreiben [90]¹⁵.

Einordnung hinsichtlich des Kraftwerksparks im IEKK langfristig

Der für das Energieszenario 2050 hinterlegte konventionelle Kraftwerkspark wurde mit dem derzeitigen Kraftwerkspark, den bekannten Zu- und Rückbaumaßnahmen und den statistischen Laufzeiten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien verglichen. Abb. 4-16 zeigt die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks mit Leistungen über 10 MW bei rein technischem Rückbau¹⁶. Die hinterlegte Fläche entspricht dem geplanten Kraftwerksparkverlauf im IEKK.

¹³ [13] gingen bei der Konzeption des Energieszenarios noch von einem Zubau von insgesamt 1.200 MW bis 2020 zur Kompensation der abzuschaltenden Kernkraftwerke aus.

¹⁴ Der Zubau von 535 MW in Form von BHKWs (<10MW) wurde von den 1.200 MW abgezogen und bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Für Gasturbinen wurde eine spezifische Investition von 450 €/kW und für Gas- und Dampfkraftwerke von 800 €/kW angenommen **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

¹⁵ Das Marktmodell wurde von der LBD Beratungsgesellschaft Berlin im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft entwickelt. Dieses berücksichtigt neben den Kraftwerkskapazitäten auch Kapazitäten wie Stromspeicher und mögliche Vereinbarungen über abschaltbare Lasten [69].

¹⁶ Bei der Berechnung wurde ein Eigenstromverbrauch von 5% unterstellt, um die Vergleichbarkeit zwischen dem vom IEKK (Angabe Bruttoleistung) und von der BNetzA (Angabe Nettoleistung) veröffentlichten Daten zu ermöglichen.

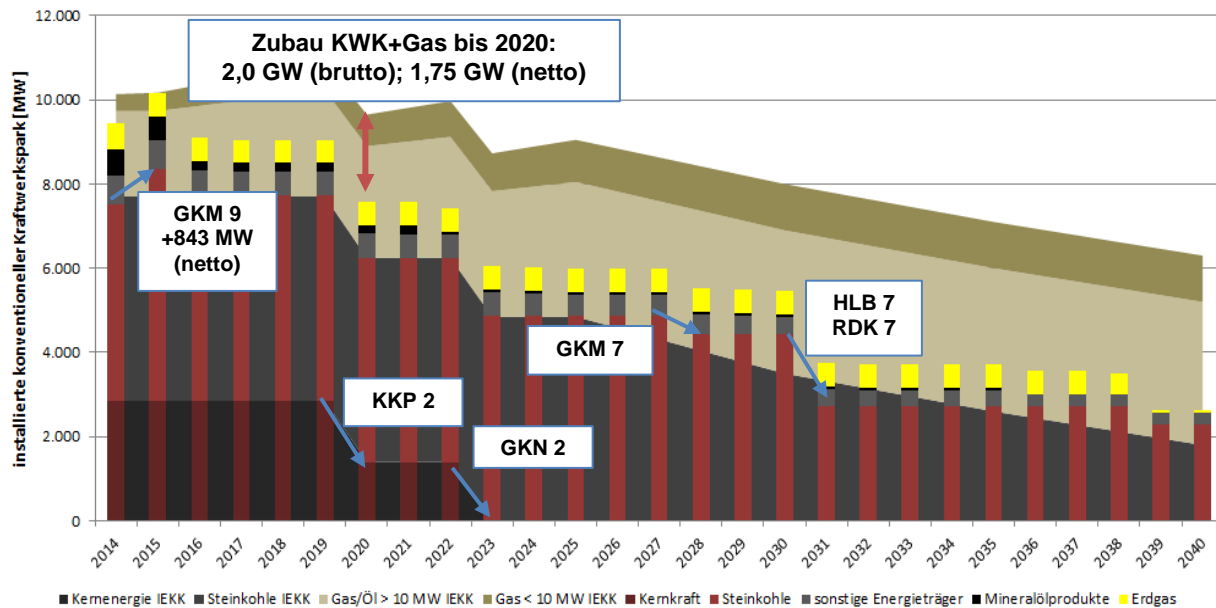


Abb. 4-16: Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg [92] [69] [106] - [108]

Die zu ersetzenden, wegfallenden Kapazitäten sollen – bis auf einen Nettozubau von 500 MW im Jahr 2015 bei der Kohle – ausschließlich durch die Ausweitung der Kapazitäten des mit Gas befeuerten Kraftwerksparks geschehen. Hierzu ist eine Ausweitung der Kapazität von derzeit 1.900 MW auf 4.500 MW in 2030 vorgesehen, wovon 1.100 MW auf Anlagen mit einer geringeren Leistung als 10 MW entfallen.

Einordnung der Versorgungssicherheit des Kraftwerksparks

Abb. 4-17 zeigt einen Überblick über die Versorgungssicherheit zum unterstellten Kraftwerkspark im IEKK von 2010 bis 2040. Die Ermittlung erfolgte anhand unterschiedlicher Verfügbarkeitsfaktoren. Netzseitige Restriktionen blieben bei diesem Ansatz unberücksichtigt. Die Jahreshöchstlast (2010: 13.000 MW) wurde mit dem sinkenden Bruttostromverbrauch für die zukünftigen Jahre entsprechend skaliert.

Es ist zu erkennen, dass die Versorgungssicherheit lediglich bei Zugrundelegung der Verfügbarkeitsfaktoren der TransnetBW einen erhöhten Importbedarf im Jahr 2040 ausweist. Weitere Übertragungskapazitäten stehen zwar zur Verfügung [26], in wie fern diese allerdings u.a. vor dem Hintergrund des europäischen Binnenmarktes und des dann gültigen Marktdesigns (z. B. Reservekraftwerke) zur Verfügung stehen, kann hier nicht beantwortet werden. Insgesamt scheint jedoch die Versorgungssicherheit auf Basis des Kraftwerksparks gegeben.

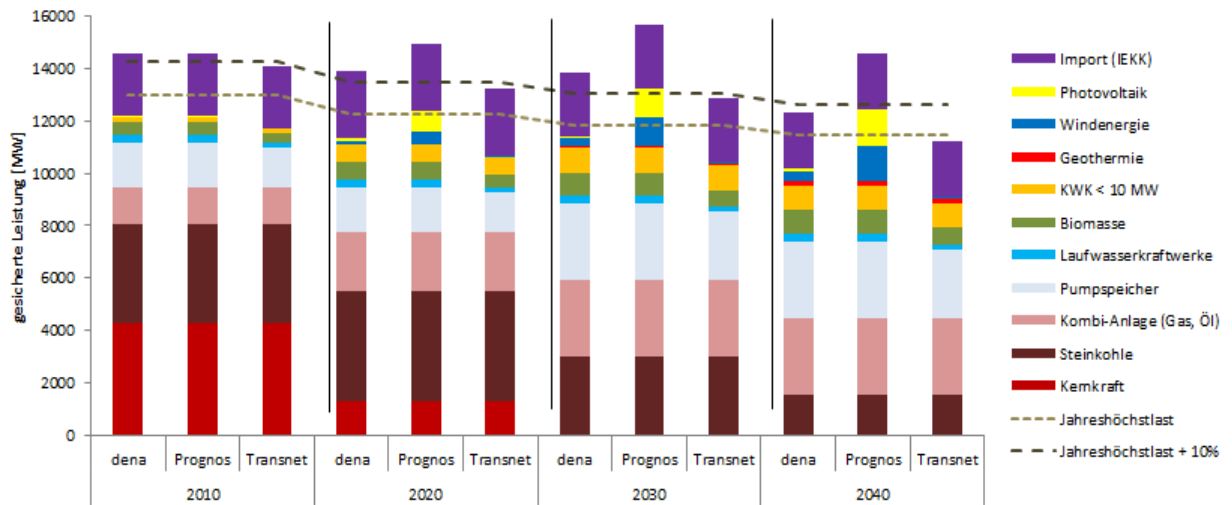


Abb. 4-17: Versorgungssicherheit gemäß IEKK [26] [108] - [111]

4.4.1.2 Szenario B: keine Netzakzeptanz

Durch den verstärkten Zubau von Regenerativen Energien im Norden sowie durch die Abschaltung der Kernkraftwerke im Süden und durch die hohen Exporte in südliche Nachbarländer, kommt es zunehmend zu Problemen hinsichtlich der Netzstabilität. Kurz- und mittelfristig wird es vermutlich auch zu einer weiteren Verschärfung der Lage kommen, da die Fertigstellung notwendiger Nord-Süd-Leitungen nicht rechtzeitig umgesetzt werden kann [13].

Zur Sicherung der Netzstabilität werden deshalb sich am Netz befindliche Kraftwerke außerhalb der marktbasierenden Fahrpläne (Redispatch)¹⁷ eingesetzt und – sofern die Kraftwerkskapazitäten noch nicht ausreichen – auch vorhandene, inaktive bzw. zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke, die im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung kontrahiert wurden (Reservekraftwerke). Der Bedarf an Leistung aus Reservekraftwerke wird für den Winter 2014/2015 mit 3.091 MW ausgewiesen und wird für das Jahr 2017/2018 auf bereits 7.000 MW angesetzt [13].

Es erscheint damit notwendig, dass die im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) genannten Maßnahmen alsbald möglich umgesetzt werden. Ob die geplanten Termine zur Fertigstellung allerdings eingehalten werden können, hängt jedoch auch von etwaigen Bürgerprotesten ab, wie sie derzeit in Bayern beobachtet werden können. Als Alternative zum Trassenbau wird deshalb auch die Teilung des deutschen Strommarkts in einen norddeutschen und süddeutschen Strommarkt diskutiert.

¹⁷ Die Kosten für den Redispatch werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Erstattet werden die Brennstoffkosten, die Anfahrtkosten der Anlage sowie das Herunterfahren eines Kraftwerks zur Glättstellung des Bilanzkreises (<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch>).

Eine weitere denkbare Alternative könnte jedoch auch ein flächendeckender Einsatz der PtG-Technologie sein. Denn durch die Kopplung von Strom- und Gasnetzen könnte der Aufwand zum Ausbau der Netze auf allen Spannungsebenen reduziert und hierdurch auch ein „Mehr“ an Akzeptanz erreicht werden. Hierzu hatte der DVGW bereits im Rahmen einer Marktsimulation auf Verteilnetzebene [39] festgestellt, dass der Einsatz von PtG bei einer angenommenen Investition von 1.000 EUR/kW ab 2018 zu insgesamt volkswirtschaftlicheren Ergebnissen kommt. Abb. 4-18 zeigt die Ergebnisse der Studie. Zu erkennen ist, dass die ersten beiden Varianten (nur Netzausbau) geringere Barwerte aufweisen, als die jeweilig korrespondierende, mit PtG gekoppelte Variante. Zu beachten ist, dass in dieser Studie ein Stromnetz betrachtet wurde, das schon stark ausgebaut wurde.

Konkret fragt dieses Szenario nach einer möglichen Alternative zum Stromnetzausbau in Baden-Württemberg insbesondere vor dem Hintergrund der Akzeptanz. Die für dieses Szenario zu treffenden Annahmen entsprechen weitestgehend denen des IEKK, jedoch bleiben die im EnLAG und im BBPIG festgestellten Maßnahmen bezüglich des Netzausbaus bzw. Netzverstärkung unberücksichtigt. Eine Erhöhung der in Baden-Württemberg erzeugten Strommenge bzw. ein weiterer Zubau an Gaskraftwerken abweichend zum IEKK ist ebenfalls denkbar. Die Einhaltung der Senkung der Treibhausgasemissionen muss dabei geprüft werden¹⁸. Auch muss, sofern die PtG-Technologie eine Alternative zum Netzausbau darstellen soll, deren Marktdiffusion binnen der nächsten 10 bis 20 Jahre geschehen. Hierzu sind v.a. die Kosten pro kW der Elektrolyseeinheit für kleinere Anlagen für den Einsatz in Verteilnetzen entscheidend. Der Zielwert von 1.000 EUR/kW sollte baldmöglichst erreicht werden. Erfolgt dies nicht und werden die Stromnetze weiterhin nach Plan ausgebaut, wäre die PtG-Technologie als Alternative zum Stromnetzausbau obsolet [25]. Aussagen bezüglich eines möglichen Einsatzes im Mobilitätsbereich oder zur Deckung der Gasnachfrage bleiben hiervon unberührt.

¹⁸ Ca. 89% der Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg sind energiebedingt [90].

MARKTSIMULATION

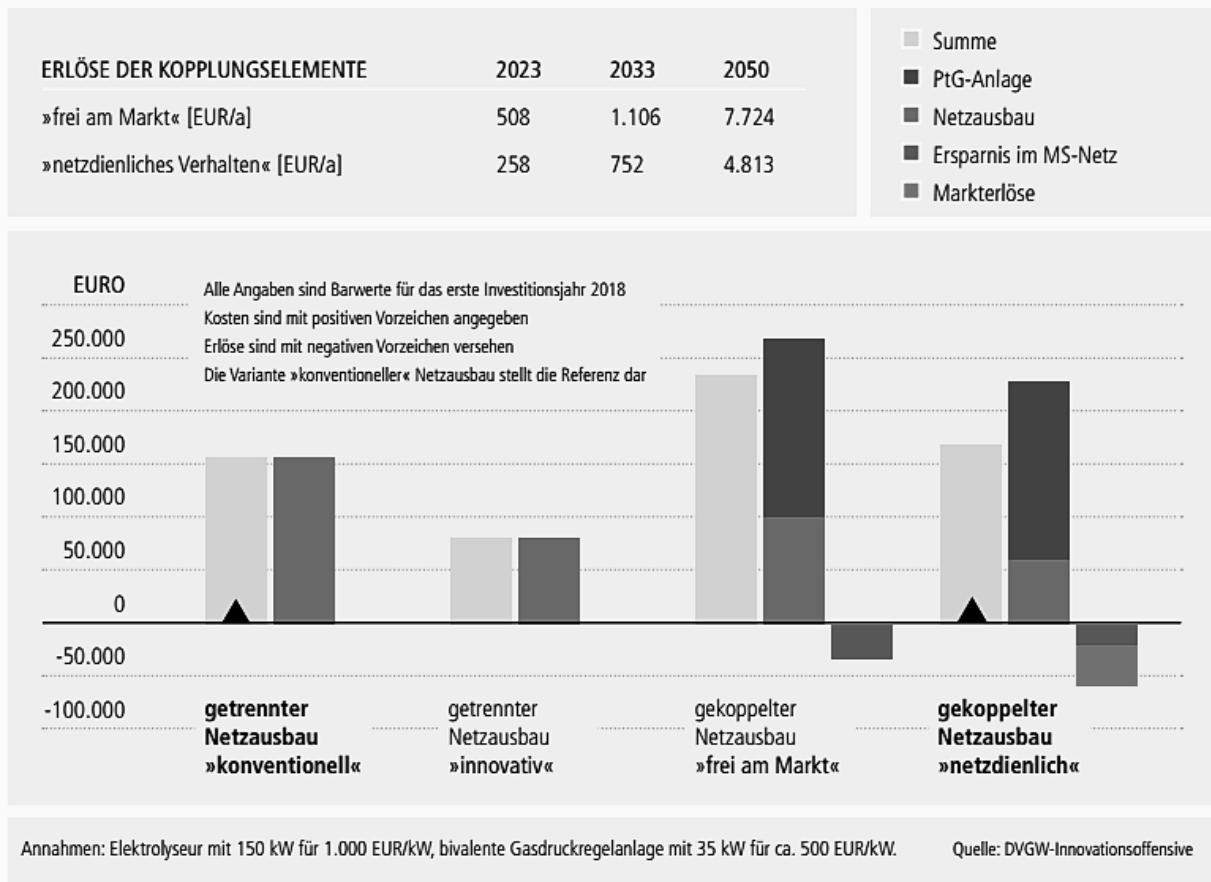


Abb. 4-18: Betriebswirtschaftliche Ergebnisse für das Netzgebiet in Werlte [25].

4.4.1.3 Szenario C: Das Gasszenario

Das Szenario C basiert auf den Annahmen des IEKK unter Berücksichtigung der Ergebnisse der DVGW-Systemanalysen I und II [112], [113] sowie des Szenarios „Klimaschutz 90“ (KS 90) aus der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ [74].

Die Systemanalyse II umfasst eine geringere Sanierungsrate von 1 % (2020) bis 1,5 % (2050) p.a. Hierdurch ergibt sich in den anderen Sektoren (Haushalte und GHD) ein höherer Raumwärmebedarf, der zu einer höheren Gasnachfrage führt.

Weiterhin wird in diesem Szenario von einem stärkeren KWK-Einsatz und mehr gasbasierten Hausenergiesystemen ausgegangen. Die DVGW-Innovationsoffensive [113] zeigt diesbezüglich, dass die angestrebten CO₂-Ziele auch bei niedrigeren Kosten durch verstärkten Einsatz von Gas zu erreichen sind.

Basierend auf KS 90 [74] soll eine Reduktion von Treibhausgasemissionen durch einen steigenden Marktanteil von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (LNF) mit alternativen Antrieben

erreicht werden. Dabei wird von einem erhöhten Anteil gasbasierter Fahrzeuge ausgegangen. Zusätzlich wird mit einem höheren LNG-Anteil bei Lkw im Fernverkehr gerechnet.

Die Gasnachfrage im Verkehr (19 % der Endenergienutzung für 2050) wurde unverändert vom IEKK übernommen.

4.4.2 Datenbasis Szenarien

Die Szenarien (s. Kapitel 4.4.1) für den Energieverbrauch in Baden-Württemberg und in den Modellregionen basieren auf dem IEKK [69], um diese mit Daten aus Kapitel 3.1 und 4.1 zu verschneiden und Residuallasten und PtG-Potential zu bestimmen. Eingeflossen sind demografischen Daten, die dem statistischen Landesamt Baden-Württemberg entnommen wurden (s. Abb. 4-19). Angenommen wurde eine fallende Bevölkerung mit nahezu gleichbleibender Anzahl an Haushalten. Dies bedingt eine Steigerung der pro Person zur Verfügung stehenden Wohnfläche.

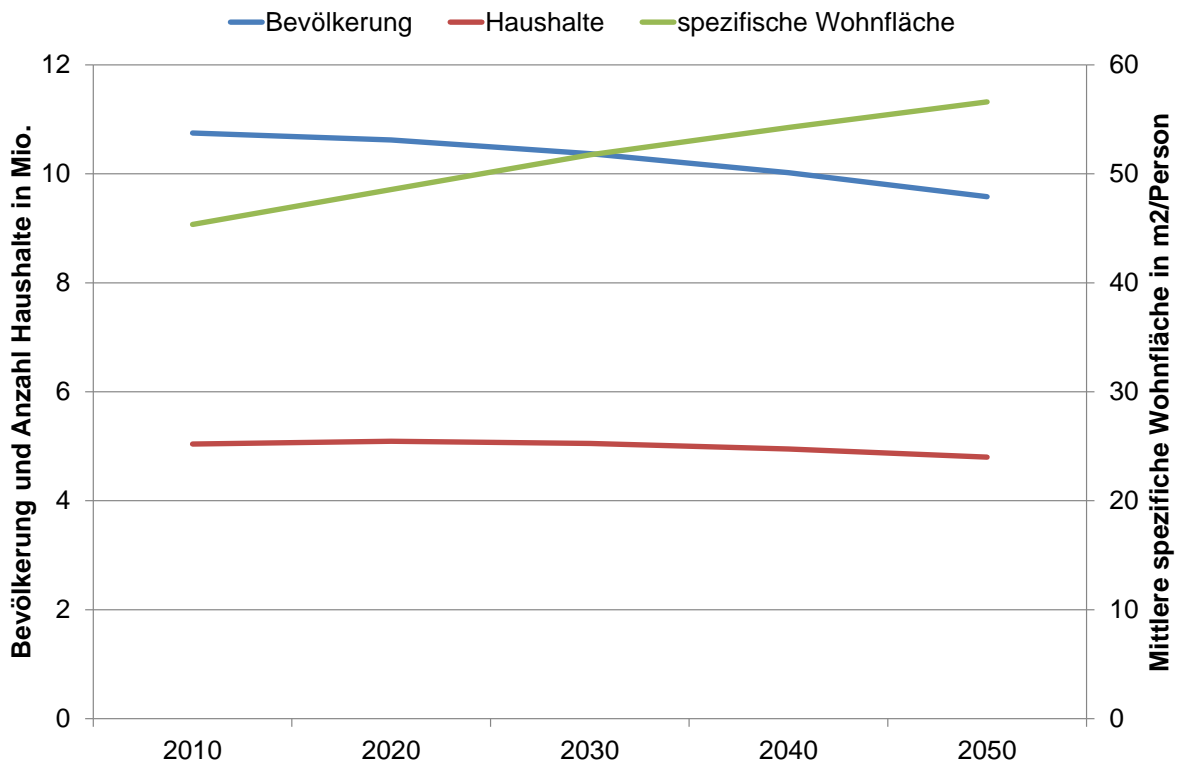


Abb. 4-19: Demografische Daten

Der Strombedarf fällt bis 2050 langsam. Neue Studien gehen jedoch vom steigenden Strombedarf aus. Zu erkennen ist, dass nur im Verkehr Unterschiede beim Strombedarf angenommen wurde. Dieser Unterschied ist auf die Gasmobilität im Szenario C zurückzuführen.

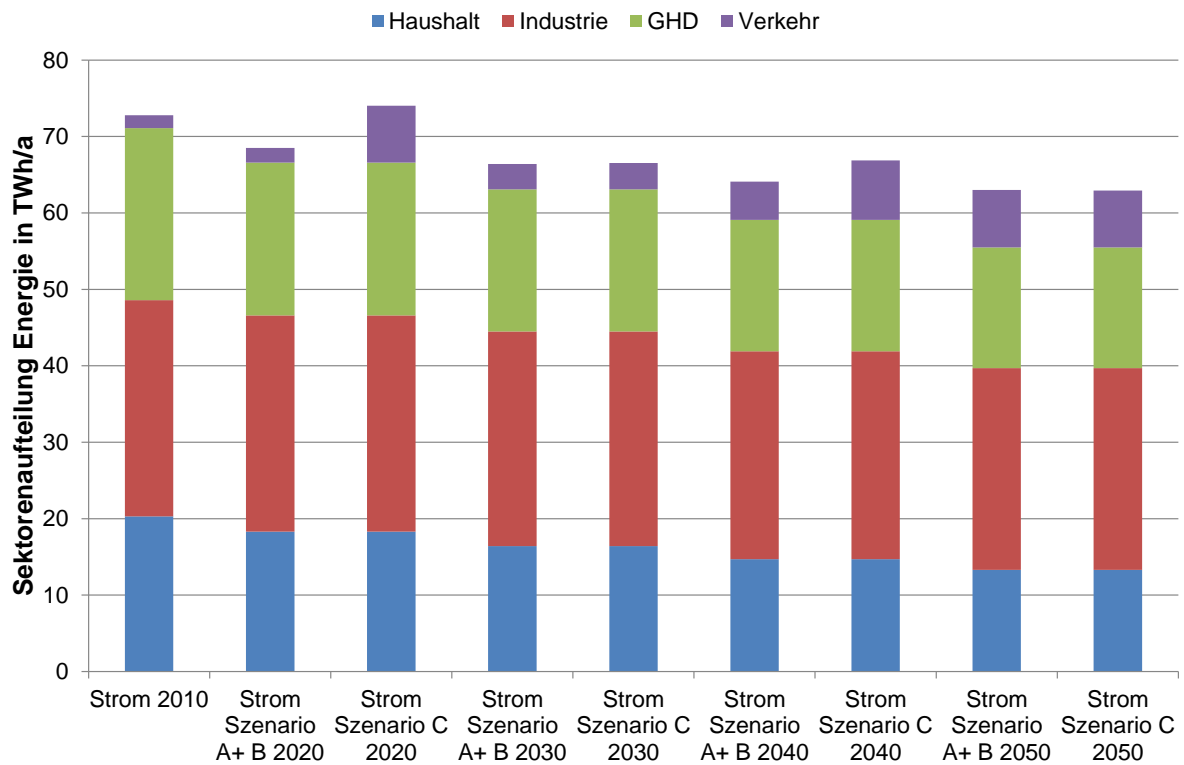


Abb. 4-20: Entwicklung sektoraler Strombedarf

Bei allen Szenarien verringert sich der Bedarf an Brenn- und Kraftstoffen, da vor allem zum einen der Wärmebedarf aufgrund verbesserter Dämmung und zum anderen der Kraftstoffbedarf zurückgeht. Szenario C erfährt eine schwächer ausfallende Minderung, weil in diesem Szenario geringere Sanierungsraten im Sektor Wärme und verstärkt Gasmobilität angenommen wurde.

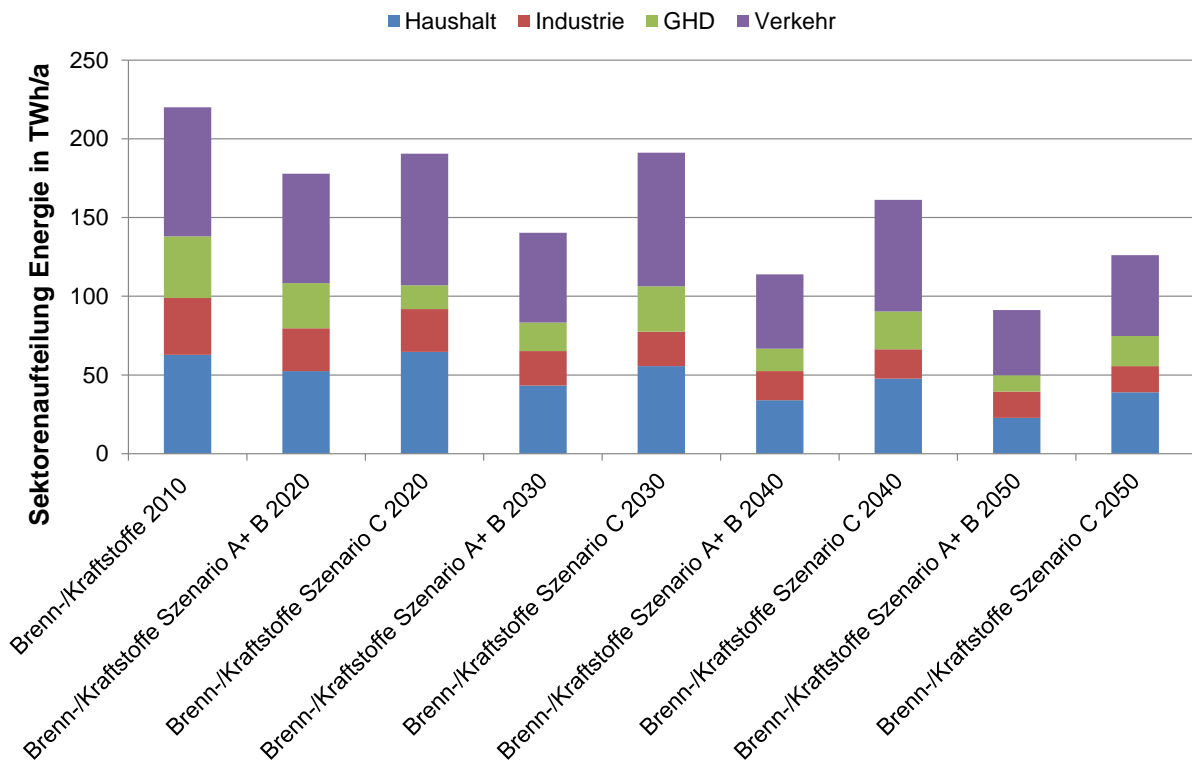


Abb. 4-21: Entwicklung sektoraler Brenn- und Kraftstoffbedarf.

5 Technisches PtG-Potential

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der PtG-Potentiale in Baden-Württemberg regional aufgelöst und in den Modellregionen aufgezeigt. Aus dem Kapiteln 3 und 4 wurden die Daten und Szenarios übernommen und die Residuallasten berechnet, aus denen wiederum die PtG-Potentiale abgeleitet werden konnten. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um technische Potentiale handelt, da die maximalen Potentiale der erneuerbaren Energien zugrunde gelegt sind.

5.1 Ermittlung der Residuallasten in Baden-Württemberg

Zur Ermittlung der Residuallast wurde eine zeitlich aufgelöste Bilanz der Stromlast und der Erzeugung erneuerbarer Energie durchgeführt.

5.1.1 Strombedarf in Baden-Württemberg

In diesem Kapitel werden bei der zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Berechnung der Residuallast in Baden-Württemberg stundenscharfe Lastprofile für die Stromnachfrage ver-

wendet [114]. Außerdem werden stundenscharfe Referenzlastprofile für mehrere Sektoren und Teilsektoren mit jährlichen Energiebedarfsstatistiken kombiniert, um spezifische stundenscharfe Lastprofile für diese Sektoren zu generieren.

Die Ergebnisse werden für verschiedene geographische Ebenen ermittelt und müssen dem Verteilnetz unter Verwendung einer Voronoi-Partitionierung zugewiesen werden. Diese Voronoi-Partitionierung basiert auf 559 identifizierten Umspannwerken (110 kV), die aus OpenStreetMap-Daten gewonnen wurden. Mit Hilfe der Partitionierung können Lastprofile für die drei Sektoren Industrie, Dienstleistungen und Haushalte sowie für jedes Umspannwerk erzeugt werden [114].

In diesem Kapitel werden die Lastprofile von 143 Umspannwerken in Baden-Württemberg verwendet. Mittels der Werte des Basisjahres 2012 können für jedes betrachtete Jahr Lastprofile erstellt werden. Dabei müssen die für dieses Projekt entwickelten Szenarien einbezogen werden. Weiterhin werden Standardlastprofile genutzt um den Strombedarf für den Sektor Elektromobilität abzuschätzen. Mit Hilfe eines Vergleichs mit der vertikalen Netzlast auf Übertragungsebene konnten die Hochrechnungen validiert werden. Abb. 5-1 zeigt die Ergebnisse für den jährlichen Strombedarf.

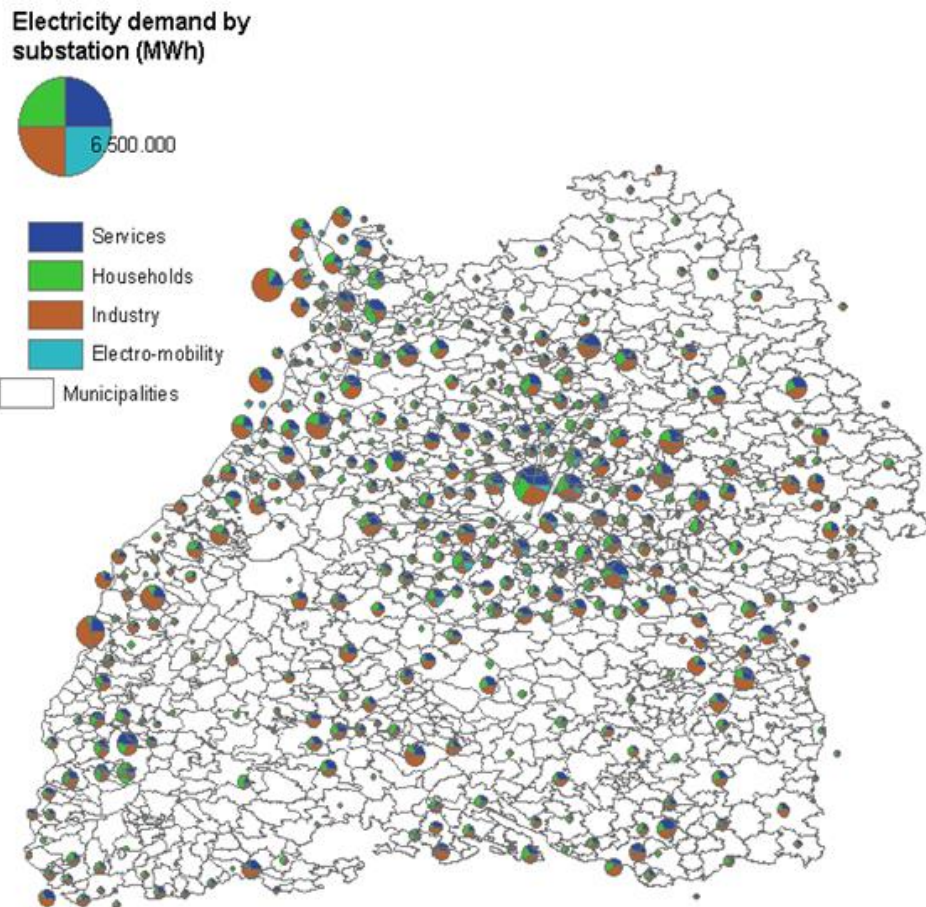


Abb. 5-1: Jährlicher Strombedarf bei ausgewählten Umspannwerken in Baden-Württemberg im Jahr 2012 (aus darstellungstechnischen Gründen sind die Umspannwerke mit den niedrigsten Strombedarfen (1.Dezile) ausgeblendet)

5.1.2 Strom-Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Der Ausbau der Windenergieanlagen und deren Standorte in Baden-Württemberg sowie die PV-Potenziale auf Gemeindeebene werden mit Wetterdaten aus dem Anemos European Windatlas kombiniert. Der Anemos European Windatlas liefert Windgeschwindigkeit und -richtung in zwei verschiedenen Höhen sowie Sonneneinstrahlung und Temperatur mit einer räumlichen Auflösung von 20 x 20 km² und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Die 20 x 20 km²-Flächen bilden dabei ein Gitter [115].

Bei der Berechnung der Erzeugung werden die Windturbinen dem nächstgelegenen Punkt (20 x 20 km²-Fläche) im Anemos-Gitter zugeordnet. Außerdem werden die Windkraftwerke, unabhängig von den Gemeinden, dem nächstgelegenen Umspannwerk zugeordnet (s. Abb. 5-2). Demgegenüber werden die PV-Potenziale auf Gemeindeebene aggregiert. Da eine Gemeinde mehreren Umspannwerken zugeordnet werden könnte, ist das Verhältnis zwischen den PV-Potenzialen und den Wetterpunkten schwieriger zu berücksichtigen. Im Fol-

gungen wird die in Abb. 5-2 dargestellte Zuweisungsmethode verwendet. Hier erfolgt die Zuweisung beispielhaft für die Stadt Stuttgart.

1. Die für PV geeigneten Bereiche werden mit der Datenbank Corine Land Cover (CLC) identifiziert.¹⁹
2. Das Gitter der Wetterpunkte wird durch Voronoi-Teilung in Regionen umgesetzt. Jeder Bereich entspricht dem Punktesatz, der näher an einem bestimmten Wetterpunkt liegt als jeder andere Wetterpunkt. Aufgrund der Anemos-Daten, die als Gitter mit Flächen in der Größe von 20 * 20 km² vorliegen, sind auch diese Regionen 20 * 20 km² Flächen.
3. Die ausgewählten geeigneten Gebiete innerhalb der Gemeinden schneiden sich mit den erhaltenen Wettergebieten. Jede Gemeinde besteht nun aus Teilgemeinden mit ihren eigenen Wetterdaten (sofern eine Gemeinde nicht vollständig in eine Wetterregion fällt). Die Zuordnung der PV-Leistung zwischen den Teilgebieten basiert auf ihrer relativen Größe in km².

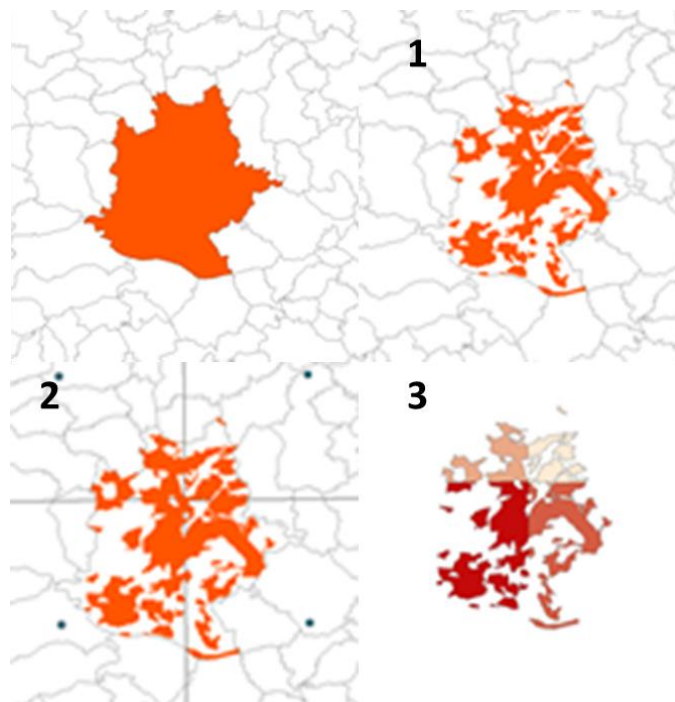


Abb. 5-2: Zuordnung von PV-Potentialen zu Witterungspunkten (Beispiel Stuttgart)

Die Daten über Strom-Nachfrage und erneuerbare Potenziale werden auf zwei verschiedenen Ebenen erhoben: Umspannwerke (Nachfrage in der Industrie, Dienstleistungssektor und Haushalte sowie Windkapazitätserweiterung) und Kommunen (PV-Ausbau, E-Mobilität). Daher wird ein Allokationsverfahren entwickelt, um die Residuallast auf beiden Ebenen abzuschätzen. Das verwendete Verfahren ist ähnlich dem oben beschriebenen PV-Potentialzuweisungsverfahren. Mit Hilfe der Voronoi-Partitionierung werden aus den Umspannwerken Regionen gebildet, die dann anhand ihrer Schnittflächen mit den 1103 Gemeinden Baden-Württembergs in Teilgebiete unterteilt werden. Das Gewicht jeder Schnittflä-

¹⁹ CLC Klasse: Continuous Urban Fabric

che zwischen einer Region und einer Gemeinde basiert auf der relativen Schnittfläche und der Bevölkerung der Gemeinde. Die Ergebnisse einer kommunalen Ebene für eine gegebene Variable v werden durch die gewichtete Summe von Werten für das sich mit dieser Gemeinde überschneidende Umspannwerk ermittelt (Gleichung 1).

Gleichung 2 - Gewichtung von Teilgemeinden als Schnittflächen von Kommunen und auf Umspannwerken basierenden Regionen

$$p_{i,j} = a_{i,j} \cdot \frac{P_i}{A_i} \quad \forall i \in I; j \in J, I \subset Z, J \subset Z$$

$$w_{i,j} = \frac{p_{i,j}}{\sum_{i \in I} p_{i,j}}$$

$$v_i = \sum_{j \in J} w_{i,j} \cdot v_j$$

- $a_{i,j}$: Schnittfläche zwischen Gemeinde i und Voronoi-Polygon j
- A_i : Gesamtfläche der Gemeinde i ; P_i : Bevölkerung der Gemeinde j
- $p_{i,j}$: Geschätzte Bevölkerung der Schnittfläche zwischen Gemeinde i und Region j
- $w_{i,j}$: Gewicht der Schnittfläche zwischen Gemeinde i und Region j

Als Ergebnis können Variablen, die entweder auf einer Gemeinde- oder auf einer Umspannungsebene berechnet werden, auf eine Unterregionsebene bezogen und auf die entsprechende Ebene aggregiert werden. Abb. 5-4 zeigt ein Beispiel für die Zuordnung von einer Gemeinde zu einer Umspannungsebene für ein ausgewähltes Umspannwerk. Alle Gemeinden werden identifiziert, die sich mit dem Polygon kreuzen, das das gewählte Umspannwerk umgibt. Anschließend wird unter Verwendung von Informationen über die Bevölkerung gemäß [116] und Größe der Fläche das Gewicht jeder Schnittfläche auf der Grundlage von Gleichung 1 berechnet.

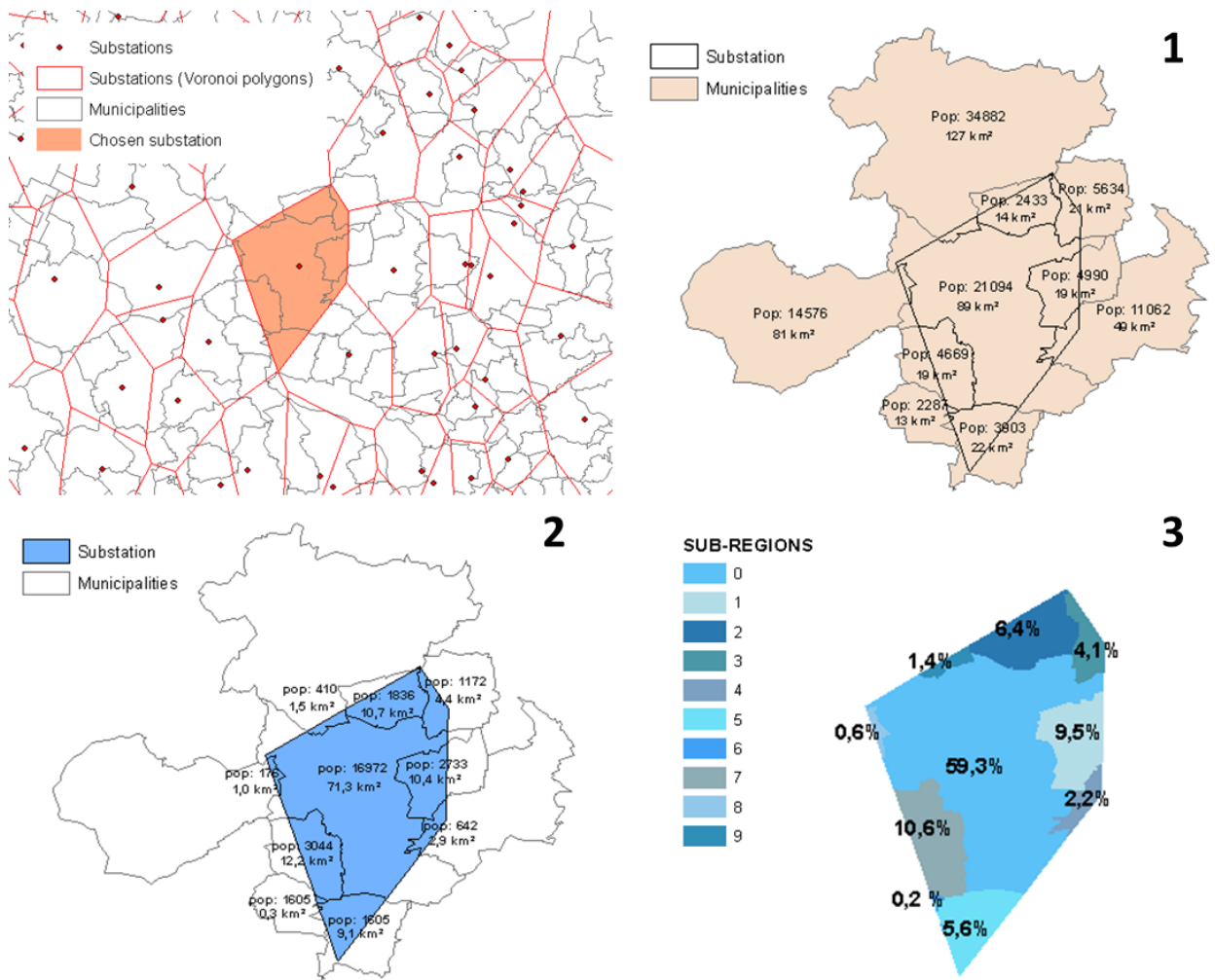


Abb. 5-3: Zuordnungsmethode von einer kommunalen Ebene zu einer Umspannungsebene

5.1.3 Residuallast

Das Konzept der Residuallast bezieht sich üblicherweise auf den Teil der Nachfrage, der von flexiblen Kraftwerken erfüllt werden muss. Folglich ist die Residuallast der Anteil am gesamtdeutschen Stromverbrauch, der nicht über Solar- und Windkraft gedeckt werden kann (<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/residuallast>). In dieser Studie wird die Residuallast auf kommunaler Ebene als Differenz zwischen der Nachfrage in allen Sektoren und den Einspeisungen von Wind und PV berechnet. Gleichung 2 zeigt die Berechnung der Residuallast (rl) der Gemeinde m in der Stunde h .

Gleichung 3 - Berechnung der Residuallast auf Gemeindeebene

$$rl_{m,h} = dem_{m,h} - (wind_{m,h} + pv_{m,h})$$

$$dem_{m,h} = \sum_{s \in S} \sum_{j \in J} (w_{m,j} \cdot dem_{j,s,h})$$

$$wind_{m,h} = \sum_{j \in J} (w_{m,j} \cdot wind_{j,h})$$

$w_{m,j}$: Gewicht der Schnittfläche zwischen Gemeinde m und Umspannwerk j

$dem_{j,s,h}$: Bedarf an elektrischer Energie für Sektor s im Umspannwerk j in der Stunde h

$wind_{j,h}$: Wind-Einspeisung im Umspannwerk j in der Stunde h

Die Berechnung der Energie, die durch die Turbine t in der Stunde h erzeugt wird, wird durch Gleichung 3 dargestellt [117].

Gleichung 4 – Elektrische Energie, die von der Windturbine erzeugt wird

$$p_{t,h} = \frac{1}{2} * \rho * pc_{t,v_{hg_{t,h}}} * \pi r_t^2 * v_{hg_{t,h}}^3$$

mit

$$\ln(v_{hg_{t,h}}) = \ln(v_{120,s}) * (\ln(v_{120,s}) - \ln(v_{70,s})) * \frac{hg_t - 70}{120 - 70}$$

$p_{t,h}$: Elektrische Energie die von der Turbine t in der Stunde h erzeugt wird

ρ : Luftdichte (angenommen 1.225 kg / m³)

hg_t : Nabenhöhe der Turbine t

r_t : Rotorradius

$v_{hg_{t,h}}$: Windgeschwindigkeit der Turbine t in der Stunde h , die mit dem Umspannwerk s verbunden ist

$pc_{t,v_{hg_{t,h}}}$: Leistungskoeffizient, turbinenspezifischer Wirkungsgrad bei der Geschwindigkeit v

Aufgrund der Aggregation der PV-Kapazität ist es nicht möglich relevante Parameter wie zum Beispiel die Dachausrichtung zu berücksichtigen. Daher werden die Strahlungsdaten normiert und zur Zuordnung der durchschnittlichen Volllaststunden für ganz Baden-Württemberg verwendet. Ein leichter Anstieg der durchschnittlichen Volllaststunden über dem Zeithorizont wird angenommen, da dies in den Szenarien des Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) vorgeschlagen wird [118].

An dieser Stelle sei erwähnt, dass mögliche Abregelungen nicht berücksichtigt wurden. Abregelung von Stromeinspeisung wird notwendig, wenn Abschnitte des Stromnetzes überlastet sind und umfassen unter anderem das Drehen der Windturbinen aus dem Wind oder das Ausschalten der Wechselrichter bei Solaranlagen [119].

5.1.4 Ergebnisse Bedarf Transportnetzausbau

Wie in Abb. 5-5 und Abb. 5-6 erkennbar, unterscheiden sich die Szenarioergebnisse hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und des Anlageneinsatzes in Baden-

Württemberg nicht signifikant voneinander. Trotz der umfangreichen Stilllegung von Erzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg werden weder im Szenario A noch im Szenario B zusätzliche konventionelle Erzeugungskapazitäten in diesem Bundesland bis zum Analysehorizont zugebaut. Dies ist einerseits auf die CO₂-Zertifikatekosten der Energieträger zurückzuführen. Andererseits sind die verbleibenden 5 GW konventionelle Erzeugungskapazitäten in 2040 ausreichend, um als Backup die vorrangige Stromversorgung mit EE-Technologien sicherzustellen, die bis zu diesem Zeitpunkt einen Anteil von 85 % der gesamten Stromerzeugung in Baden-Württemberg erreicht.

Bis 2030 werden die umfangreichen Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten (vorrangig Atom- und Kohlekraftwerke) in Baden-Württemberg durch einen verstärkten Stromimport kompensiert. Dieser verringert sich bis 2040 durch den Ausbau von EE-Technologien.

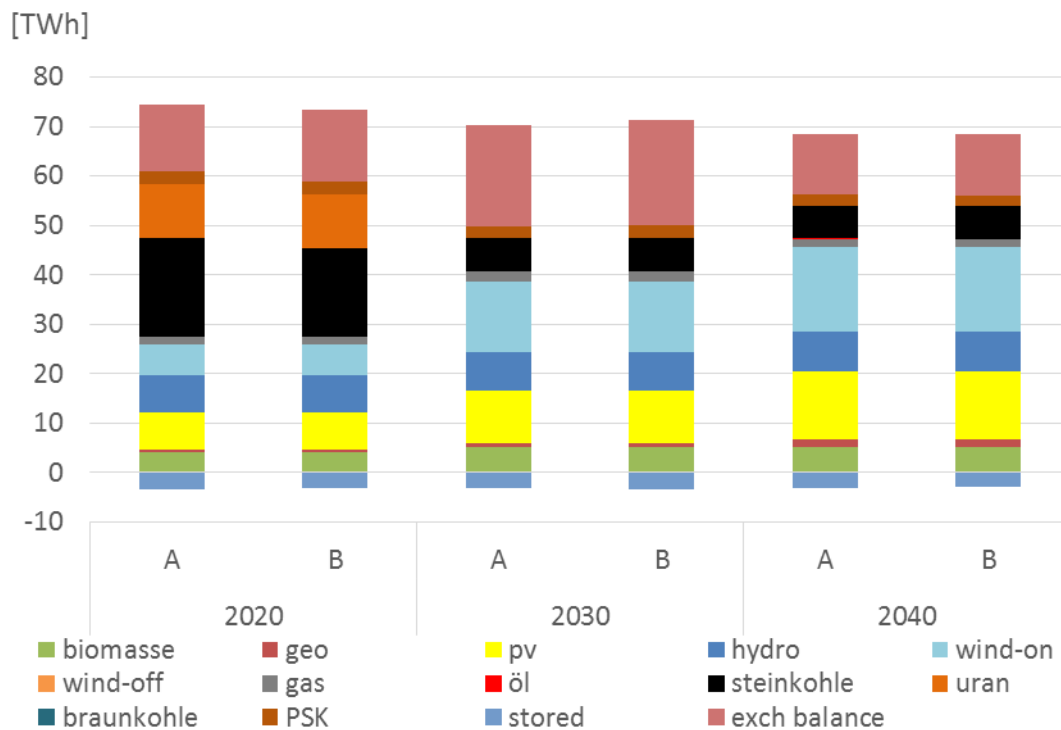


Abb. 5-4: Stromerzeugung nach Primärenergieträger für Szenarien A und B in Baden-Württemberg

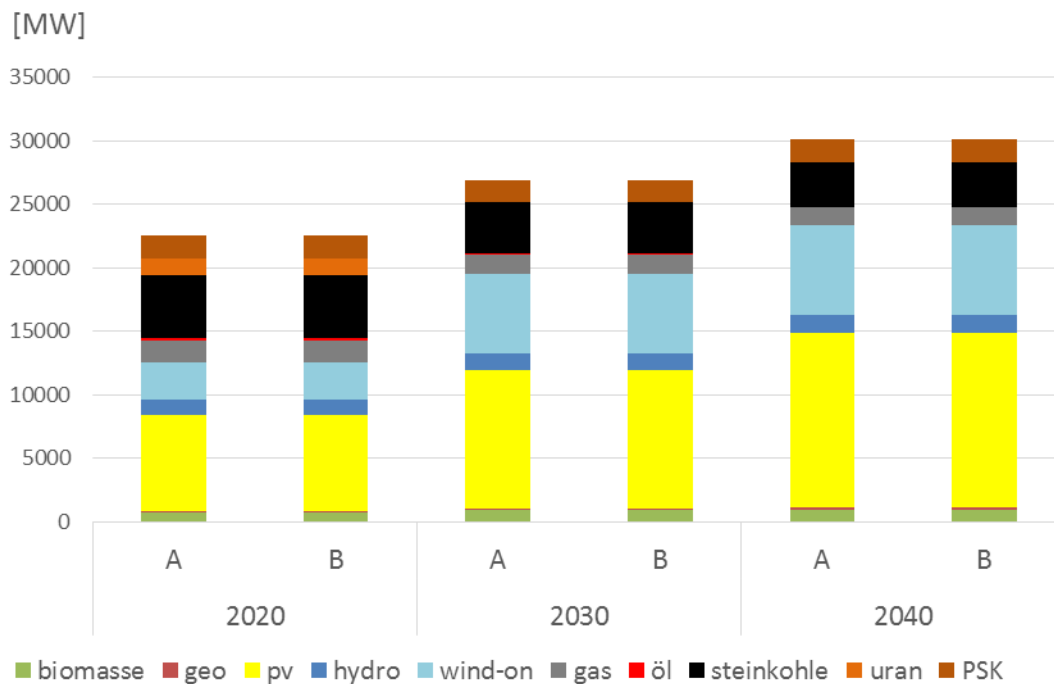


Abb. 5-5: Installierte Leistung nach Primärenergieträger für Szenarien A und B in Baden-Württemberg

Darüber hinaus zeigen die Modellergebnisse keinen signifikanten Ausbau von Stromspeichern in Baden-Württemberg. Lediglich in der Region Konstanz erfolgt ein Zubau von 11 MW Batteriespeicherkapazität in dem Szenario B ohne Netzausbau. Zumindest auf der hier untersuchten Übertragungsnetzebene sind somit für Baden-Württemberg keine Netzengpässe absehbar, welche auf ein Potential zum Einsatz von PtG-Technologien bieten können. Die Modellergebnisse zeigen Netzengpässe im Übertragungsnetz und damit einhergehende Potentiale für Stromspeicher und PtG-Technologien vor allem im Nordwesten Deutschlands aufgrund des Offshore-Windkraftausbaus. In Summe werden in Deutschland im Szenario A PtG-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 1.815 MW vorrangig im Modelljahr 2040 zugebaut. Gleichzeitig wird eine Gesamtbatteriespeicherkapazität von 7.442 MW installiert. Im Szenario B ohne Netzausbau wird dagegen für PtG-Anlagen eine Gesamtkapazität von 2.895 MW und für Batteriespeicher von 6.855 MW zugebaut. Abb. 5-6 zeigt die Verteilung dieser Kapazitäten. Regionen mit PtG-Anlagen sind vor allem solche, die eine hohe Volatilität hinsichtlich der Knotenpreise aufweisen, welche auf mögliche Netzengpässe zurückzuführen sind.

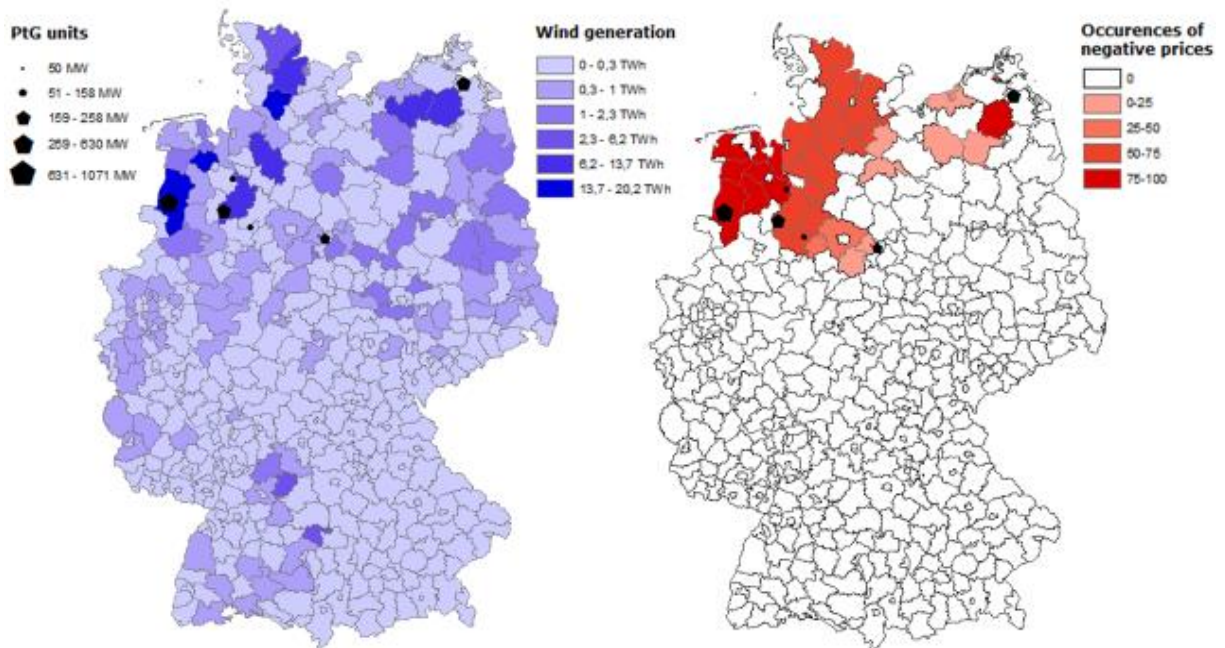


Abb. 5-6: Geographische Verteilung der PtG-Anlagen in Deutschland für das Szenario "Keine Netzakzeptanz" (Szenario B)

Zusammenfassend ist festzustellen, dass trotz einer erheblichen Erhöhung der PV- und Windkapazitäten in Baden-Württemberg, selbst im Szenario B ohne Netzausbau keine Engpässe im Übertragungsnetz erreicht werden. Eine entsprechende Aussage zu möglichen PtG-Potentialen durch gegebenenfalls vorhandene Netzengpässe auf den darunterliegenden Netzebenen können in diesem Zusammenhang und mit dem angewendeten Modellansatz nicht getroffen werden.

5.2 Ergebnisse PtG-Potential

Die Ergebnisse zeigen eine signifikante Erhöhung der Menge an überschüssiger elektrischer Energie, d.h. der Menge an negativer Residuallast (s. Abb. 5-8). Dies ist insbesondere im Nordosten von Baden-Württemberg der Fall, da hier die größten Windpotenziale vorliegen.

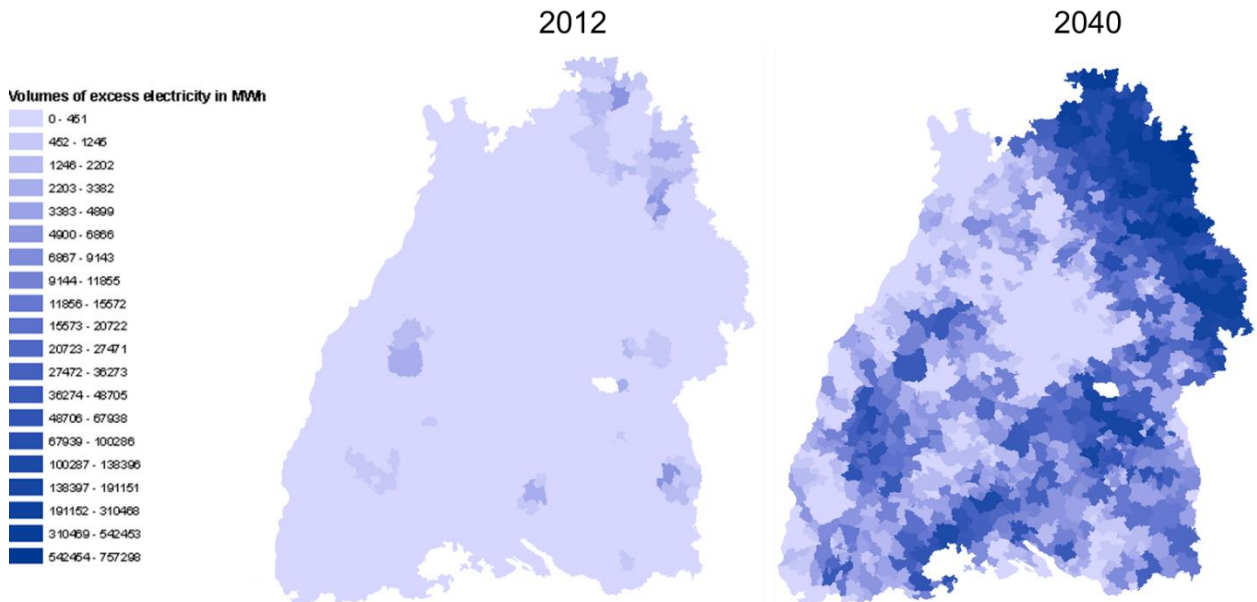


Abb. 5-7: Menge an elektrischer Energie (negative Residuallast), die auf Gemeindeebene zurückgespeist wird

Während der Überschuss an elektrischer Energie in Baden-Württemberg im Jahr 2012 gering war, wird der Anteil des Jahres mit negativer Residuallast im Jahr 2040 in einer großen Zahl von Gemeinden 50 % übersteigen (s. Abb. 5-8). Bei einigen Gemeinden liegt sogar in 85% des Jahres negative Residuallast vor, was an der Ausprägung der Windlast und der PV-last liegt. Dies hat zur Folge, dass ein Großteil der erzeugten elektrischen Energie entweder in das Verteilnetz eingespeist und in andere Gemeinden exportiert oder vor Ort gespeichert werden muss.

Die negative Residuallast ist in erster Linie auf die geografische Verteilung von Verbrauch und erneuerbarer Energieerzeugung zurückzuführen. Die höchsten Windpotentiale befinden sich nicht in großen Verbraucherzentren, sondern in weniger stark besiedelten Gebieten. Allerdings weisen große Städte mit hoher Bevölkerungsdichte aufgrund der Vielzahl der Dächer ein hohes PV-Potenzial auf. Jedoch fällt die daraus resultierende Erzeugung aus Photovoltaik nicht so bedeutend aus wie die Stromerzeugung durch die Windkraftwerke, sodass die Residuallast in Großstädten selten negativ ist. Die Analyse zeigt ferner, dass Regionen sowohl mit einer hohen Windlast als auch einer hohen PV-Last sehr hohe negative Residuallasten aufweisen. In diesen Regionen sind daher die höchsten PtG-Potentiale zu erwarten (s. Abb. 5-9). Zu erkennen sind nahezu flächendeckend Potentiale von größer 5 MW elektrischer Elektrolyseleistung bei relativ geringen Volllaststunden. In den Regionen mit einer ho-

hen negativen Residuallast dagegen werden PtG-Potentiale über 25 MW bis hin zu 60 MW elektrische Elektrolyseleistung bei sehr hohen Volllaststunden identifiziert werden.

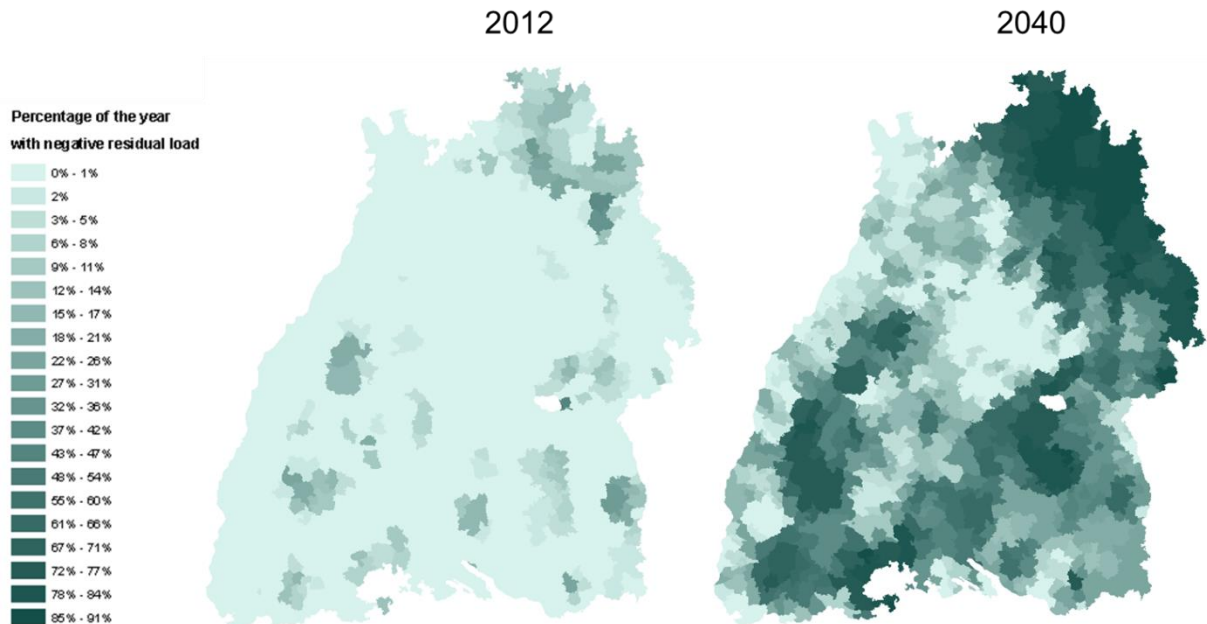


Abb. 5-8: Prozentsatz des Jahres, in dem die Residuallast auf kommunaler Ebene negativ ist

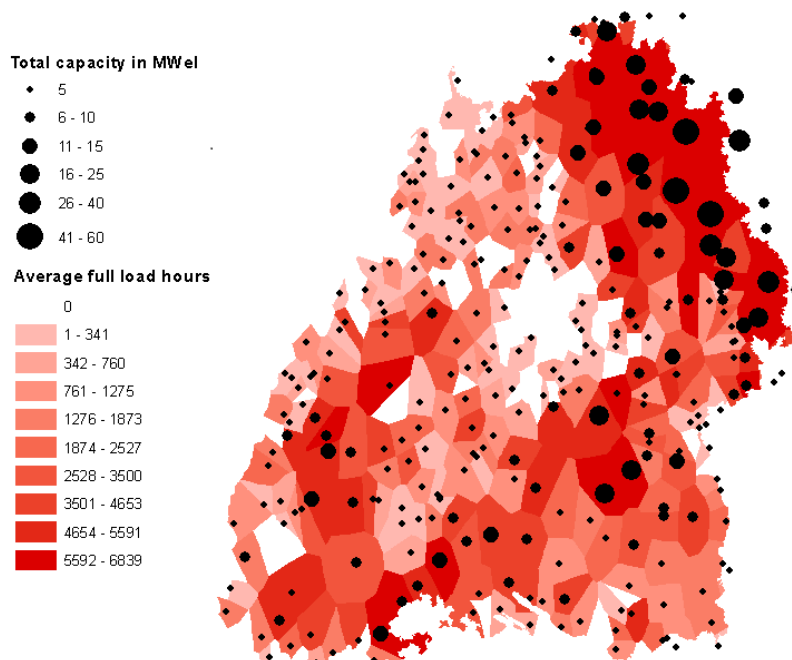


Abb. 5-9: PtG-Potential in Baden-Württemberg

Abb. 5-10 zeigt die Residuallast in den Gemeinden der vier ausgewählten Modellregionen Aalen, Karlsruhe, Leutkirch sowie Pfaffenweiler und Ebringen. Die Darstellung orientiert sich am Prinzip der Jahresdauerlinie. In diesem Fall muss jedoch beachtet werden, dass der Re-

ferenzpunkt für negative Residuallast nicht der Ursprung des Diagramms (0|0) ist, sondern der Schnittpunkt der Kurve mit der x-Achse. In Karlsruhe und den Gemeinden Pfaffenweiler und Ebringen ist keine negative Residuallast aufgetreten. Demgegenüber ist in Leutkirch im Allgäu und besonders in Aalen eine große Menge an überschüssigem Strom zu beobachten.

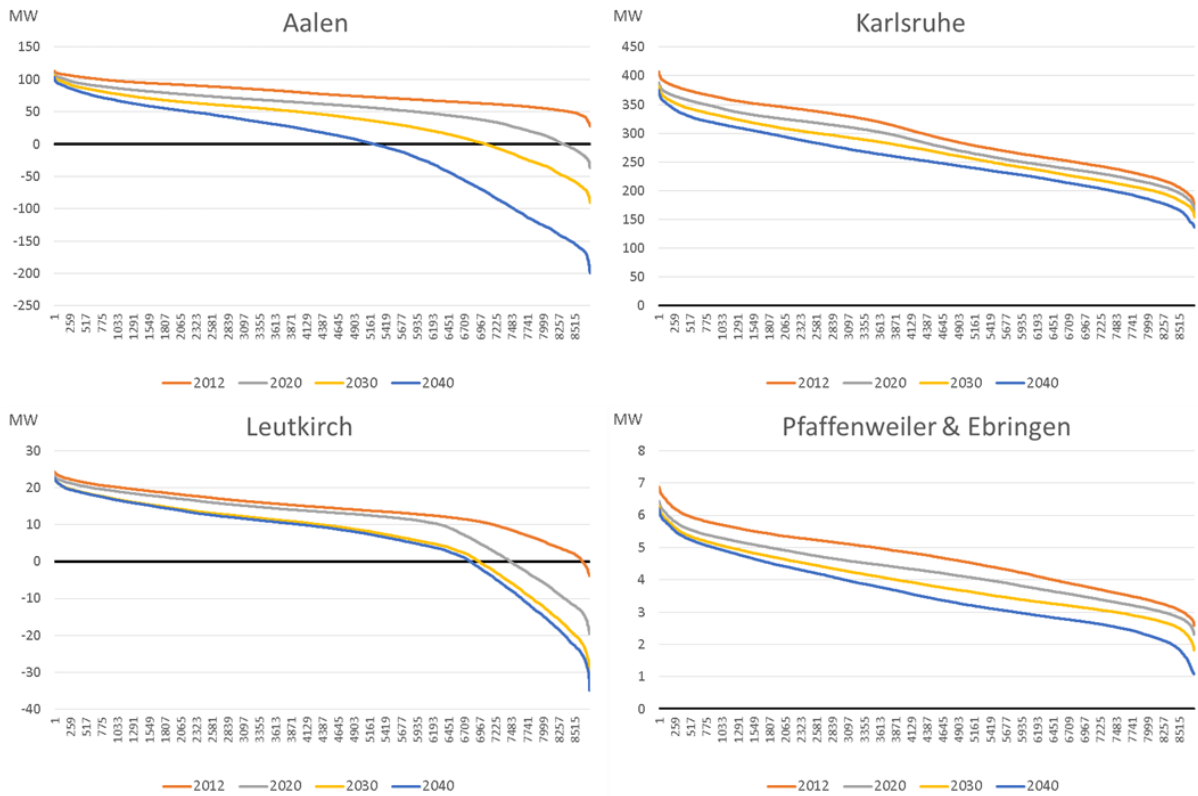


Abb. 5-10: Residuallastprofile in absteigender Reihenfolge für die vier Modellregionen

Aufgrund der Menge der Residuallast in der Region Aalen könnte einen Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Gas vorteilhaft sein. Allerdings muss dabei zusätzlich die zeitliche Verteilung der Residuallast berücksichtigt werden.

5.3 PtG-Potential Modellregionen

Aus den regional aufgelösten Residuallasten wurden die Residuallasten für die Modellregionen bestimmt. Ziel der Bestimmung der PtG-Potentials in den Modellregionen ist die Evaluierung von Power-to-Gas-Konzepten als Regelement für das Stromnetz, bei denen das entstehende EE-Gas in das Erdgasnetz eingespeist, gespeichert und einer Nutzung in allen Sektoren zugeführt wird. Detaillierte Aussagen wurden in den Modellregionen erarbeitet. Hierzu wurden zum einen die Gasflüsse und das Wasserstoff-Einspeisepotenzial in die Verteilnetze untersucht. Aufbauend darauf wurden PtG-Prozessketten aufgestellt, die den überschüssigen Strom energetisch optimiert in EE-Gas (H₂ oder SNG) umwandelten.

Die in diesem Kapitel beschriebene Vorgehensweise der Analyse am Beispiel Karlsruhe wird für alle Modellregionen angewendet, um mögliche Standorte für PtG-Anlagen zu identifizieren.

ren. Ferner soll mit dieser Analyse der Residuallast und die Wasserstoffeinspeisemenge bzw. SNG-Einspeisemenge definiert werden und somit auch die Anlagenauslegung.

Neben Karlsruhe sind die Modellregion Oberschwaben, die Region Aalen und die Region Schwarzwald ausgewählt. Die Modellregion Oberschwaben weist ein großes PV-Potenzial auf und liegt in einer ländlichen Struktur (überwiegend Einfamilienhäuser) ohne größere Industrieansiedlungen. Dies bedeutet, dass keine großen Gas- bzw. Stromabnehmer in der Region zur Verfügung stehen. Die Region Aalen weist dagegen einen kleinstädtischen Charakter auf. In der näheren Umgebung ist ein gewisses Windpotential zu verzeichnen. Als dritte Region ist der Schwarzwald ausgewählt. Die beiden Gemeinden liegen in einem Gebiet mit einem eher geringen EE-Potential. Sie haben auch keine großen Industriebetriebe und die Infrastruktur ist den Bedürfnissen angepasst.

Methodisch werden in Karlsruhe beispielhafte spezifische Gasflusskurven für Industrie und Häuser definiert, aus denen dann mit der Kenntnis der an den Modellstandorten vorhandenen Hausstruktur und Industrieansiedlung aus der bekannten Jahregasverbrauchsmenge ein zeitlich aufgeschlüsselter Gasfluss berechnet werden kann. Auf Basis des zeitlich aufgeschlüsselten Gasflusses kann anschließend die Analyse der Einspeisung und der PtG-Anlage erfolgen. Die beispielhaften spezifischen Gasflusskurven für die Industrie werden auf Basis von Gasverbrauch pro Umsatz, Mitarbeiter bzw. Unternehmensgröße abgeschätzt. Die Daten für die Industrie- und Hausstruktur, die Jahresenergieverbräuche, die Bevölkerungszahlen und weitere notwendige Daten werden aus öffentlich zugänglichen Statistiken und aus z.B. Energiepotentialstudien oder Klimaschutzstudien.

5.3.1 Gasflusskurven Industrieunternehmen

Da in der Region Karlsruhe unterschiedlichste Industrie vorhanden ist und da in der Region Karlsruhe mit 1.505 GWh (46 % des Gasverbrauchs in Karlsruhe) ein signifikanter Gasverbrauch auf die einzelnen Industriebetriebe rückführbar ist, wurden die relevanten Gasverbraucher detaillierter analysiert.

Wie Abb. 5-11 und Abb. 5-12 zeigen, sind die Gasverbräuche stark von der Jahres- (Winter/Sommer) bzw. Tagesverlauf und von der Spezifik der Branche abhängig. Für die weitere Betrachtung sind folgende drei Kategorien von Lastgängen in Betracht gezogen:

- Verbraucher 1: kein produzierendes Betriebe (Lastprofil entspricht SWKN-Standardlastprofil BD4 Sonstige betr. Dienstleistungen)
- Verbraucher 2 und 3: Brauerei/Wäscherei (Lastprofil entspricht Standardlastprofil WA4 Wäschereien [120])
- Verbraucher 4 und 5: produzierende Betriebe (Lastprofil entspricht Summenlastprofil HD4 Gewerbe, Handel, Dienstleistung [120]).

Für diese Industrie ist charakteristisch, dass ganzjährig eine stabile Nachfrage stattfindet, die sich im Sommer lediglich etwas reduziert. Die Ausnahme bildet der Sektor Dienstleistungen

(am Beispiel des Verbrauchers 1), dessen Gasverbrauch in den Sommermonaten auf nahezu null zurückgeht (s. Abb. 5-12).

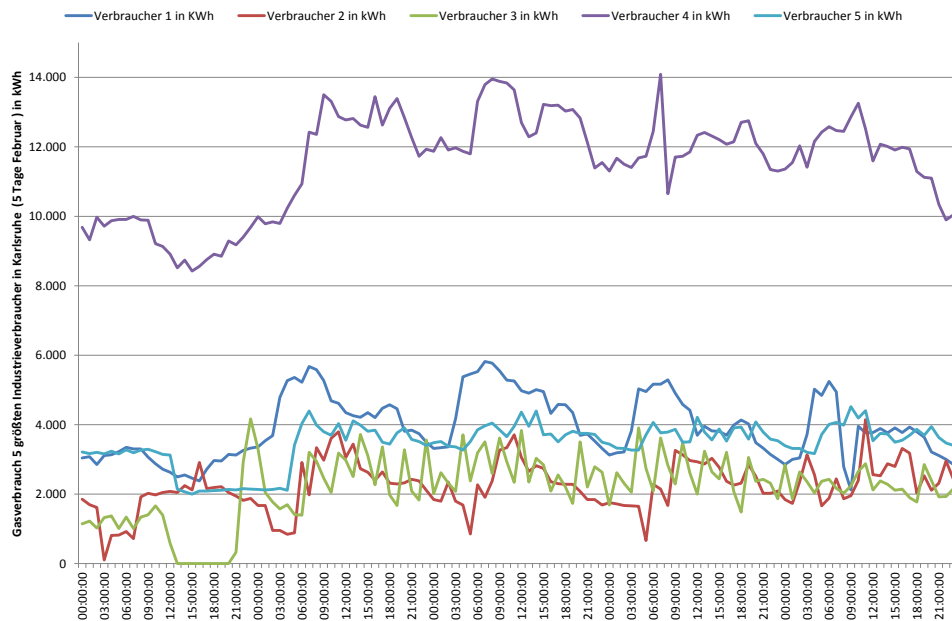


Abb. 5-11: Gasverbrauch der 5 größten Industrieverbraucher in einer Woche im Februar

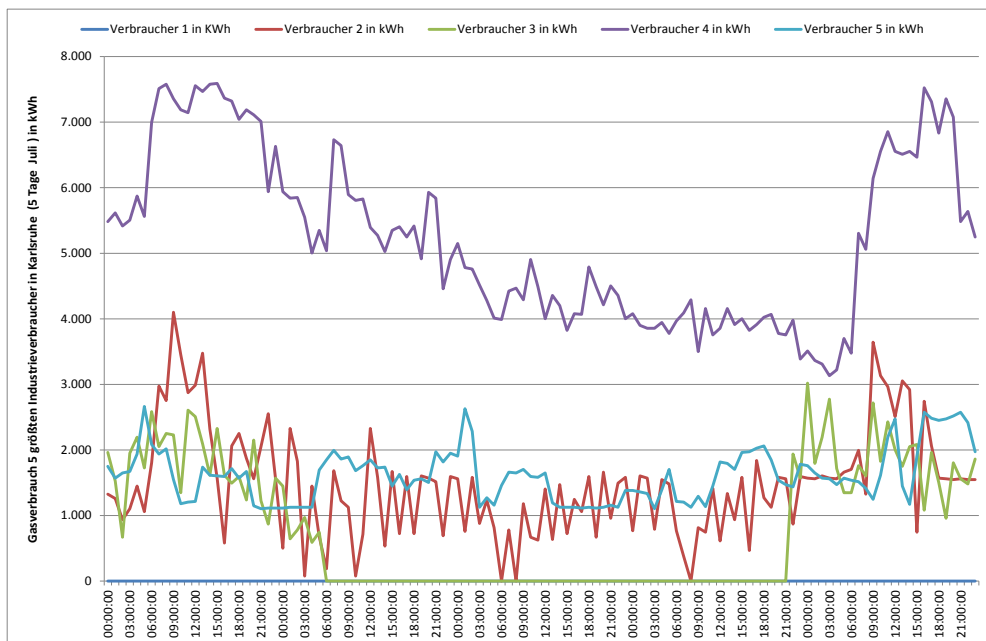


Abb. 5-12: Gasverbrauch der 5 größten Industrieverbraucher in einer Woche im Juli

Zu erkennen ist, dass doch erhebliche Schwankungen innerhalb von Stunden in den Industriebetrieben auftreten können und somit ein aggregierter Jahreswert oder Monatswert oder sogar Tageswert keine Aussagekraft bzgl. der tatsächlich möglichen H₂-Einspeismenge hat. Dies bedeutet dann, dass eine Wasserstoffeinspeisung nicht zu jedem Zeitpunkt in ausreichender Höhe gewährleistet entsprechend der Residuallastkurve werden kann. Gerade in

Modellregionen, in denen nur wenig Industrie mit eher geringem Gasbedarf ansässig ist, muss eine entsprechende Analyse durchgeführt werden.

5.3.2 Gasflusskurven Privathaushalte

Die zweite Gruppe der Gasverbraucher sind die Privathaushalte. Während in der Industrie in der Modellregion Karlsruhe 46 % des Endenergieverbrauchs auf Erdgas entfällt, erreicht dieser Anteil bei den Haushalten 70 %, was ca. 2.290 GWh entspricht [121]. Der durchschnittliche Verbrauch eines Einfamilienhauses liegt bei etwa 20.000 kWh/a (Daten der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH). Für ein Mehrfamilienhaus hängt der Verbrauch von der Größe des Hauses und von der Bewohnerzahl ab. So liegen die Werte zwischen ca. 60.000 kWh/a für ein kleines 3- bis 4-Familien-Haus mit ~8 Bewohnern bis etwa 400.000 kWh/a für ein 4- stöckiges Mehrfamilienhaus in der Stadt.

Am Beispiel eines Einfamilienhaus mit einem Jahresverbrauch an Erdgas von 22.465 kWh zeigen die Abb. 5-13 und Abb. 5-14 den durchschnittlichen Stundenverbrauch in Abhängigkeit vom Wochentag bzw. Monat. Zu erkennen ist eine typische Bedarfskurve, in der morgens ein starker Anstieg aufgrund der Warmwasserbereitung und der Erhöhung des Raumwärmebedarfs zu verzeichnen. Gegen Abend ist nochmal ein zwar schwächerer Anstieg zu erkennen, jedoch startet er auf höherem Niveau. Auch ist deutlich in Abb. 5-14 zu erkennen, dass die Außentemperatur und somit der Raumwärmebedarf eine entscheidende Größe für den Gasbedarf darstellt. Ebenfalls ist zu erkennen, dass bei niedrigen Außentemperaturen (z.B. Winter) der Tagesverlauf deutlich ausgeprägter ist als bei höheren Außentemperaturen (z.B. Sommer).

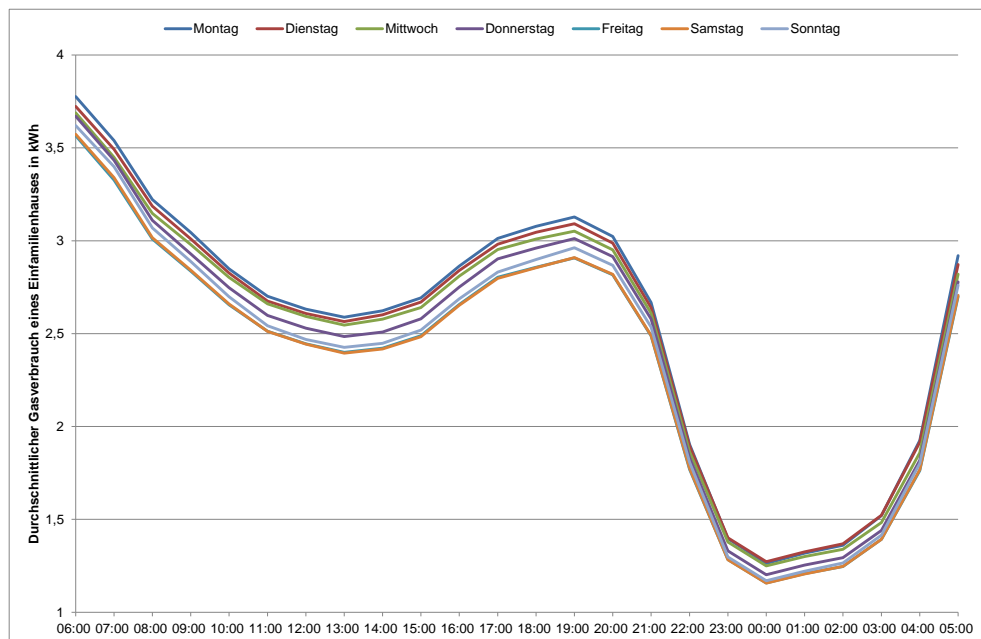


Abb. 5-13: Durchschnittlicher Gasverbrauch eines Einfamilienhauses nach Wochentag

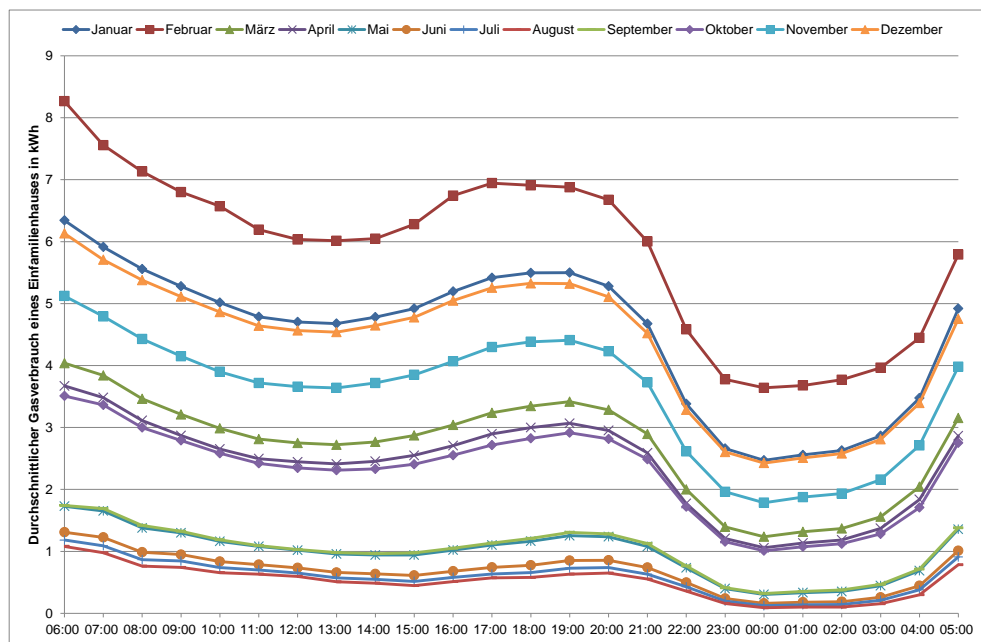


Abb. 5-14: Durchschnittlicher Gasverbrauch eines Einfamilienhauses nach Monat

Der durchschnittliche Gasverbrauch eines Mehrfamilienhauses (am Beispiel eines ca. 8-Bewohner-Hauses mit dem jährlichen Verbrauch von 59.495 kWh) zeigt im Vergleich zu einem Einfamilienhaus einen glatteren Tagesverlauf und einen größeren Verbrauch (s. Abb. 5-15).

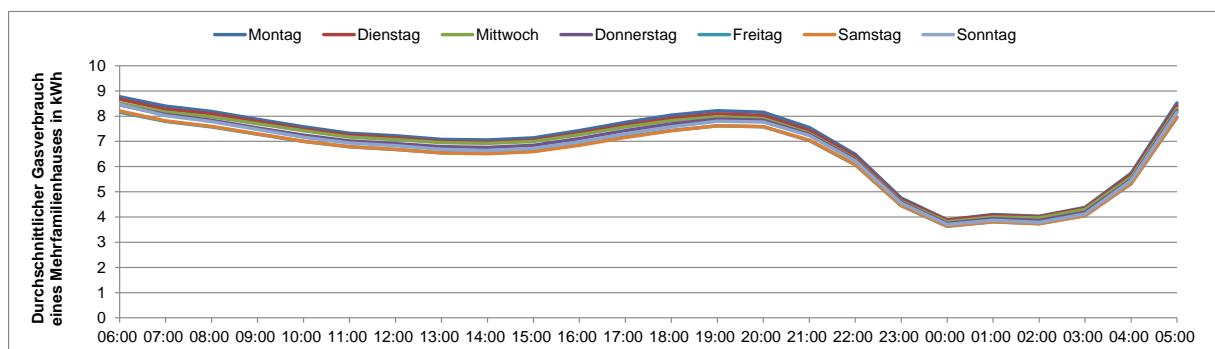


Abb. 5-15: Durchschnittlicher Gasverbrauch eines Mehrfamilienhauses nach Wochentag

Wie die Verläufe der Diagramme erkennen lassen, findet insbesondere für Einfamilienhäuser eine typische Tagesabsenkung des Gasverbrauchs zwischen 8:00 Uhr und 14:00 Uhr im Winter bzw. 17:00 Uhr im Sommer statt. In dieser Zeit wird jedoch viel erneuerbarer Strom aus PV-Anlagen erzeugt. Dies bedeutet, dass etwaiger erzeugter Wasserstoff nicht ins Gasnetz eingespeist werden kann, was gerade in ländlichen Gebieten ohne Industrie aber mit einem hohen PV-Potential auftreten kann. Entweder wird dann der Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid weiter zu Methan gewandelt oder es muss der Strom kurzfristig in Batterien gespeichert oder über Leitungen weggeleitet werden. Alternativ kann abgeregelt werden.

Schlussendlich muss auch bei diesen Regionen eine detaillierte Analyse durchgeführt werden, welche Maßnahme die sinnvollste ist.

5.3.3 Wasserstoffeinspeisepotential in den Modellregionen

Das Wasserstoffeinspeisepotential wird unterschieden in das maximale und das technische Wasserstoffeinspeisepotential.

Das maximale Wasserstoffeinspeisepotential wird auf Basis des Gasflusses berechnet und weist die Wasserstoffmenge aus, die bei vollständiger Ausschöpfung der maximal erlaubten Wasserstoffgehalte im Gas zu erreichen sind.

Das technische Wasserstoffeinspeisepotential ist das Potential, das zum einen durch die normativen Grenzwerte der Wasserstoffgehalte im Gas [43] [48] und zum anderen durch die mögliche Einspeisung durch die vorhandene Residuallast limitiert wird und stellt einen Teil des maximalen Wasserstoffeinspeisepotential dar. In diesem Potential werden somit die negativen Residuallasten, die aufgrund von Wind und PV auftreten, mit einbezogen. Ferner bedeutet der Transport des dezentral erzeugten erneuerbarem Stroms zu den Nutzern einen Ausbau der Stromnetze auf allen Ebenen. Hierbei können Gleichzeitigkeitseffekte in der Mobilität und dem Wärmebedarf zu deutlichen Lastspitzen führen, die durch Kurzzeitstromspeicher wie z.B. Batterien bzw. durch zusätzlich installierte EE-Stromerzeugung nicht lokal gedeckt werden könnten. Um die Energieversorgung daher weiterhin sicher und effizient betreiben zu können, bietet sich der gasförmigen Energieträger Wasserstoff für einen Energietransfer in andere Sektoren und als Speicher an. Vorteile beim Einsatz von Gas allgemein ist die vorhandene leistungsfähige Infrastruktur zum Transport und zur Verteilung sowie die Möglichkeit effiziente Nutzungstechnologien einzusetzen. Um kaum zusätzlichen Aufwand für die sukzessive Umrüstung aufbringen zu müssen, kann Wasserstoff nur dem transportierten Methan/Erdgas beigemischt werden. Als heute gültige Beimischgrenzen sind nach der DIN 51624 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren“ 2 Vol.-% im Erdgas erlaubt [48] und nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ kleiner 10 Vol.-% [44]. Eine zukünftige Erhöhung der Beimischgrenze wird beim DVGW diskutiert.

Die Vorgehensweise der Potentialermittlung wird am Beispiel Karlsruhe erläutert und entsprechend in den anderen Modellregionen angewendet.

Die Stadt Karlsruhe hat am 15. Dezember 2009 einem neuen Klimaschutzkonzept zugestimmt. Der Stadtrat hat als Zielvorgabe für den kommunalen Klimaschutz in Karlsruhe die „2-2-2-Formel“ definiert. Dieser sieht eine jährliche Minderung des Endenergieverbrauchs bzw. der CO₂-Emission um 2 % und die Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2007 (Basisjahr) vor [122].

Im Jahr 2007 hatte Karlsruhe 301.441 Einwohner²⁰ (2014: 316.346 [123]) mit einer Wohnfläche von 38,6 m² pro Einwohner. Die Zahl der Wohnungen beträgt 144.639, die sich auf 39.469 Wohngebäude verteilen. 17.472 Wohngebäude sind Einfamilienhäuser, 7.118 Gebäude sind Zweifamilienhäuser. Bei den restlichen 7.118 Gebäuden handelt es sich um Wohngebäude mit mehr als zwei Wohneinheiten (Mehrfamilienhäuser) [121].

²⁰ Wohnberechtigte (= Bevölkerung mit Haupt- und/oder Nebenwohnung zusammen)

Der Endenergieverbrauch für das Basisjahr 2007 betrug in Karlsruhe 7.175 GWh, dabei spielt der Industriesektor mit 44 % des Verbrauchs (s. Abb. 5-16) eine sehr starke Rolle.

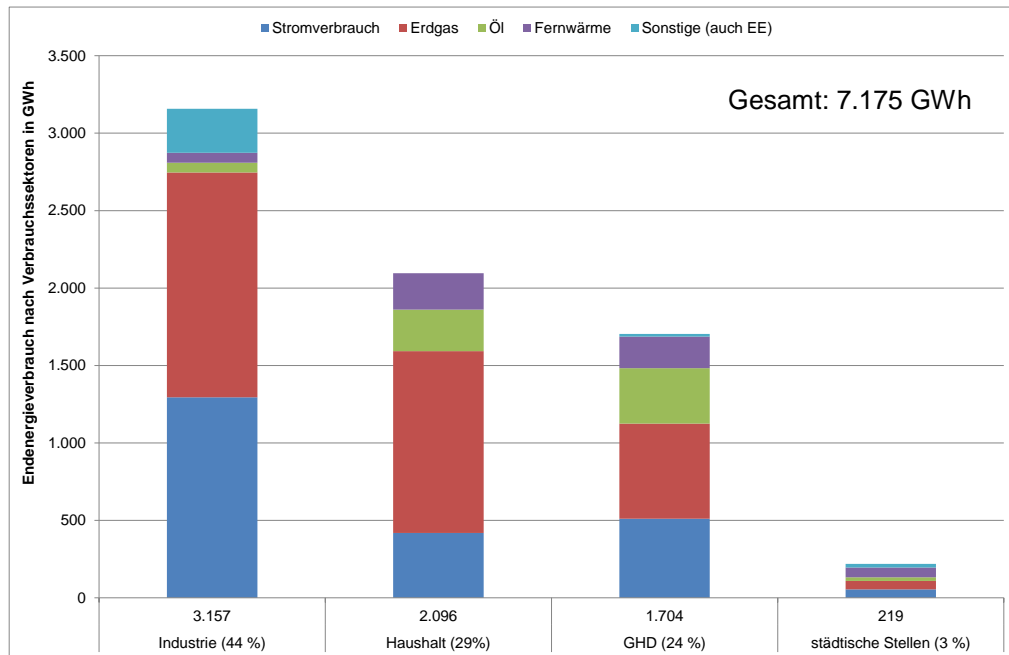


Abb. 5-16: Endenergieverbrauch nach Sektoren ohne Verkehr (eigene Darstellung, vgl. [121])

Um einen Blick über die geografische Lage der wichtigsten Einspeisepunkte zu schaffen, gibt die Abb. 5-17 einen Überblick über das Verteilungsnetz in der Modellregion Karlsruhe.



Abb. 5-17: Ortstransportnetz Gas (Karlsruhe)

Um das Potenzial der Wasserstoff-Einspeisung ermitteln zu können, wurden die jährlichen Verläufe an den einzelnen Einspeisepunkten betrachtet. Die stündliche Einspeisung ist Abb. 5-18 zu entnehmen.

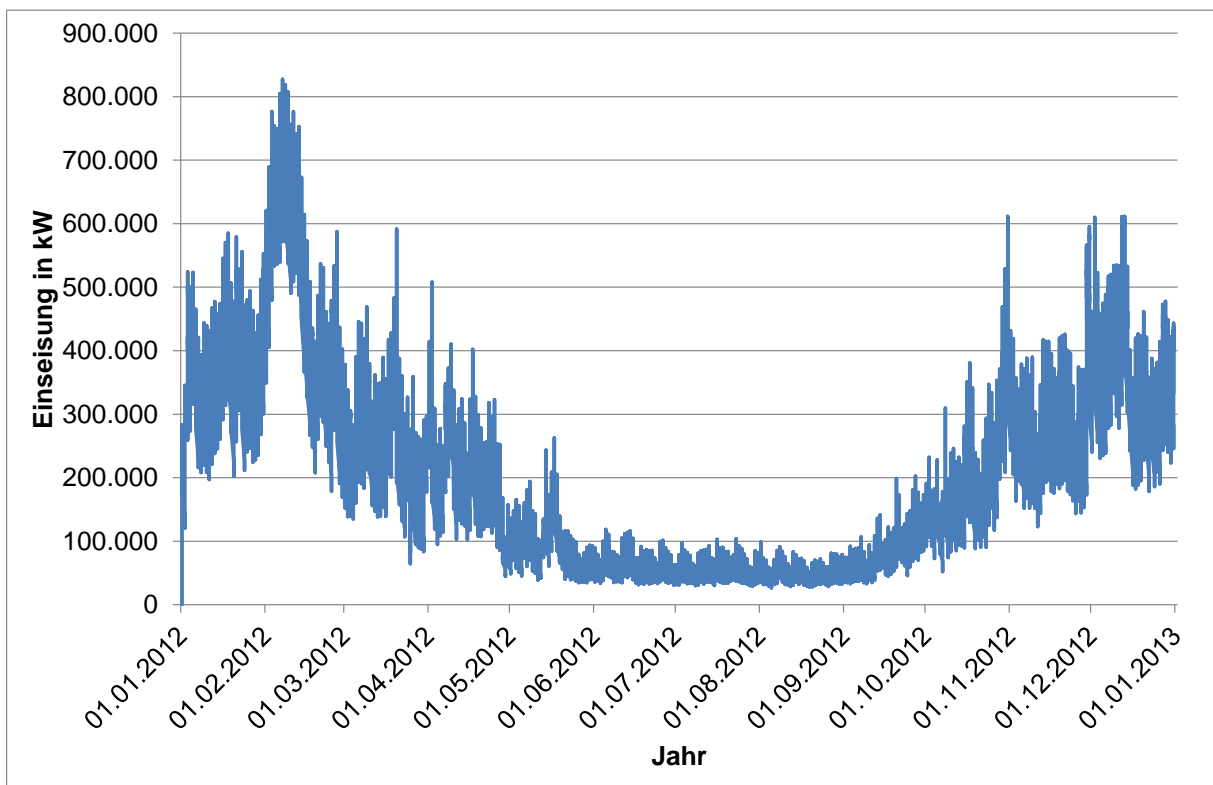


Abb. 5-18: Jährliche Einspeisung

Allerdings bietet nur ein Einspeisepunkt die Möglichkeit, durchgängig H₂ einspeisen zu können (2 Vol.-% bzw. 10 Vol.-%), da dort über das gesamte Jahr Gas eingespeist wird.

Abb. 5-19 zeigt, die stundenscharfe Einspeisungen in Abhängigkeit der Menge und die dazugehörigen Werte für 2 Vol.-% bzw. 10 Vol.-% H₂-Einspeisung. Es ist zu sehen, dass die Stunden mit maximaler Einspeisung in Winter liegen, was zu erwarten war. Um die Abhängigkeit des Verlaufs der Einspeisung von den Lufttemperaturen und der Windgeschwindigkeit zu ermitteln, wurden auch die Stundenwerte in die Analyse einbezogen. Hier zeigt sich, dass Karlsruhe trotz einer gewissen Industriedichte eine starke Abhängigkeit des Gasflusses von der Temperatur aufweist und somit in den Wintermonaten ein hohes Wasserstoffeinspeisepotential hat. Die mögliche Einspeisemenge von Wasserstoff und die dadurch mögliche Größe für einen Elektrolyseur kann aus entnommen werden. Bei einem Wasserstoffgehalt von maximal 2 Vol.-% können etwa 100 m³ H₂ (elektrische Anlagegröße: ~1 MW) pro Stunde bei ca. 8.000 Betriebsstunden ins Netz eingespeist werden, wodurch die Anlage 92 % des Jahres in Betrieb sein könnte. Bei einer Einspeisungsgrenze von 10 % ist eine elektrische Anlagegröße von fast 4 MW möglich.

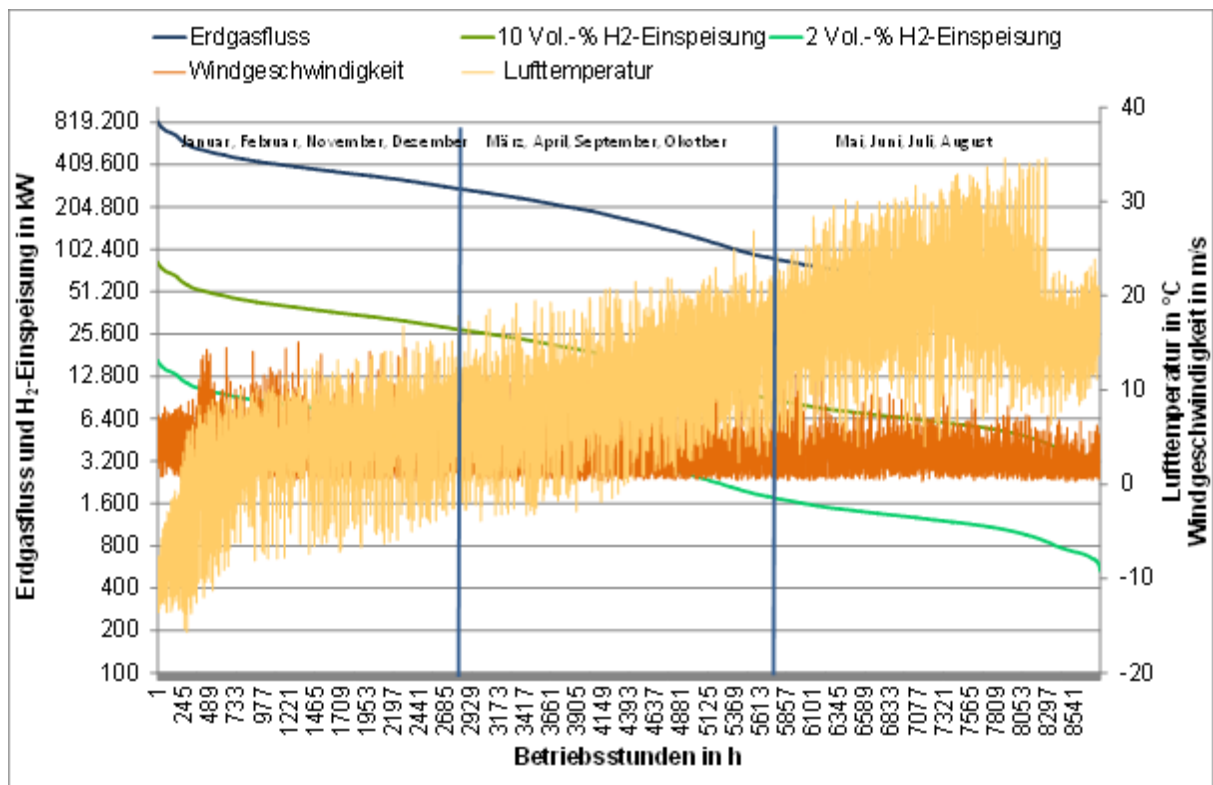


Abb. 5-19: Stundeneinspeisung Nord, Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit nach Betriebsstunden

Auf Basis der heute gültigen Beimischgrenzen wurde in dieser Arbeit an den vier Modellstandorten das technische Potential zur Erzeugung von Wasserstoff für eine Einspeisung abgeschätzt. Hierfür wurde in einem ersten Schritt stundenscharf die lokale Residuallast ermittelt. In einem zweiten Schritt wurden auf Basis der Szenarien stundenscharf die Gaslasten der Modellregionen für die Sektoren Wärme, Industrie und Mobilität auf Basis von Standardlastprofilen, Lastprofile von Industriezweigen und Häuserstruktur sowie Industrieansiedlungen für die Zukunft ermittelt, um anschließend die einspeisbare Menge an Wasserstoff zu bestimmen. Für den Gasbedarf wurden Szenarien A/B und C herangezogen. Hierfür wurden je nach Szenario u.a. eine Sanierungsrate für Häuser, ein Anstieg der Gasmobilität abgebildet durch eine Tankstelle und eine Effizienzsteigerung beim Industrieverbrauch definiert. Die Aufteilung des an Strom- und Gasanteils an der Energieversorgung kann der Abb. 5-20 für alle Modellregionen entnommen werden. Bei der Analyse zeigt sich, dass besonders Regionen mit hohem Wind- und PV-Potential ein hohes Einspeisepotential aufweisen. Allerdings ist die Möglichkeit, Wasserstoff in das lokale Gasnetz einzuspeisen, nur moderat gegeben (s. Abb. 5-23 bis Abb. 5-24).



Abb. 5-20: Aufteilung nach Energieträgern des Endenergiebedarfs 2010 und 2040

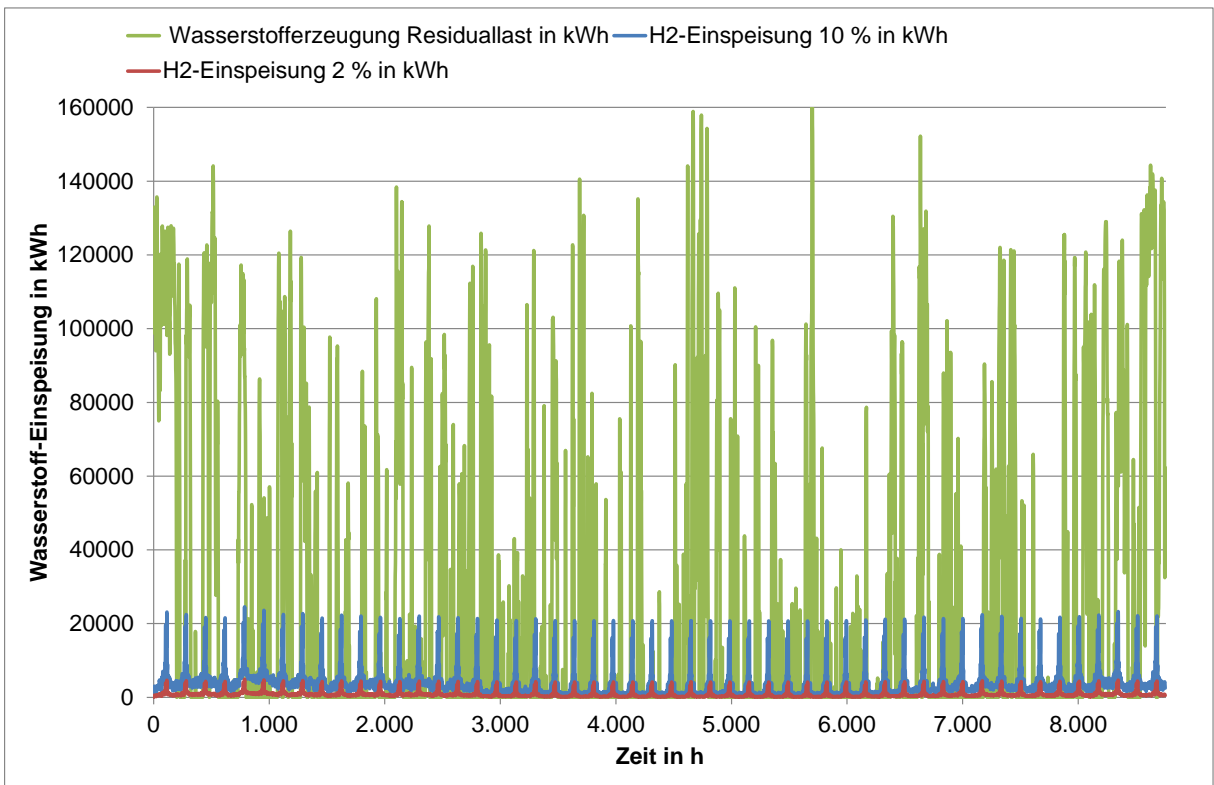


Abb. 5-21: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential Aalen 2040 Szenario C

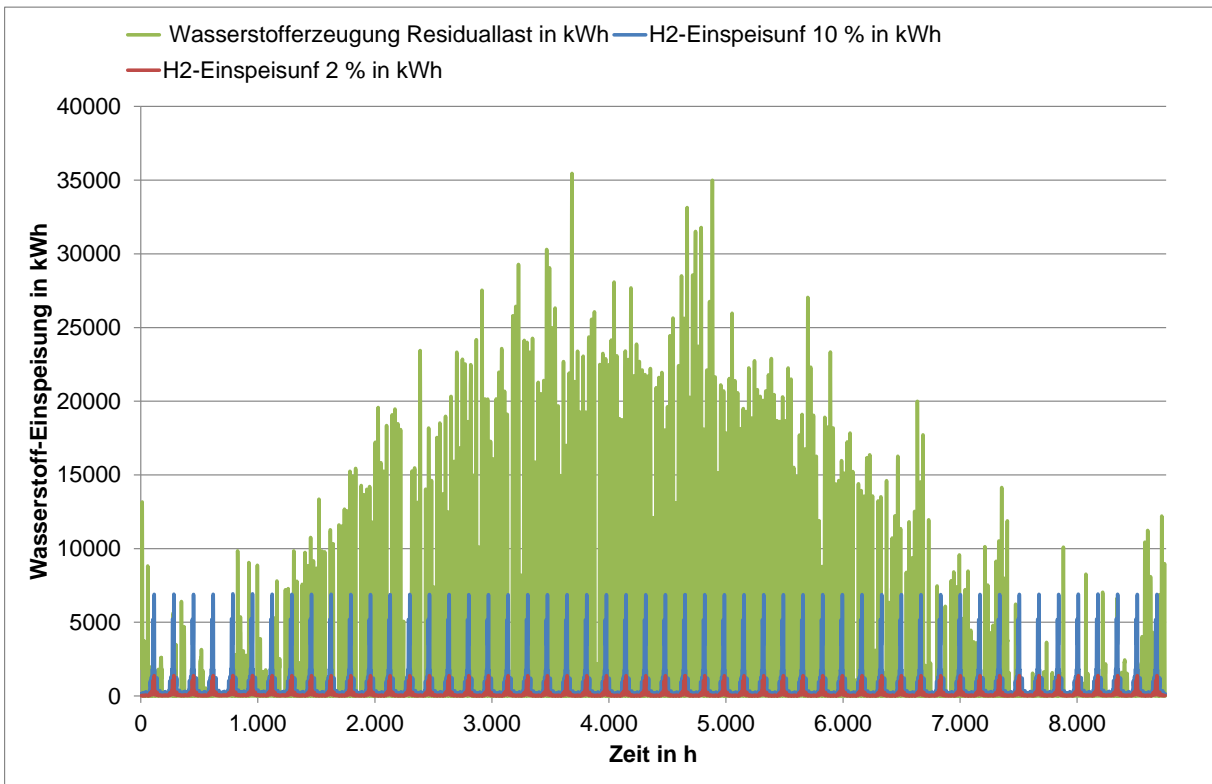


Abb. 5-22: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential Leutkirch 2040 Szenario C

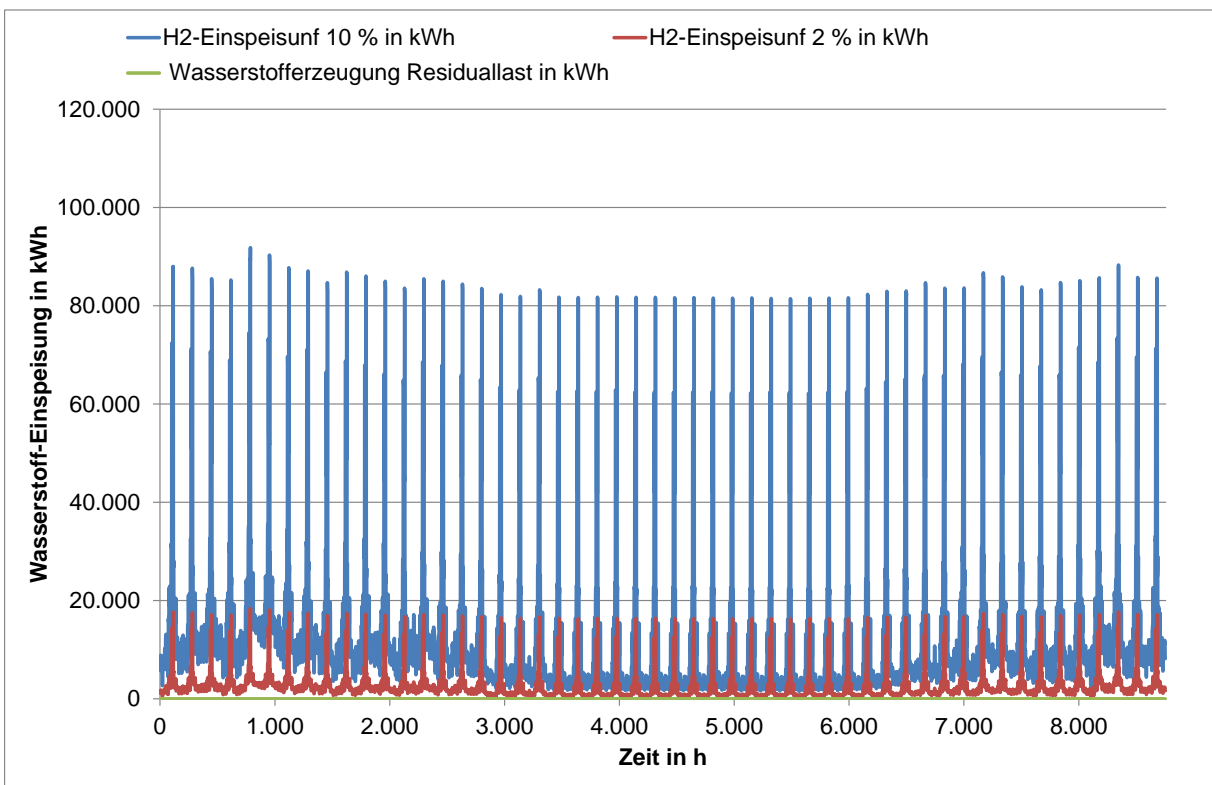


Abb. 5-23: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential Karlsruhe 2040 Szenario C

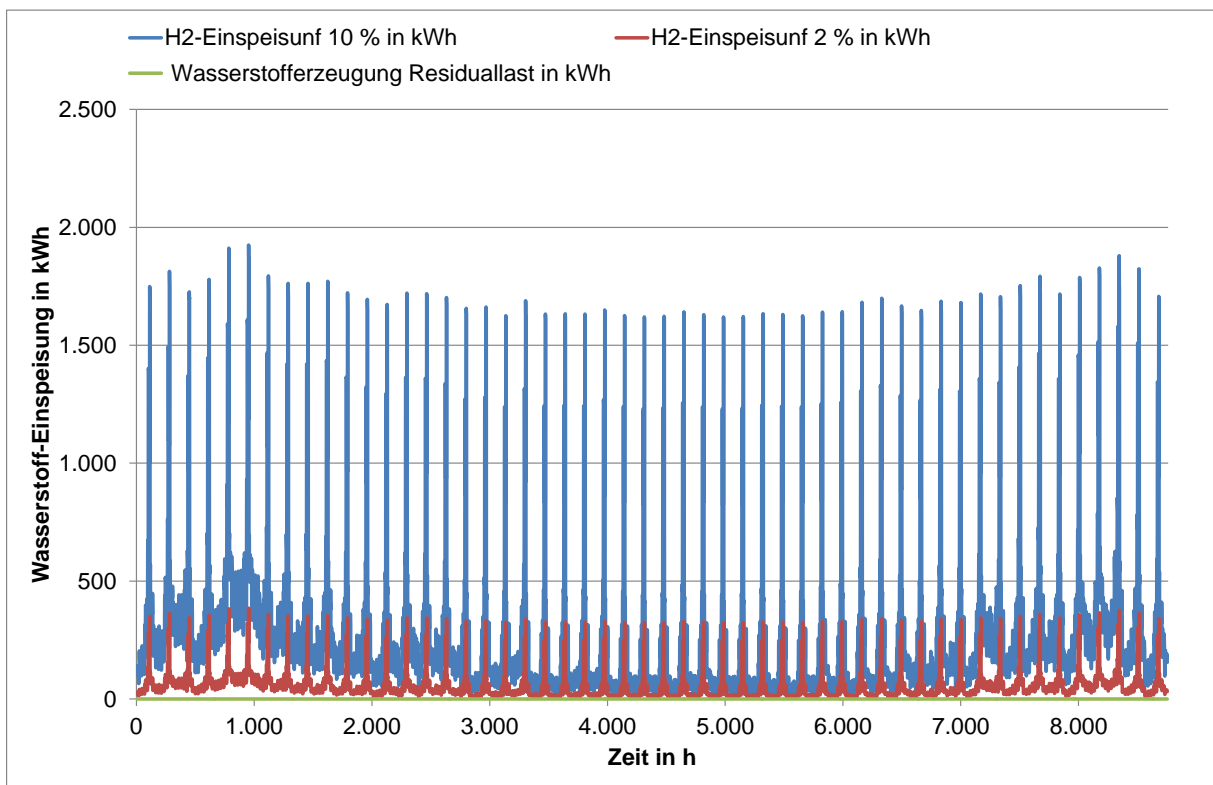


Abb. 5-24: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential Pfaffenweiler/Ebringen 2040 Szenario C

Bei der stundenscharfen Betrachtung von z.B. Aalen als einen sehr guten Standort für die Erzeugung von erneuerbarem Strom und einer Kappung von den letzten 5 % der Residuallastspitzen könnte in Aalen maximal ca. 217 GWh Wasserstoff eingespeist werden (s. Tab. 5-1). Das Gasnetz kann jedoch im Szenario Gas nur ca. 14 GWh (Limit H₂-Gehalt y_{H_2} = 10 Vol.-% im Gasnetz) bei einer Leistung der Elektrolyse von 7,8 MW bzw. 2,9 GWh (Limit H₂-Gehalt y_{H_2} = 2 Vol.-% im Gasnetz) bei einer Leistung der Elektrolyse von 1,6 MW Wasserstoff aufnehmen, was ca. 1,3 % bzw. 6,4 % der negativen Residuallast bedeutet. Beim Szenario IEKK können dagegen nur ca. 40 % beim Limit H₂-Gehalt y_{H_2} = 10 Vol.-% und 25 % beim Limit H₂-Gehalt y_{H_2} = 2 Vol.-% eingespeist werden (s. Tab. 5-2).

Bei der stundenscharfen Betrachtung von Standorten mit geringem Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Strom wie z.B. die Großstadt Karlsruhe zeigt sich, dass auch in der Zukunft kein lokales Einspeisepotential zu erwarten ist (s. Tab. 5-1 und Tab. 5-2). Allerdings können in diesen Regionen größere Mengen an Wasserstoff eingespeist werden. Dies bedeutet jedoch, dass der regenerative erzeugte Strom entweder als Wasserstoff z.B. als Beimischung in einer überregionalen Pipeline oder direkt über eine Stromleitung in die Region gebracht werden muss.

Bei einer Wandlung zu Methan könnte dagegen die gesamte Menge an erzeugtem Wasserstoff eingespeist werden, was ca. 54 % des Gasverbrauchs der Modellregion (Wärme, Industrie und Mobilität) im Szenario C (Gaswendungen werden favorisiert) bzw. 200 % des

Gasverbrauchs im Szenario A/B bedeutet. Das überschüssige Methan im Szenario A/B könnte dann einfach über das vorhandene Gasnetz den Regionen mit Bedarf zugeleitet werden.

Tab. 5-1: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential für die Modellregionen 2040 Szenario C

Modellregion	Wasserstoff- erzeugung aus Residu- allast in GWh/a	Maximales H ₂ - Einspeise- potential in GWh/a	H ₂ - Einspeise- potential aus Residuallast in GWh/a	Maximales H ₂ - Einspeise- potential in GWh/a	H ₂ - Einspeise- potential aus Residuallast in GWh/a	Einspeise- zeiten in h
H ₂ -Anteil		2 Vol-%	2 Vol-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%	
Karlsruhe	0,0	29,3	0,0	146,5	0,0	0,0
Pfaffenwei- ler/ Ebringen	0,0	0,5	0,0	2,6	0,0	0,0
Aalen	217,3	7,3	2,9	36,3	13,8	3481
Leutkirch	26,0	1,3	0,4	6,6	1,9	2716

Tab. 5-2: Maximales und technisches H₂-Einspeisepotential für die Modellregionen 2040 Szenario A

Modellregion	Wasserstoff- erzeugung aus Residu- allast in GWh/a	Maximales H ₂ - Einspeise- potential 1 in GWh/a	H ₂ - Einspeise- potential 1 aus Residu- allast in GWh/a	Maximales H ₂ - Einspeise- potential 2 in GWh/a	H ₂ - Einspeise- potential 2 aus Residu- allast in GWh/a	Einspeise- zeiten in h
H ₂ -Anteil		2 Vol-%	2 Vol-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%	
Karlsruhe	0,0	9,9	0,0	49,9	0,0	0,0
Pfaffenwei- ler/ Ebringen	0,0	0,2	0,0	1,0	0,0	0,0
Aalen	217,3	2,9	1,2	14,4	3,5	3481
Leutkirch	26,0	0,3	0,1	1,5	0,4	2716

Bei einem Vergleich der realen lokalen negativen Residuallastpotentiale entsprechend mit einem theoretischen negativen Residuallastpotential, das über die lokale Bevölkerungsanzahl aus der über Baden-Württemberg summierten negativen Residuallast abgeleitet wurde, zeigt sich, dass die Ergebnisse stark verfälscht sein können. In Regionen mit einem sehr hohen negativen Residuallastpotential werden deutlich geringere mögliche Einspeisezeiten und absolute H₂-Mengen prognostiziert. Z.B. in Aalen würden nur noch ca. 11,7 % des realen negativen Residuallastpotentials in 1.476 h vorhergesagt. Dagegen werden in Regionen mit einem geringen realen negativen Residuallastpotentials diese deutlich überschätzt. Z.B. in Karlsruhe würden statt keinem Potentials ca. 115 GWh prognostiziert werden. Da die negative Residuallast über Baden-Württemberg quasi gemittelt wurde, ergeben sich für Karlsruhe ebenfalls 1.476 h, in denen negative Residuallasten auftreten. Dies bedeutet, dass nur lokale Betrachtungen zu Ergebnissen führen, die eine Planung der Stromnetze und der PtG-Anlagen ermöglichen.

Die Analyse der Wasserstoffeinspeisung in lokale Gasverteilnetze zeigt zudem, dass in Regionen mit einer hohen negativen Residuallast PtG ohne Wandlung von Strom in Methan die Entlastung der Netze nur gering ist. Dies bedeutet jedoch, dass gerade in der Methanherzeugung eine Chance für die Sektorenkopplung durch die Bereitstellung von Kraft- und Brennstoffen besteht. Da der regionale Einsatz von PtG eine signifikante Reduktion des ansonsten notwendigen Stromnetzausbaus in allen Ebenen bewirkt (s. [27], [124]) und die Nutzung von

regenerativen Gasen die Wärmeversorgung deutlich kosteneffizienter macht als sehr ambitionierte Wärmedämmmaßnahmen z.B. entsprechend dem Szenario IEKK (s. [125], [126]), kann geschlossen werden, dass der Einsatz regionaler PtG das Energiesystem volkswirtschaftlich optimiert.

6 Erlösmöglichkeiten PtG-Optionen

6.1 Techno-ökonomische Bewertung von Standortkonzepten

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die Vorarbeiten aus den Arbeitspaketen 1 bis 3 zusammenzuführen. Hierzu müssen in einem ersten Schritt notwendige Modellschnittstellen zwischen den Projektpartnern sowie notwendige Vorgehensweisen eruiert werden. Ferner sind auch Rückkoppelungen zwischen den Arbeitspaketen 5 und 6 einzuplanen. Einen Überblick über das Arbeitspaket gibt Abb. 6-1.

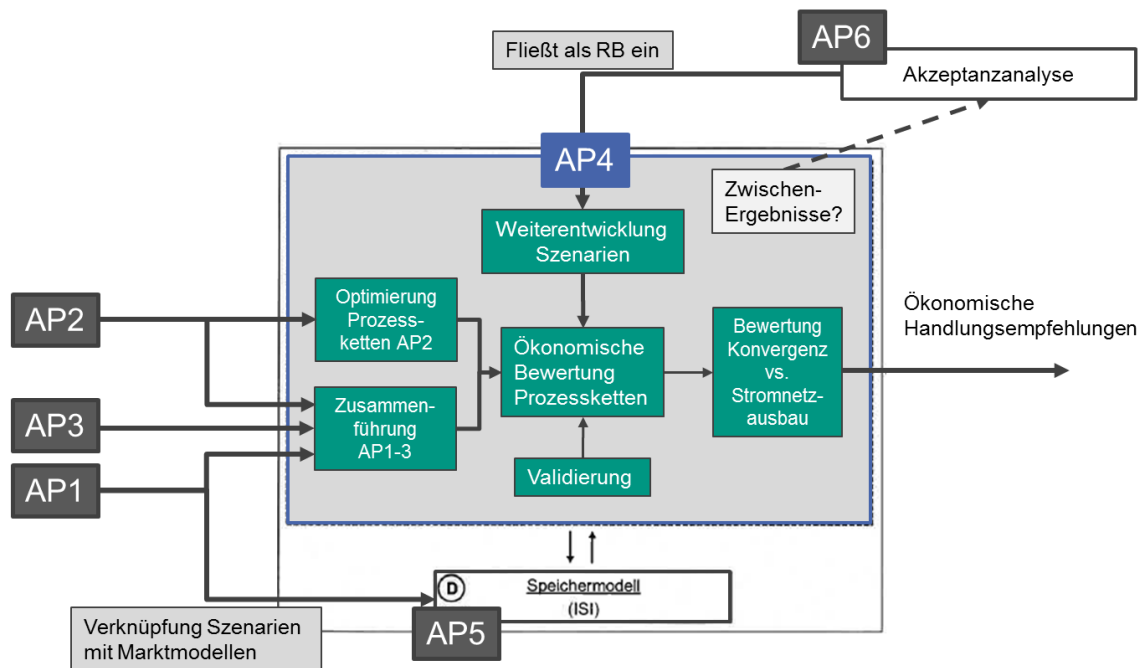


Abb. 6-1: Überblick über das Arbeitspaket 4 (eigene)

Für die Modellbildung wird ein in das Modell integriertes Stromnetzmodell benötigt. Bei der Abbildung des Stromnetzes muss auf Grund der gewählten Systemgrenzen „Baden-Württemberg“ zwischen Baden-Württemberg selbst, dem Rest der Bundesrepublik und dem europäischen Ausland unterschieden werden. Hierbei kann – nicht zuletzt auf Grund von Restriktionen (z.B. Laufzeit des eingesetzten Simulationswerkzeugs, Projektumfang) – ein nur begrenzter Ausschnitt mit hinreichend hoher Genauigkeit abgebildet werden. Insofern wurde entschieden, das Stromnetz in Baden-Württemberg zusammen mit seinen Grenzkupplstellen detaillierter abzubilden, während der Rest der Bundesrepublik in drei Teile (Bayern, Deutschland Nordwest, Deutschland Ost) geteilt und das Ausland komplett in aggregier-

ter Form dargestellt wird. Das ausländische Stromnetz bleibt dabei – wie auch in anderen Studien – unberücksichtigt.

Zur Abbildung des Stromnetzes in Deutschland steht ein von Seiten der Bundesnetzagentur (BnetzA) bereitgestellter Datensatz zur Verfügung. Diese Daten sind so aufbereitet, dass das Transportnetz (220 kV und 380 kV) zumindest hinsichtlich der Umspannwerke georeferenziert und damit standortscharf vorliegt. Ferner wurde seitens des KIT-IIP ein Algorithmus entwickelt, der es erlaubt, aus öffentlich zugänglichen Stromnetzdaten auch das Hochspannungsnetz (110 kV) auszulesen und geografisch den Umspannwerken des BnetzA-Datensatzes zuzuordnen. Damit wird gesichert, dass zumindest keine fälschliche räumliche Zuordnung von regionalisierter EE-Erzeugung, aber auch Lasten stattfindet (Beispielsweise würden einige Gemeinden im Schwarzwald bei Unkenntnis des 110kV-Netzes über die „Nächste-Nachbar-Methode“ den Umspannwerken im Oberrhein zugeordnet). Das bisherige Stromnetzmodell ist in Abb. 6-2 dargestellt. Dieses stellt die Grundlage für die Modellkoppelung zwischen dem Optimiermodell des KIT-IIPs und des Lastflussmodells des KIT-IEHs dar.

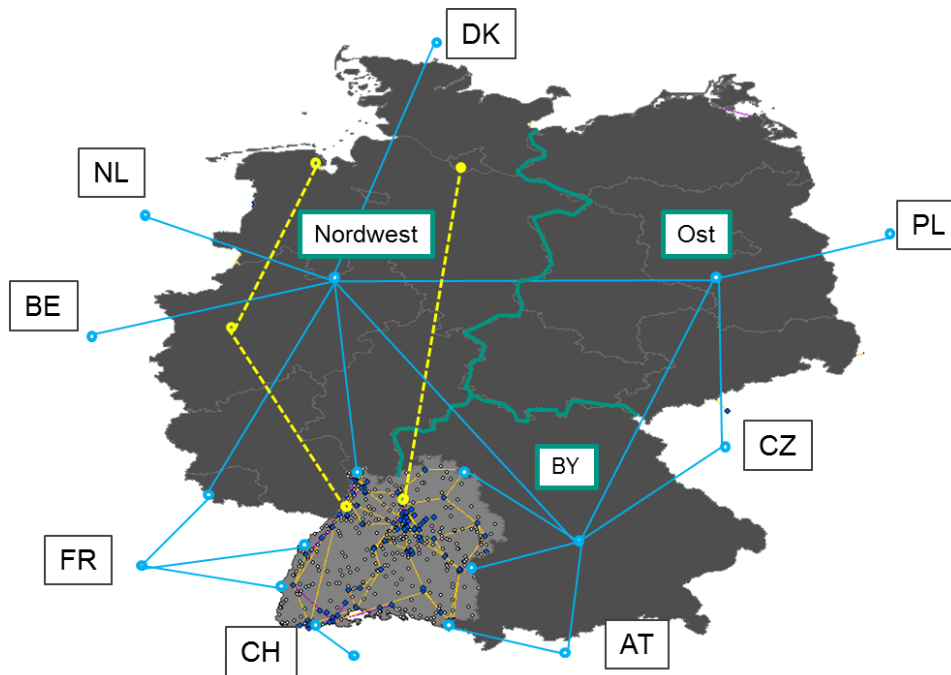


Abb. 6-2: Stromnetzmodell (eigene)

6.2 Bewertung von Erlösmöglichkeiten

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die Erlösmöglichkeiten für PtG-Anlagen zu identifizieren und zu bewerten. Bei der Analyse wird berücksichtigt, dass verschiedene Nutzungsmöglichkeiten von H₂ bzw. CH₄ existieren. Erlöse lassen sich bspw. am Strommarkt durch die Rückverstromung und den Verkauf des Stroms am Spotmarkt generieren. Aufgrund der flexiblen Fahrweise der Elektrolyse eignet sich PtG außerdem für die Teilnahme am Regenergiemarkt. Absatzmöglichkeiten sind aber auch durch die energetische Nutzungen im Wärme- und Verkehrssektor sowie durch eine direkte stoffliche Nutzung des Gases gegeben, z.B. in

der chemischen Industrie, siehe Abb. 6-3. Dabei können Synergien auftreten, die sich durch das Bedienen verschiedener Märkte im Vergleich zur Beschränkung auf Strommarktaktivitäten ergeben. Als Grundlage der Analyse dient ein Modell, das die Betriebsweise einer PtG-Anlage wirtschaftlich optimiert und die Optionen der Rückverstromung, der Regelenergievorhaltung und der Wasserstoffbereitstellung für die weitere stoffliche oder energetische Nutzung berücksichtigt.

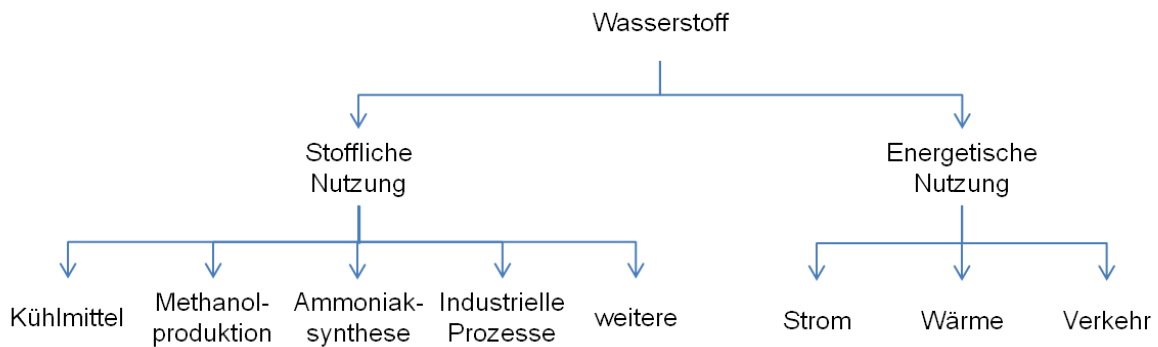


Abb. 6-3: Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff nach [127]

Im ersten Teilarbeitspaket AP 5.1 wird auf die zukünftige Situation am Strommarkt eingegangen. Die Preisentwicklung am Spot- und Regelenergiemarkt ist für eine PtG-Anlage von Relevanz, da sie zum einen die Strombezugskosten des Elektrolyseurs beeinflusst und zum anderen potentielle Erlöse für die Rückverstromung und Regelleistungsvorhaltung bietet.

Bei der stofflichen Nutzung von H_2 bzw. CH_4 konkurriert PtG mit einer Reihe von Produktionsverfahren, die bereits zur Gasproduktion eingesetzt werden und derzeit geringere Gasgestehungskosten aufweisen. Um gegenüber diesen Verfahren, die überwiegend auf konventionellen Energieträgern beruhen, zukünftig konkurrenzfähig zu sein, muss PtG Gasgestehungskosten aufweisen, die im Bereich oder unterhalb der Gestehungskosten der Konkurrenztechnologien liegen. Die Auswahl und Analyse der Konkurrenztechnologien erfolgt in AP 5.2.

Um zu ermitteln, wie sich die Nachfrage nach H_2 bzw. CH_4 entwickeln könnte, wird auf Basis von Literaturauswertungen in AP 5.3 ein kurzer Überblick zu möglichen Entwicklungspfaden gegeben. Dieser dient lediglich einer groben Einschätzung des Marktpotentials. Eine detaillierte Analyse ist aufgrund der verschiedenen Sektoren, in denen die Nachfrage anfällt, sehr komplex und überschreitet den Rahmen dieser Studie.

Abschließend werden in AP 5.4 die Erlösmöglichkeiten gegenübergestellt, die sich am Strommarkt und bei einer direkten stofflichen bzw. energetischen Nutzung ergeben. Es wird herausgearbeitet, welche Absatzmöglichkeiten für PtG attraktiv erscheinen und ob ein wirtschaftlicher Betrieb einer PtG-Anlage unter den angenommenen zukünftigen Rahmenbedingungen möglich ist.

6.2.1 Preissimulation für Spot- und Regelenenergiemarkt

Die Preissimulation für den Spotmarkt erfolgt mittels eines stündlich aufgelösten Merit-Order-Modells, das die zukünftigen Rahmenbedingungen im deutschen Strommarkt ab- und den Preisbildungsmechanismus nachbildet. Da das Marktgebiet nicht auf Baden-Württemberg, sondern auf Deutschland begrenzt ist, werden hierzu Energieszenarien für Deutschland herangezogen, die in AP 1 abgestimmt wurden.

Im Merit-Order-Modell wird eine Vielzahl von Informationen über den konventionellen Kraftwerksparks berücksichtigt. Insgesamt sind in der Datenbank ca. 1.000 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen und ökonomischen Parametern (Kapazität, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthalten. In der Simulation bildet sich der stündliche Preis an der Strombörse (Spotmarkt) aus dem Schnittpunkt von Stromangebot und -nachfrage. Die Angebotsseite setzt sich aus den Kapazitäten der Pumpspeicher sowie der erneuerbaren Energien-Anlagen und konventionellen Kraftwerke zusammen, die auf Basis von variablen Stromerzeugungskosten anbieten. Nach diesen Kosten richtet sich die Einsatzreihenfolge, die auch als „Merit Order“ bezeichnet wird: Zuerst kommen die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten zum Zug, zuletzt die mit den Höchsten. Das Gebot des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzt den Strompreis.

Das Merit-Order-Modell wurde innerhalb des Arbeitspaketes aufgestellt. Anschließend wurden die Szenarien eingebunden, so dass Spotmarktpreise für Stützjahre in der Zukunft generiert werden können. Die simulierten Preise sind der Input für das Optimierungsmodell einer PtG-Anlage. Dabei bezieht die PtG-Anlage zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise Strom und kann ihn zu Zeiten hoher Preise wieder rückverstromen und absetzen oder den Wasserstoff zur direkten Nutzung anbieten. Die PtG-Anlage umfasst hierbei nur die Herstellung von Wasserstoff ohne anschließende Methanisierung. Damit der Methanisierung weitere Investitionen und Wirkungsgradverluste verbunden sind, ist die Wirtschaftlichkeitsbewertung des Elektrolyseurs allein bereits ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit. Wird für den Elektrolyseur kein wirtschaftliches Ergebnis erreicht, ist davon auszugehen, dass auch bei einer Erweiterung um eine Methanisierungsanlage kein profitabler Betrieb möglich ist.

Neben der Vermarktung der Leistung am Spotmarkt bietet auch der Regelenenergiemarkt Erlösmöglichkeiten für eine PtG-Anlage. Zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Stromnetz werden verschiedene Optionen eingesetzt, z.B. Redispatchmaßnahmen oder Blindleistungsbereitstellung. Die Regelenergie wird benötigt, um Stromangebot und -nachfrage permanent im Gleichgewicht zu halten und kurzfristig auftretende Abweichungen zu kompensieren. Aufgrund der Kurzfristigkeit der Bereitstellung müssen die Anbieter bestimmte technische Anforderungen erfüllen, die im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens überprüft werden [128]. Tab. 6-1 gibt eine Übersicht über die Charakteristika und Ausgestaltung der drei Regelleistungsarten.

Tab. 6-1: Anforderungen und Daten zu verschiedenen Regelleistungsarten (vgl. [128], [129])

	Primärregelleistung	Sekundärregel- leistung	Minutenreserve
Ausschreibungsdauer	Wöchentlich	Wöchentlich	Werktäglich
Produkte	Pos. und neg. Regelleistung	Pos. oder neg. Regelleistung	Pos. oder neg. Regelleistung
Produktlaufzeit	1 Woche	Haupttarif: Mo-Fr 8-20 h Nebentarif: restlicher Zeitraum und Feiertage	4 Stunden
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Aktivierung	Basierend auf lokaler Frequenzmessung	Zentraler Abruf durch IT	Zentraler Abruf durch IT oder Telefon
Aktivierungszeit	≤ 30 Sekunden	≤ 5 Minuten	≤ 7-15 Minuten
Ausgeschriebene Leistung in Deutschland	600 MW	Für pos. und neg. Regelleistung jeweils ca. 2000 MW	Für pos. und neg. Regelleistung jeweils ca. 2000 MW
Anzahl der Anbieter	19	31	44
Art der Anbieter	Laufende Erzeuger, Speicher	Laufende Erzeuger, Wasserkraftwerke, große Nachfrager, Speicher	Laufende und schnell startende Erzeuger im Stand-by-Betrieb, große Nachfrager, Speicher

Zu berücksichtigen ist, dass die Angebotsgröße nicht von einer einzelnen Einheit erbracht werden muss, sondern auch durch sog. Pooling mehrerer Einheiten durch eine zentrale Stelle erreicht werden kann, die die Regelsignale an die Einheiten kommuniziert.

Ein wichtiger Unterschied zwischen Spot- und Regelenergiemarkt liegt in der Vergütungsform. Am Spotmarkt wird elektrische Energie (auch Arbeit genannt) gehandelt. Am Regelenergiemarkt wird dagegen auch elektrische Leistung (Energie pro Zeitintervall) angeboten, die für einen sicheren Netzbetrieb eventuell benötigt wird. D.h. die Vorhaltung dieser Leistung wird mit dem Leistungspreis vergütet und im Falle von Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird zusätzlich der Abruf dieser Leistung mit einem Arbeitspreis vergütet. Der Abruf erfolgt kurzfristig nach Bedarf. Das Gebot für den Leistungspreis orientiert sich an den entgangenen Einnahmen am Spotmarkt (Opportunitätskosten) des Anbieters, da die Auktion für Regelleistung vor der Spotmarktauktion stattfindet und Erzeugungskapazität, die am Regelenergiemarkt den Zuschlag erhält, somit nicht am Spotmarkt angeboten werden kann.

Innerhalb dieses APs soll der Einsatz einer PtG-Anlage am Regelle Energiemarkt analysiert werden. Dabei wird untersucht, welche Einsatzmöglichkeiten sich durch das Hoch- und Runterregeln der Elektrolyse ergeben. Auch mit einer Rückverstromungseinheit (z.B. einer Gasturbine oder Brennstoffzelle) wäre die Regelleistungsvorhaltung möglich, erscheint aber weniger attraktiv, da sie weniger flexibel ist und somit lediglich für die Bereitstellung von Minutenreserve in Frage kommt (vgl. [130], [131]). Zudem würde im Falle einer direkten Nutzung von Wasserstoff eine Rückverstromungseinheit nicht benötigt, so dass lediglich mit dem Elektrolyseur Regelleistung angeboten werden könnte. Aus der Literatur kann entnommen werden, dass die Flexibilität des Elektrolyseurs, insbesondere des PEM-Elektrolyseurs ausreicht, um Sekundärregelleistung anzubieten (vgl. [132], [133]). In der Vergangenheit erwies sich dieser Markt als attraktiver als der Minutenreservemarkt, daher wird im Folgenden der Einsatz der Elektrolyse an diesem Markt betrachtet (vgl. [89], [134]). Auch die Vorhaltung von Primärregelleistung ist aus technischer Sicht möglich, erfordert aber die symmetrische Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung gleichzeitig, was für die Fahrweise des Elektrolyseurs ungeeignet ist.

Wie in Tab. 6-1 ersichtlich ist, konkurriert der Elektrolyseur am Sekundärregelle Energiemarkt u.a. mit Erzeugungseinheiten, weshalb zunächst untersucht wird, ob die Elektrolyse gegenüber diesen Technologien konkurrenzfähig ist. Die Bereitstellung positiver Regelleistung bedeutet für eine Erzeugungseinheit das Hochfahren der Leistung, so dass während der Vorhaltung positiver Regelleistung die Erzeugungseinheit in Teillast gefahren wird. Für die Elektrolyse dreht sich das Prinzip um, da sie eine Nachfrageeinheit darstellt, die im Falle eines Abrufs die Nachfrage drosseln müsste. Die Bereitstellung negativer Regelleistung erfordert hingegen für eine Erzeugungseinheit das Drosseln der Leistung und für einen Nachfrager das Hochfahren der Leistung. Es wird somit deutlich, dass die Leistungsvorhaltung von Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten immer genau gegensätzlich gestaltet ist. Weiterhin bestimmen technische Charakteristika die Flexibilität der Steuerung einer Anlage. Zum Vergleich sind in Tab. 6-2 Eigenschaften verschiedener Erzeugungseinheiten und des Elektrolyseurs gegenübergestellt.

Tab. 6-2: Technische Parameter ausgewählter Erzeugungseinheiten und des Elektrolyseurs (vgl. [135], [132])

Technologie	Wirkungsgrad	Mindestleistung	Leistungsänderungsgeschwindigkeit
	-	%	%/Min
Gasturbine	0,40	20	20
GuD-Anlage	0,55	33	6
Steinkohle	0,40	38	4
Braunkohle	0,35	40	3
Elektrolyseur	0,70	0	100

Die Unterschiede zwischen Erzeuger und Nachfrager spiegeln sich auch in der Höhe der Opportunitätskosten wider, wie Abb. 6-4 zeigt. Die Opportunitätskosten hängen dabei von den variablen Kosten der Einheit und vom Spotmarktpreis ab, der in der jeweiligen Stunde

vorliegt. Für die Erzeuger gilt bei der Vorhaltung positiver Regelleistung, dass sie bei hohen Spotmarktpreisen aufgrund entgangener Gewinne im Teillastbetrieb und bei niedrigen Spotmarktpreisen aufgrund zu hoher variabler Kosten im Teillastbetrieb Verluste erleiden, die sie durch die Leistungspreise kompensieren möchten. Der Elektrolyseur bezieht bei niedrigen Spotmarktpreisen Strom und hat solange keine Opportunitätskosten für die Vorhaltung positiver Regelleistung bis der Strombezug für ihn unrentabel wird. Bei der Vorhaltung negativer Regelleistung haben Erzeugungseinheiten keine Opportunitätskosten sobald der Spotmarktpreis ausreicht, um die variablen Kosten zu decken. Da Windenergieanlagen variable Kosten von nahezu Null haben, entstehen ihnen zu keiner Zeit Opportunitätskosten, so dass sie sich für das Anbieten negativer Regelleistung gut eignen. Allerdings ist ihre Möglichkeit zur Vorhaltung von Regelleistung abhängig vom Winddargebot. Der Elektrolyseur muss für die Vorhaltung negativer Regelleistung in Teillast betrieben oder ausgeschaltet werden. Daher hat er Opportunitätskosten, solange die Spotmarktpreise niedrig sind und ihm Erlöse entgehen.

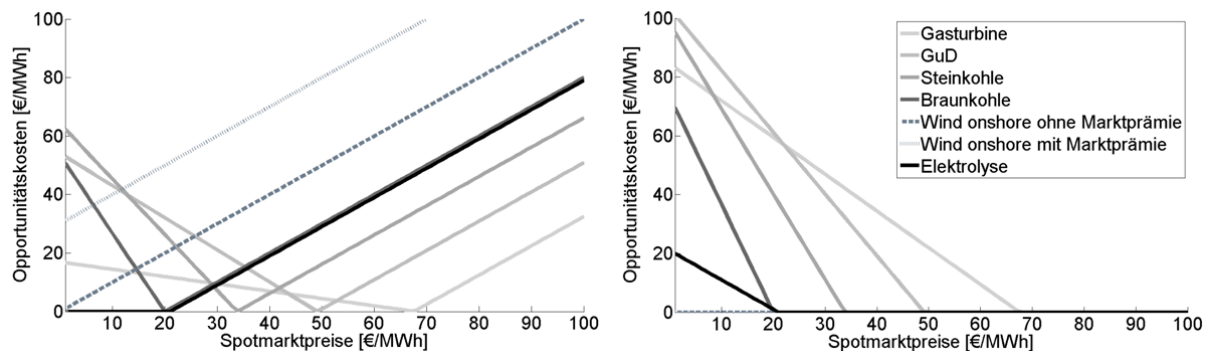


Abb. 6-4: Opportunitätskosten für die Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit der Spotmarktpreise (links positive Regelleistung, rechts negative Regelleistung)²¹ in Anlehnung an [129]

Abb. 6-4 zeigt, dass der Elektrolyseur insbesondere bei niedrigen Spotmarktpreisen geringere Opportunitätskosten aufweist als die konventionellen Erzeuger, was bedeutet, dass er zu geringeren Leistungspreisen Regelleistung vorhalten kann. Die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt erscheint somit durchaus attraktiv. Allerdings gilt es zu berücksichtigen, dass der Sekundärregelenergiebedarf in Deutschland mit derzeit ca. 2.000 MW nicht sehr groß ist und schon durch wenige Anbieter gedeckt werden kann. Geschäftsmodelle für PtG-Anlagen, die sich lediglich aufgrund von Erlösen durch Regelleistungsvorhaltung rentieren, sind somit als riskant einzustufen.

Um die zukünftigen Erlöse an Spot- und Sekundärregelenergiemarkt zu quantifizieren, müssen zunächst modellgestützt Preise ermittelt werden. Dazu erfolgt die Simulation von Spotmarktpreisen für ein zukünftiges Szenario mittels des Merit-Order-Modells. Anschließend werden zukünftige Leistungspreise anhand des Opportunitätskostenansatzes abgeleitet. Spot- und Leistungspreise dienen dann in Kapitel 6.2.4 als Eingangsdaten für das Optimierungsmodell, das den Fahrplan eines Elektrolyseurs mit maximalem Deckungsbeitrag bestimmt. Daraus resultieren dann mögliche Erlöse.

²¹ Wasserstoffpreis 30 €/MWh_{H2},
Energieträgerpreise: Erdgas 25 €/MWh, Steinkohle 10 €/MWh, Braunkohle 3 €/MWh, 10 €/t CO₂

Als Grundlage der Strommarktsimulation dient das „Klimaschutzszenario 90“ der Studie Klimaschutzszenarien 2050, vgl. [74]. Die Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und dem Stromerzeugungsmix der konventionellen Energieträger in Deutschland zeigt Abb. 6-5 für die Stützjahre 2030 und 2050. In dem Szenario wird ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt, insbesondere der PV-Leistung. Die Annahmen sind im Vergleich zu anderen Studien sehr ambitioniert (vgl. [136]). Der Einsatz von PtG-Anlagen ist aber v.a. bei hohen EE-Anteilen zu erwarten, so dass bewusst ein Szenario mit starkem EE-Ausbau gewählt wurde. Im konventionellen Kraftwerkspark kommen verstärkt Gaskraftwerke zum Einsatz, während die installierte Leistung von Kohlekraftwerken sinkt. Der Ausbau der Kraftwerke erfolgt so, dass die maximale Residuallast stets gedeckt werden kann.

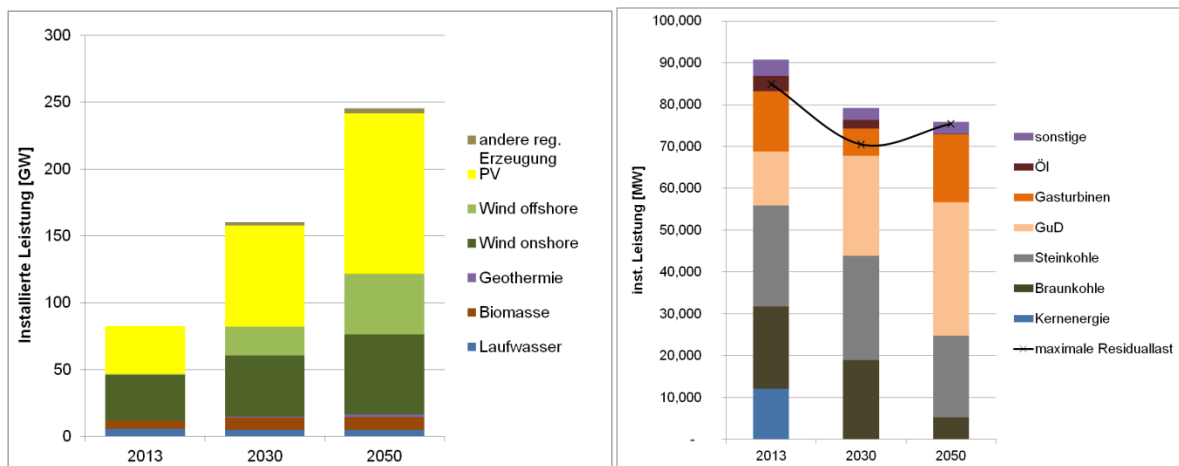


Abb. 6-5: Entwicklung der installierten EE-Leistungen und der konventionellen Stromerzeugung im "Klimaschutzszenario 90" (vgl. [74])

Des Weiteren sieht das Szenario einen Anstieg der Energieträgerpreise vor. Der Steinkohlepreis steigt von ca. 10 €/2014/MWh im Jahr 2013 auf 17 €/2014/MWh im Jahr 2050 und der Erdgaspreis im gleichen Zeitraum von ca. 28 €/2014/MWh auf 46 €/2014/MWh. Die extremste Entwicklung ist beim CO₂-Preis hinterlegt, der von 4 €/2014/tCO₂ auf 214 €/2014/tCO₂ ansteigt. Diese Annahme ist als sehr ambitioniert einzustufen und muss bei der Interpretation der Ergebnisse entsprechend berücksichtigt werden.

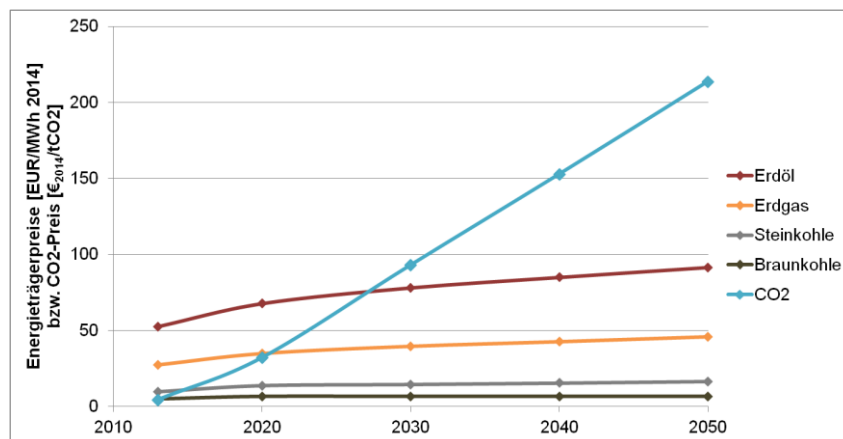


Abb. 6-6: Entwicklung der Energieträgerpreise im "Klimaschutzszenario 90" (vgl. [74])

Die Szenarioannahmen werden in dem Merit-Order-Modell hinterlegt und die Strommarktsimulation erfolgt für die Jahre 2030 und 2050. In Abb. 6-7 sind die Jahresdauerlinien für die Residuallast (Last abzüglich des Stromangebots der fluktuierenden erneuerbaren Energien) und die Spotmarktpreise dargestellt. Die Residuallast war in 2013 in keiner Stunde negativ. Das ändert sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, so dass in 2030 das Stromangebot aus Wind- und PV-Anlagen an 835 Stunden und in 2050 an 3.330 Stunden die Last überschreitet. Zu berücksichtigen ist auch hier, dass der EE-Ausbau bis 2050 ambitioniert ist, so werden in 2030 65 % der Stromnachfrage durch regenerative Energien gedeckt und in 2050 80 %. Bei den Spotmarktpreisen ist zum einen zu erkennen, dass das Stromangebot aus erneuerbaren Energien in vielen Stunden zu sehr niedrigen Preisen führt. Zum anderen ist in den verbleibenden Stunden, in denen die konventionellen Kraftwerke preissetzend sind, ein höherer Spotmarktpreis festzustellen als in 2013. Dies liegt an dem Anstieg der Energieträger- und CO₂-Preise, die zu höheren Stromgestehungskosten bei den Kraftwerken führen. Der Durchschnittspreis steigt von 38 €₂₀₁₄/MWh (2013) auf 75 €₂₀₁₄/MWh (2030) und sinkt anschließend wieder leicht auf 73 €₂₀₁₄/MWh (2050).

Ob niedrige Preise in dem Ausmaß an der Strombörse auftreten werden, ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Zum einen ist die Konkurrenz um niedrige Spotmarktpreise hoch, da viele Nachfrageeinheiten wie z.B. Speicher oder Power-to-Heat-Anlagen hiervon profitieren würden. Zum anderen ist fraglich, ob eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die an mehreren tausend Stunden im Jahr zu Preisen von 0 €₂₀₁₄/MWh führt, einen wirtschaftlichen Einsatz der Wind- und PV-Anlagen ermöglicht. Bei der Interpretation der weiteren Ergebnisse, die von der Verfügbarkeit niedriger Preise an vielen Stunden im Jahr ausgehen, sind diese Aspekte zu berücksichtigen, so dass die Analyse aus Sicht eines potenziellen PtG-Anlagenbetreibers eher als optimistische Bewertung betrachtet werden muss.

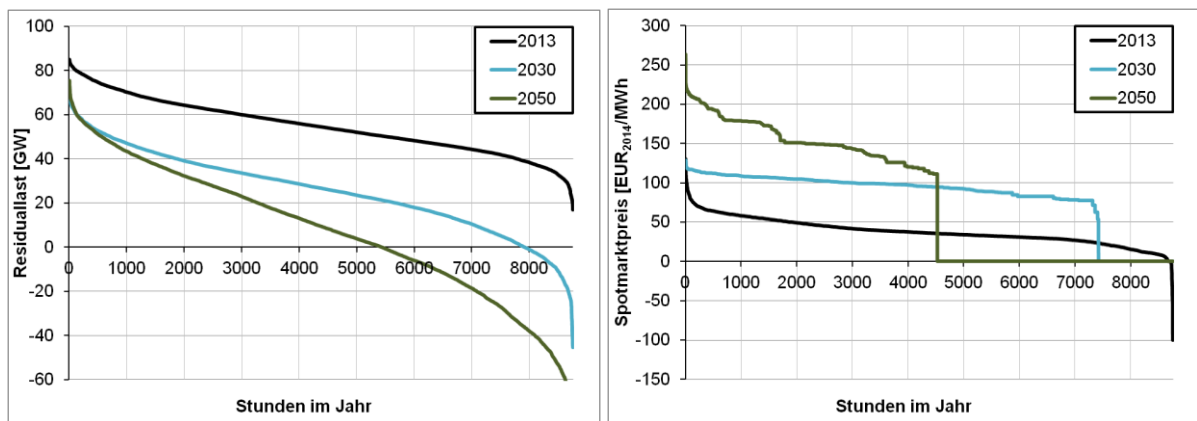


Abb. 6-7: Jahresdauerlinien für die Residuallast (Last abzüglich des Stromangebots fluktuierender erneuerbarer Energien) und Spotmarktpreise

Auf Basis der simulierten Spotmarktpreise wird für die wöchentlichen Sekundärregelungspreise mit einem Opportunitätskostenansatz eine Obergrenze möglicher Leistungspreise ermittelt. Der Ansatz unterstellt, dass auch zukünftig konventionelle Erzeuger am Regelleistungsmarkt teilnehmen und ihre Opportunitätskosten als Preissignal herangezogen werden können. Er bestimmt die Kosten einer konventionellen Erzeugungsanlage, wenn sie im Haupt- bzw. Nebentarif über eine Woche Regelleistung vorhält, anstatt täglich an der Spot-

marktauktion teilnehmen zu können. Für die Abschätzung der Leistungspreise für positive Regelleistung wird in jeder Woche die konventionelle Technologie mit den geringsten Opportunitätskosten ausgewählt. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Technologie am ehesten mit einem Leistungspreisgebot erfolgreich ist. Bei der negativen Regelleistung ist zukünftig zu erwarten, dass auch erneuerbare Energien am Markt teilnehmen, allerdings werden sie aufgrund der Abhängigkeit von den Wetterbedingungen nicht alleine die Regelleistung über eine Woche vorhalten können. Daher werden für die Abschätzung der Leistungspreise die Opportunitätskosten aller Technologien, die in der jeweiligen Woche Strom bereitgestellt haben, ermittelt und entsprechend ihres Anteils an der wöchentlichen Stromerzeugung gewichtet und addiert.

Die Durchschnittswerte der ermittelten wöchentlichen Opportunitätskosten sind in Tab. 6-3 aufgelistet. Für 2014 sind reale mengengewichtete Durchschnittsleistungspreise angegeben. Es zeigt sich, dass sich das gestiegene Spotmarktpreisniveau auch auf die Regelleistungspreise auswirkt. Die Opportunitätskosten für die Vorhaltung positiver Regelleistung durch konventionelle Einheiten werden bei hohen EE-Anteilen höher. Da häufiger niedrige Preise auftreten, sind die Kosten für einen Teillastbetrieb einer konventionellen Anlage in diesen Zeiten hoch. Bei der Vorhaltung negativer Regelleistung wirkt sich die Berücksichtigung der EE-Anlagen preisdämpfend aus, doch steigen gleichzeitig für die konventionellen Einheiten die Opportunitätskosten. Berechnet man die Opportunitätskosten für die stromerzeugenden Einheiten der jeweiligen Woche, ist ein Anstieg von 2014 bis 2050 zu beobachten.

Tab. 6-3: Reale Durchschnittsleistungspreise (2014) bzw. durchschnittliche Obergrenze für simulierte wöchentliche Sekundärregelleistungspreise, basierend auf Opportunitätskosten der Erzeuger

Leistungspreise in € ₂₀₁₄ /MW pro Woche		2014	2030	2050
Positive Regelleistung	Haupttarif	462	951	2.270
	Nebentarif	799	1.629	3.747
Negative Regelleistung	Haupttarif	326	704	995
	Nebentarif	505	1.338	2.072

6.2.2 Zielkostenanalyse für Wasserstoffgestehungskosten

Um zu ermitteln, zu welchen Preisen Wasserstoff aus PtG-Anlagen zukünftig am Markt abgesetzt werden kann, werden Gestehungskosten von Konkurrenztechnologien ermittelt. Diese dienen anschließend als Benchmark, mit dem der Wasserstoff aus Elektrolyse konkurrieren muss. Als Benchmark bietet sich die Erdgasreformierung an, da dies eine gängige und weit verbreitete Methode ist, um heute Wasserstoff zu produzieren. Anhand von Literaturquellen werden die in Tab. 6-4 aufgelisteten Kennwerte ermittelt und für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten herangezogen. Für die Zukunft wird lediglich eine Veränderung der Erdgas- und CO₂-Preise gemäß des „Klimaschutzszenario 90“ berücksichtigt, da das Verfahren bereits weit entwickelt ist und keine grundlegenden technischen Verbesserungen zu erwarten sind.

rungen zu erwarten sind. Es zeigt sich, dass sich die Wasserstoffgestehungskosten bis 2030 verdoppeln und bis 2050 mehr als verdreifachen. Für die Investition in den Reformer gibt es in der Literatur große Spannweiten (vgl. [30], [35], [137]), daher wird in einer Sensitivität geprüft, wie sich eine Verdoppelung der Investition auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirkt. Der Effekt ist vergleichsweise gering, so dass im weiteren Verlauf die Wasserstoffgestehungskosten als Benchmark verwendet werden, die sich bei einer Investition in den Erdgasreformer von $400 \text{ €/kW}_{\text{CH}_4}$ ergeben.

Tab. 6-4: Kennwerte und Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung, vgl. [30], [35]

		2014	2030	2050
Investition Reformer	$\text{€/kW}_{\text{CH}_4}$	400	400	400
Installierte Leistung	MW_{CH_4}	100	100	100
Wirkungsgrad Reformer	-	0,75	0,75	0,75
Auslastung	h	8.000	8.000	8.000
Emissionsfaktor	$\text{g CO}_2/\text{kWh}_{\text{H}_2}$	289	289	289
CO ₂ -Preis	€/t CO_2	6	93	214
Erdgaspreis	$\text{€/MWh}_{\text{CH}_4}$	24	40	46
H ₂ -Gestehungskosten	$\text{€/MWh}_{\text{H}_2}$	41	88	131
H ₂ -Gestehungskosten	€/kg_{H_2}	1,4	2,9	4,4
H ₂ -Gestehungskosten Sensitivität: $800 \text{ €/kW}_{\text{CH}_4}$	€/kg_{H_2}	1,7	3,2	4,6

6.2.3 Nachfrageentwicklung für Wasserstoff und Methan

Heutzutage werden rund 90 % der weltweiten Nachfrage durch Wasserstoff gedeckt, den der Nachfrager selbst herstellt. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Raffinationsprozesse in der Ölindustrie, bei denen Wasserstoff als Kuppelprodukt anfällt. Nur rund 10% der Nachfrage werden über den Wasserstoffmarkt abgewickelt [138]. Nachfrageseitig zählen die Ölraffination und die Ammoniakproduktion zu den größten Verbrauchern von Wasserstoff. Quantitative Angaben zu diesen Verbrauchsprozessen differieren stark. [139] gehen von einem Anteil von 50 % für die Ammoniakproduktion und 40 % für die Ölraffination aus. [140] nennen 50 % für die Ammoniakproduktion und 25 % für die Ölraffination. [138] und [132] messen allein der Ölraffination einen Anteil von 90 % des nachgefragten Wasserstoffs bei.

Zum aktuellen Stand der Wasserstoffnachfrage und des -angebots in Deutschland finden sich in der Literatur sehr unterschiedliche Angaben. Das statistische Bundesamt und eurosstat berichten für das Jahr 2013 ein gehandeltes Volumen von ca. 2 Mrd. m^3 (NTP) Wasserstoff [141] [142].

Die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffnachfrage wird maßgeblich vom Einsatz mobiler Brennstoffzellenanwendungen im Verkehrssektor bestimmt. Bis 2050 könnten in Deutschland nach [143] je nach Szenario 23 bis 40 % des Energiebedarfs im Verkehrssektor mit Wasserstoff abgedeckt werden. Voraussetzung dafür ist, dass sich Wasserstoff betriebene Fahrzeuge am Markt durchsetzen, was wiederum stark mit der Kostenentwicklung der Brennstoffzelle selbst und der Tankstelleninfrastruktur zusammenhängt. Ein weiterer Treiber für die Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen sind die CO₂ Reduktionsziele der EU. Bis 2050 sollen die CO₂ Emissionen um 80 % reduziert werden. Somit muss auch im Straßenverkehr eine Reduktion der Emissionen stattfinden, die durch Verbesserung traditioneller Verbrennungsmotoren und den Einsatz von Biokraftstoffen allein nicht zu erreichen ist [144]. Die Brennstoffzelle ist eine mögliche Technologie, die zur Reduktion von Treibhausgasen im Straßenverkehr beitragen kann. Laut einer Studie von McKinsey & Company könnte der Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge an den prognostizierten 273 Mio. Pkw im Jahr 2050 zwischen 5 % (Null-Emission Szenario) und 50 % (Null-Emission Szenario mit FCEV dominierend) liegen. Auch [143] untersuchen die mögliche zukünftige Nachfrage nach Wasserstoff durch den Verkehrssektor in der Studie „GermanHy – Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. In den betrachteten Szenarien liegt der Anteil von Wasserstoff an der gesamten Kraftstoffnachfrage im Jahr 2050 bei 17 bis 20 %. Je nach Rahmenbedingungen können bis zu 70% der Pkw und leichten Nutzfahrzeuge bis 2050 durch Wasserstoff angetrieben werden. Die kumulierten Investitionen für Produktions- und Konditionierungsanlagen, Transport, Verteilung und Tankstellen für 6,5 Mio. Pkw (entspricht in der Studie ca. 12,5 % des Pkw-Bestands in 2030) und 600.000 leichte Nutzfahrzeuge in 2030, die allesamt mit Wasserstoff betrieben würden, würden rund 21 Milliarden Euro betragen [143].

Einige internationale Automobilhersteller haben erste Demonstrationsfahrzeuge im Einsatz und planen die Markteinführung entsprechender Fahrzeuge in den kommenden Jahren (Daimler AG [145], Toyota Motor Sales Inc [146], Hyundai Motor Deutschland GmbH [147]). Toyota beginnt derzeit bereits mit der Serienfertigung des Brennstoffzellenfahrzeugs Mirai. Neben Pkw-Anwendungen können mobile Brennstoffzellen auch in Nischenanwendungen z.B. Flurförderfahrzeugen, Bussen, Straßenreinigungsfahrzeugen und Müllsammelfahrzeugen eingesetzt werden. Insbesondere für den innerstädtischen Busverkehr ergeben sich Vorteile durch emissionsloses und geräuscharmes fahren. Der Erfolg der Brennstoffzellentechnologie in diesen Bereichen hängt aufgrund der relativ geringen Stückzahl jedoch maßgeblich von den Entwicklungen im deutlich größeren PKW Markt ab [148].

Weitere Anwendung findet die Technologie in sogenannten Auxiliary Power Units (APUs), also kleineren Brennstoffzellensystemen, die nicht für die Energieversorgung des Antriebs vorgesehen sind. Unter der Voraussetzung, dass die Systemkosten erreicht werden, besteht auch hier großes Marktpotential [149]. Auch in der Luftfahrt können Brennstoffzellen zur Bordstromversorgung eingesetzt werden. Gegenstand der Forschung sind auch Flugzeuge, Motoryachten und Wohnmobile mit wasserstoffbetriebenen Hauptantrieben, wobei die grundsätzliche Machbarkeit belegt ist [149]. Gegenstand der Forschung sind derzeit Sicherheits- und Kostenaspekte.

Neben den mobilen Anwendungen existieren auch stationäre Brennstoffzellenanwendungen. Hierbei handelt es sich in erster Linie um Technologien zur Hausenergieversorgung, Notstromversorgung bzw. unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und industriellen Stromversorgung. Die wichtigsten Anwendungsfelder der Brennstoffzellentechnologie in der Notstromversorgung sind z.B. Krankenhäuser, Feuerwehr, Bundeswehr, Sicherheitsbehörden, Telekommunikation, Rechenzentren oder Prozesse in der Lebensmittelversorgung. Die Vorteile der Wasserstoff- Brennstoffzellentechnologie gegenüber üblichen Batterien und Dieselgeneratoren liegen vor allem in der deutlich längeren Lebensdauer (bis zu 10 Jahre), der höheren Zuverlässigkeit sowie den geringeren Gesamtbetriebskosten [150]. Nachteilig sind insbesondere die derzeit noch sehr hohen spezifischen Investitionen. Im Segment der Notstromversorgung sieht der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. in einer aktuellen Studie großes Wachstumspotential. Bis 2020 wird ein Anstieg der in Deutschland produzierten Systeme für spezielle und neue Märkte, darunter USV, Bordstromversorgung und Mikrobrennstoffzellen von 5.000 auf 100.000 pro Jahr erwartet [151].

Auch in der Hausenergieversorgung ist die Einführung von Brennstoffzellensystemen angedacht. Bis 2016 sollen im Rahmen des „Callux“-Programms deutschlandweit ca. 500 Brennstoffzellensysteme in Ein- und Mehrfamilienhäusern installiert werden. Weitere Marktanreize und -einführungsprogramme sind in Vorbereitung. Unter anderem wird die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen abhängig von der installierten Anlagenleistung durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gefördert [148]. Nach einer Studie, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt wurde, müssten für ein erfolgreiches Markteinführungsprogramm in Deutschland bis zum Jahr 2020 ca. 24.000 bis 45.000 Brennstoffzellensysteme im Jahr produziert und verkauft werden [152]. Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur für Erdgas fokussieren sich nahezu alle Entwickler auf Brennstoffzellen, die Wasserstoff erst im Brennstoffzellenheizgerät erzeugen. Eine Wasserstoffinfrastruktur ist eher eine langfristige Perspektive als eine kurz- oder mittelfristige Option [149].

Weiteres Wachstum wird auch im Markt der dezentralen Stromversorgung für Industrieanlagen und Gewerbe prognostiziert. Entwickelt werden Anlagen zur industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. [150] schätzt das Marktpotential für Europa auf über 1 GW pro Jahr. Einige deutsche Firmen haben dennoch die Entwicklung dieser Anlagen eingestellt, darunter MTU und Siemens. In anderen Ländern (z.B. USA und Südkorea) wird dieses jedoch sehr erfolgreich fortgesetzt [148].

Es zeigt sich somit, die Nachfrage nach Wasserstoff zukünftig deutlich zunehmen könnte, was aber von Rahmenbedingungen abhängt, die derzeit mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Doch selbst bei Ausbleiben des Marktdurchbruchs von Brennstoffzellenfahrzeugen gibt es für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ein Substitutionspotenzial in der chemischen Industrie. Die Wasserstoffproduktion basiert derzeit überwiegend auf konventionellen Energieträgern und könnte zukünftig durch Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wurde, ersetzt werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass er zu konkurrenzfähigen Kosten hergestellt werden kann.

Die Gasnachfrage nach Erdgas bzw. Methan wird in vielen Studien als rückläufig angenommen, da Effizienzsteigerungen oder auch der Umstieg von Gas auf andere Energieträger zu einer sinkenden Gasnachfrage führen. Simulationen mit dem PRIMES-Modell ergeben einen deutlichen Nachfragerückgang ab dem Jahr 2025 in Europa. Allerdings wird Gas weiterhin für die Wärmeerzeugung in Industrie und Gebäuden sowie zur Stromproduktion genutzt [153].

Eine Studie von Honoré [154] geht von einem Gasrückgang bis 2020 in Europa aus und von einem anschließenden moderaten Anstieg bis 2030, wenn Kern- und Kohlekraftwerke dann verstärkt aus dem Markt gehen sollten. Als ein Treiber für die ansteigende Nachfrage wird der Verkehrssektor genannt, was allerdings nur bei Unterstützung seitens der Politik für zusätzlichen Gasabsatz sorgen wird. Die Nachfrage von Industrie, Gewerbe und Haushalten wird als konstant bis rückläufig eingeschätzt. Der Verlauf in einzelnen Staaten der europäischen Union kann natürlich von dieser allgemeinen Entwicklung für Europa abweichen.

Zusammenfassend zeigt sich auch für die Nachfrage nach Erdgas bzw. Methan, dass auf lange Frist von einem Rückgang der Gasnachfrage ausgegangen wird, es sei denn, dass aufgrund der geänderten Zusammensetzung bei der Stromerzeugung oder im Verkehr neue Abnehmer auftreten.

6.2.4 Wirtschaftlichkeitsbewertung

Abschließend erfolgt die Wirtschaftlichkeitsbewertung verschiedener Betriebskonzepte des Elektrolyseurs. Untersucht wird zum einen die Wasserstoffproduktion mit Absatz des Wasserstoffs in Industrie und Verkehr, wobei hier die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung als Erlös für verkauften Wasserstoff angesetzt werden. Zum anderen werden die Regelleistungsvorhaltung und die Rückverstromung betrachtet. Diese drei Erlösarten werden sowohl separat als auch in Kombination miteinander analysiert. Dazu werden zunächst die in Tab. 6-5 aufgelisteten techno-ökonomischen Kennzahlen für die verschiedenen Komponenten ermittelt.

Tab. 6-5: Techno-ökonomische Kennzahlen für die Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -rückverstromung, vgl. [30], [137]

		2014	2030	2050
Investition Elektrolyseur	€/kW	2.500	900	500
Investition Brennstoffzelle	€/kW	3.500	900	700
Investition H₂-Speicher	€/kWh	50	50	50
Wirkungsgrad Elektrolyseur	-	0.74	0.76	0.85

In einem ersten Schritt werden die Wasserstoffgestehungskosten eines Elektrolyseurs berechnet, der am Spotmarkt eingesetzt wird. Dabei dienen die simulierten, zukünftigen Spotmarktpreise als Eingangsdaten der Berechnung. Abb. 6-8 zeigt, wie sich die Gestehungskos-

ten in Abhängigkeit der Auslastung ändern. Im linken Teil der Abbildung wird deutlich, dass die Gestehungskosten stark sinken, wenn der Strom zu Preisen von 0 €₂₀₁₄/MWh bezogen werden kann. Da der Strombezug kostenlos ist, wirken sich hier nur die Kapital- und Fixkosten aus, die sich auf die Betriebsstunden verteilen. Sobald für den Strombezug Kosten anfallen, haben die blaue und grüne Kurve jeweils einen Knick, da nun auch variable Kosten anfallen. Im Jahr 2014 und 2030 liegen die Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolyseurs immer oberhalb des Benchmarks der Erdgasreformierung. Für diesen Benchmark sind gleichbleibende Gestehungskosten unabhängig der Auslastung angegeben und es wurde eine Volllaststundenzahl von 8.000 Stunden unterstellt. Im Jahr 2050 treten mehrere Effekte zusammen auf: zum einen ist die Investition in den Elektrolyseur geringer und sein Wirkungsgrad deutlich höher als heute und es gibt viele niedrige Spotmarktpreise. Zum anderen sorgen gestiegene Erdgas- und CO₂-Preise für höhere Wasserstoffgestehungskosten bei der Erdgasreformierung. Die Kombination hieraus ermöglicht es, dass der Wasserstoff mittels Elektrolyse ab 1.000 Volllaststunden kostengünstiger produziert werden kann als mittels Erdgasreformierung.

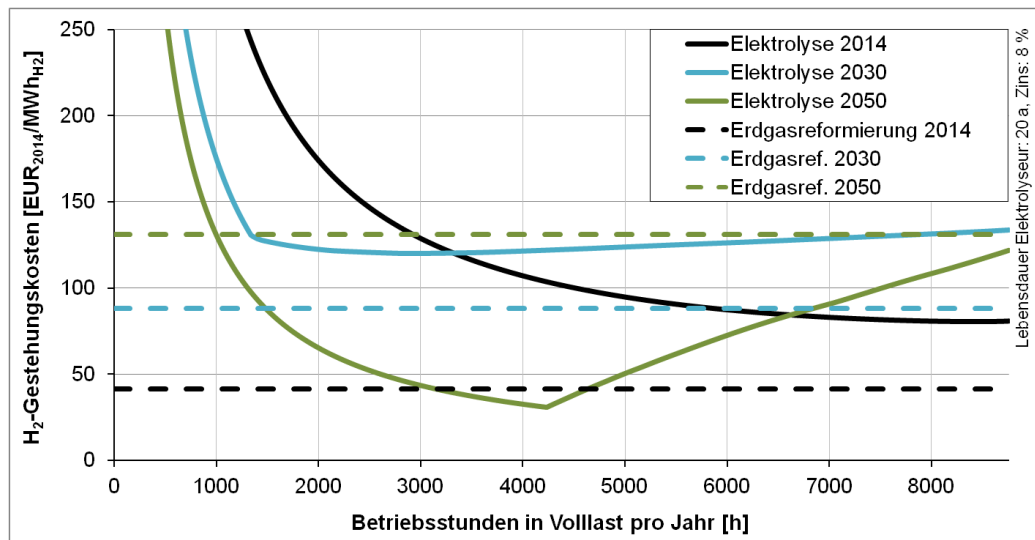


Abb. 6-8; Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung im Vergleich zum Benchmark Erdgasreformierung

Im nachfolgenden Schritt werden die zuvor ermittelten Spotmarkt- und Sekundärregelungspreise als Eingangsdaten für ein Optimierungsmodell verwendet, das für den Betrieb des Elektrolyseurs den Deckungsbeitrag maximiert. Abb. 6-9 stellt dar, ob der jährliche Deckungsbeitrag ausreicht, um die jährlichen Fix- und Kapitalkosten zu decken. Ein Quotient größer als 100 % bedeutet, dass sich die Investition unter diesen Annahmen rentiert. Die Balken in der linken Hälfte der Graphik zeigen das Ergebnis für einen Einsatz an, bei dem nur eine Vermarktungsmöglichkeit gewählt wird, d.h. es wird nur Wasserstoff produziert und verkauft oder ausschließlich Regelleistung vorgehalten oder im dritten Fall nur Wasserstoff produziert, um ihn dann rückzuströmen, wofür deutlich höhere Investitionen anfallen, da für die Rückverstromung eine Brennstoffzelle vorgesehen ist. In der rechten Hälfte sind dann die Einsatzmöglichkeiten kombiniert dargestellt. Im Jahr 2014 und 2030 überschreitet der Deckungsbeitrag in keinem Konzept die Fix- und Kapitalkosten. Allerdings wird bei Kombina-

tion von Wasserstoffabsatz und Regelleistungsvorhaltung („H2-Produktion + Regelleistung“) eine Kostendeckung erreicht. Im Jahr 2050 ist hingegen jede Betriebsart rentabel, sogar die Rückverstromung von Wasserstoff, d.h. der Betrieb als Wasserstoffspeicher, wäre kostendeckend möglich. Allerdings weisen die Wasserstoffproduktion mit direktem Absatz in Verkehr und Industrie sowie die Sekundärregelungsvorhaltung deutlich höhere Deckungsbeiträge auf. Hierbei gilt es wiederum, die Rahmenbedingungen, d.h. den hohen EE-Ausbau und die hohe Anzahl von Spotmarktpreisen von 0 €₂₀₁₄/MWh, sowie niedrige spezifische Investitionen für den Elektrolyseur und hohe Wirkungsgrade zu berücksichtigen. Insbesondere ist die Entwicklung der Regelleistungspreise mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass kurz- bis mittelfristig kein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs am Spotmarkt zu erwarten ist. Da jedoch bei steigenden Energieträger- und CO₂-Preisen die Wasserstoffproduktion mittels Erdgasreformierung teurer wird und die Weiterentwicklung der Elektrolyse niedrigere Investitionen und bessere Wirkungsgrade mit sich bringt, ist es langfristig möglich, dass der Wasserstoff aus Elektrolyse konkurrenzfähig wird.

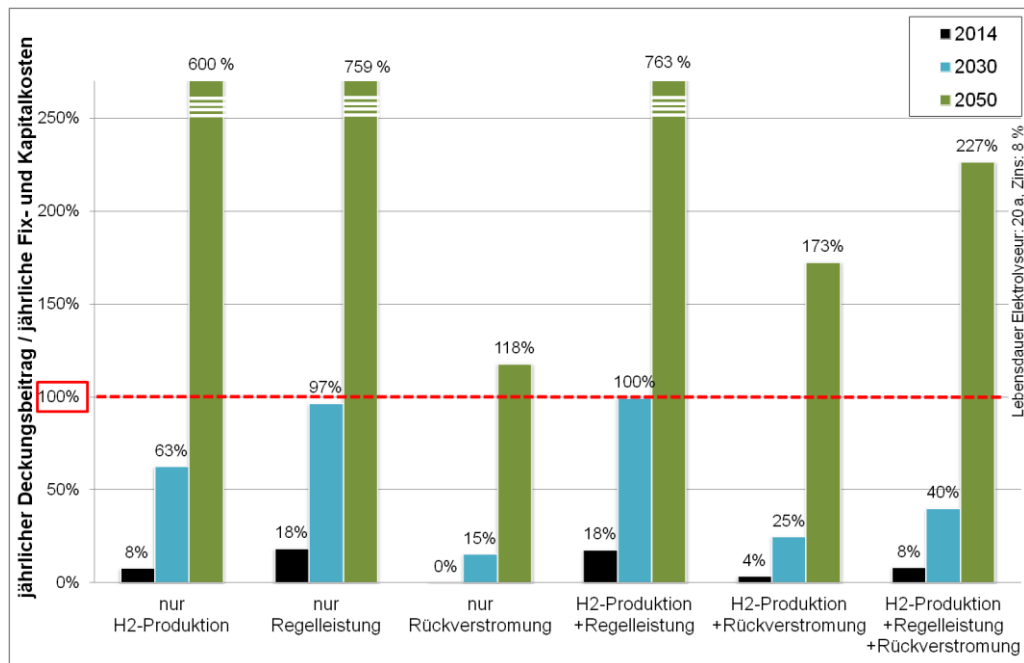


Abb. 6-9: Wirtschaftlichkeit verschiedener Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs.

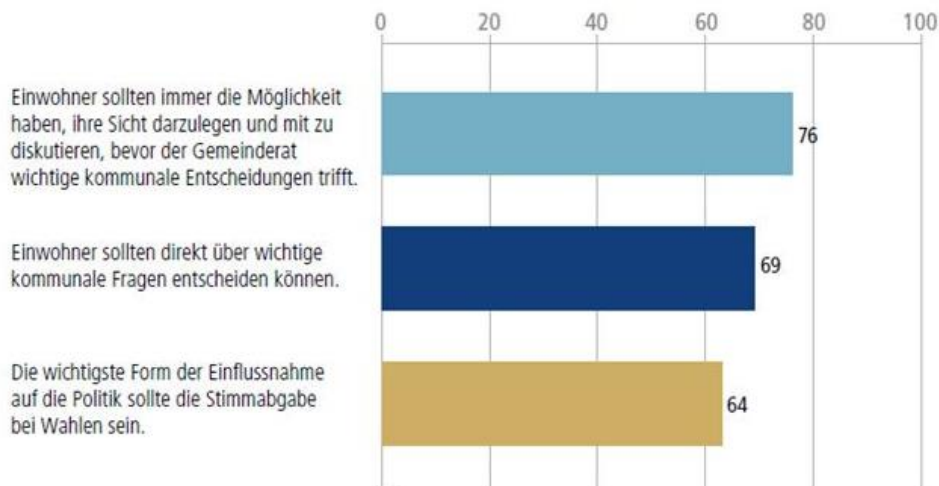
7 Akzeptanzanalyse

7.1 Ausgangslage

Die Energiewende erfährt in Deutschland prinzipiell hohe Akzeptanz, wie eine Umfrage von **TNS Emnid (im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)) aus dem Jahr 2015 [155] zeigt: In der Bevölkerung wird von über 90% der Befragten ein schnellerer Ausbau der EE befürwortet; den Ausbau der EE am eigenen Wohnort bewerten 68% der Befragten positiv.** Studien zeigen jedoch gleichzeitig, dass Unzufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende besteht (u.a. Infra-Test [156]) David und Schönborn [157] sehen das Großprojekt Energiewende in einem Spannungsfeld zwischen zentraler und dezentraler Energieproduktion und abnehmendem Vertrauen in eine Energiepolitik, die keine ausreichenden Partizipationsmöglichkeiten bietet. Vor diesem Hintergrund liegt in der Berücksichtigung von Akzeptanz für eine neue Technologie eine wichtige Voraussetzung für eine möglichst gelingende Implementierung.

Eine Studie der Bertelsmann Stiftung [158] belegt die Wichtigkeit der Einbindung unmittelbar Betroffener als Ausdruck demokratischer Prozesse (siehe Abb. 7-1).

Frage: „Es gibt unterschiedliche Auffassungen über die Funktionsweise einer Demokratie. Bitte sagen Sie mir zu jeder der folgenden Meinungen, die ich Ihnen gleich vorlese, wie stark Sie ihr zustimmen oder sie ablehnen.“



Basis: N= 2.700 Bürger ab 18 Jahren aus 27 Kommunen in Deutschland; Skala von 1 (stimme voll und ganz zu) bis 5 (stimme überhaupt nicht zu), addierte Werte aus „stimme voll und ganz zu“ und „stimme eher zu“, Angaben in Prozent der abgegebenen Stimmen.

Abb. 7-1: Bewertung verschiedener Funktionsweisen von Demokratie in Hinblick auf Partizipation

Es gilt daher, gesellschaftliche Anforderungen im Bereich der EE zu verstehen und Voraussetzungen herauszuarbeiten, wie eine breite Akzeptanz und Bürgerbeteiligung zur Energiewende gelingen kann. In Baden-Württemberg wurde hierzu im Staatsministerium der Bereich „Zivilgesellschaft und Bürgerbeteiligung“ ausgebaut. Ein wichtiges Element im Rahmen der Klimapolitik in Baden-Württemberg ist die Vorgabe von Partizipation bei Großprojekten und zwar geltend über den gesamten Projektverlauf hinweg. Die Förderung der Beteiligungskultur manifestierte sich 2013 im Planungsleitfaden BW, der neben einer Verwaltungsvorschrift zum einen verbindlichen Ausdruck gefunden hat und zusätzlich einen Leitfaden mit beratendem Charakter enthält.

Auf der technischen Ebene stellt die Umgestaltung der Stromversorgung eine besondere Herausforderung der Energiepolitik dar (Reduktion der Treibhausgasemissionen, Senkung des Primärenergieverbrauchs, Steigerung des Anteils der EE). Dies betrifft Aspekte wie Versorgungssicherheit, System- und Marktintegration, Flexibilisierung des Energiesystems und die Steigerung der Effizienz sowie die gesellschaftliche Akzeptanz für den Infrastrukturausbau. Der Energiespeicher-Technologie Power-to-Gas (PtG) wird eine zukunftsweisende Rolle zugewiesen. Zu den Aufgaben der Umsetzung zählen neben technischen und ökonomischen auch gesellschaftliche Akzeptanzfragen, beispielsweise bzgl. der Errichtung von Anlagen oder der generellen Akzeptanz einer wasserstoffbasierten Technologie. In einer Studie der KlimaPartner Oberrhein zur Ermittlung des Energiewende-Indexes [159] war hierfür in der regionalen Bevölkerungsstichprobe prinzipiell Akzeptanz gegeben.

Derzeit sind zur PtG-Technologie ca. 20 Forschungs- bzw. Demo-Anlagen in Betrieb oder in Planung/Bau (siehe Abb. 7-2). Videos mit Informationen zu aktuellen Pilotprojekten sind auf <https://www.youtube.com/user/Power2Gas> einsehbar.



Abb. 7-2: Übersicht zu PtG-Demo- und Forschungsanlagen im Bundesgebiet (<http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/>)

Die Akzeptanz von technischen Innovationen oder öffentlichen Vorhaben im Energiesektor kann trotz genereller Zustimmung nicht von vorneherein als gegeben angesehen werden. Zahlreiche Erfahrungen aus der Vergangenheit und zu aktuellen regionalen Projekten im Bereich der EE belegen dies, wie beispielsweise die Diskussion um Windkraftanlagen, CO₂-Abscheidung und –Speicherung (CCS), den Netzausbau oder das prominente Beispiel von Stuttgart 21 [160], [161]. Der Erforschung einer möglichen Akzeptanz bzw. Nicht-Akzeptanz kommt daher in diesem Projekt eine berechnete Rolle zu. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass es sich bei Power-to-Gas um eine relativ neue Technologie handelt, die in der Bevölkerung noch kaum bekannt ist. Zudem befindet sich die PtG-Technologie derzeit noch in einem sehr dynamischen Entwicklungsprozess. Die angewandte Methodik und adäquate Auswahl der Zielgruppen für Befragungen zu dieser innovativen Technologie sind daher dem aktuellsten Forschungsstand anzupassen.

7.2 Ziel der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung

Aus sozialwissenschaftlicher Sicht sollten dezidiert Erkenntnisse darüber gewonnen werden, inwieweit in den identifizierten Modellregionen in BW die Akzeptanz für die PtG-Technologie gegeben ist und welche Erfolgsfaktoren sich für eine Umsetzung der neuen Technologie von

PtG-Vorhaben identifizieren lassen. Da die Szenarien im Rahmen dieses Verbundforschungsprojektes den Ausbau von Windenergie, Photovoltaik sowie Netzausbau vorsehen, beziehen sich Recherchen auch auf diesbezügliche Erkenntnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz. Die Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung entspricht damit den Zielen der Landespolitik zur Bürgerbeteiligung, somit dem Anliegen, die Lebenswirklichkeit der Bürgerinnen und Bürger zu berücksichtigen.

Ziel der Akzeptanzanalyse ist es, aus den Untersuchungen entsprechende Empfehlungen für eine von den befragten Akteuren akzeptable Ausgestaltung einer neuen Speicher- und Energieinfrastruktur abzuleiten. Diese Empfehlungen sollen auf zwei Ebenen wirken: Zum einen auf der kognitiven Ebene durch sachorientierte Informationen, so dass Hemmnissen wie Befürchtungen und Falschinformationen durch wissenschaftliche Belege begegnet werden kann sowie zum anderen auf der affektiven Ebene, so dass durch eine entsprechende Ausrichtung der Kommunikations- und Partizipationsprozesse unter Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in das Vorhaben der Akzeptanz- und Beteiligungsprozess positiv beeinflusst werden kann. Ebenfalls kann aus der Akzeptanzanalyse abgeleitet werden, welche Kriterien für eine abschließende Bewertung der technischen Konzepte noch von Bedeutung sind.

Die Kombination von dezentral erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien und konventioneller, zentraler Gasversorgung unter dem Aspekt der Akzeptanz in den Modellregionen stellt eine besondere Herausforderung dar, die in dieser Weise noch nicht behandelt wurde. Die in diesem Projekt zu untersuchende Technologie-Akzeptanz (das WAS) kann sich auf den gesamten Prozess der Erzeugung, des Transports, der Umwandlung und der Anwendung beziehen: auf die Erzeugung von Strom durch Wind oder Photovoltaik und den Ausbau von Erzeugungskapazitäten, auf den Transport von Strom über Stromtrassen, die eventuell neu gebaut werden müssten, auf den Transport von Gas, auf die Industrieanlagen von Elektrolyse und Methanisierung (PtG-Anlagen) oder auf die Anwendung im Wärmebereich oder in der Mobilität (siehe Abb. 7-3).

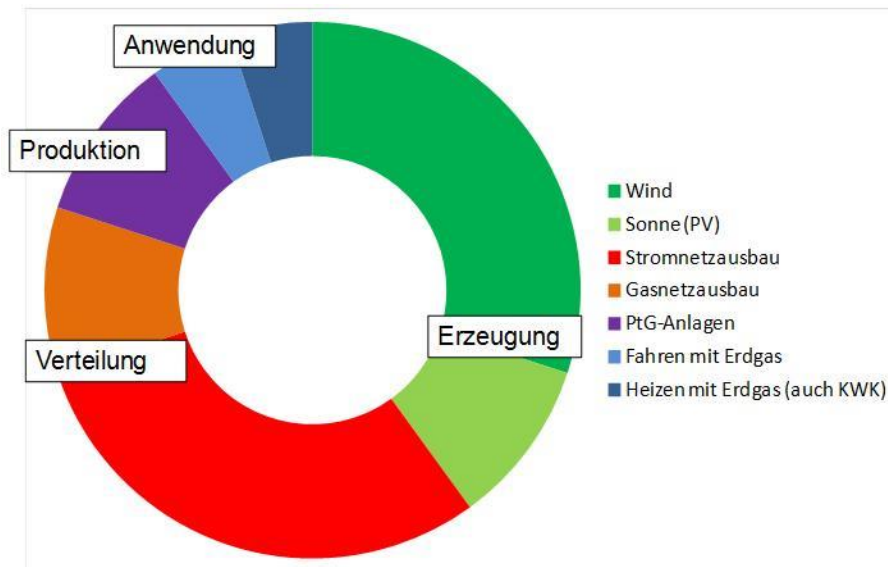


Abb. 7-3: Akzeptanzbereiche in der Wertschöpfungskette; Quelle und Darstellung: IREES

7.3 Stand der Akzeptanzforschung bezüglich EE

Der Ausbau von erneuerbaren Energien und dem dazugehörigen Stromnetz hat durch den Beschluss der Bundesregierung im September 2010 enormen Aufwind erhalten. Die damit verbundenen Um- und Ausbauprojekte führen aber meistens in Interessenkonflikte. Natur- und Landschaftsschutz, die betroffene Bevölkerung und Investoren haben bei der Realisierung unterschiedliche Interessen, die in der Regel zu langen Realisierungszeiten führen. Aus diesem Grund gibt es immer wieder Veröffentlichungen, die sich dieser Problematik annehmen und versuchen Lösungsperspektiven aufzuzeigen, um die Akzeptanz für eine schnellstmögliche Realisierung der angestrebten Energiewende zu steigern.

Allgemein gehaltene Befragungen belegen nach wie vor eine sehr hohe Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen der Energiewende. Dies zeigt zum Beispiel die von der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! (EEWJ!) im September 2013 bei der TNS Emnid beauftragte repräsentative Meinungsumfrage. Dabei decken sich die Untersuchungsergebnisse teilweise mit Ergebnissen von Umfragen des Bundesverbandes der Energie und Wasserwirtschaft e.V. [162], des Verbraucherzentrale Bundesverbandes e.V. [163] oder des Kommunikationsdienstleisters Scholz & Friends. In der Studie der EEWJ! befürworten zum Beispiel 93% der Befragten den Ausbau Erneuerbarer Energien, was sich mit den Ergebnissen aus den Vorjahren deckt. Selbst die Erhöhung der EEG-Umlage halten 50% der Befragten für angemessen, wobei eine faire Verteilung der Kosten auf Industrie und Privathaushalten von 47% der Befragten als Bedingung genannt wird. Weiter kommt unabhängig von der Parteipräferenz für drei Viertel der Befragten ein Förderstopp für erneuerbare Energien nicht in Frage (vgl. [164], [165]).

Zentrales Thema aktueller Beiträge zur Akzeptanzsteigerung ist die Energiewende. So gibt es einerseits Studien, die sich mit lokalen Abschnitten des Stromnetzausbaus beschäftigen

(vgl. [166] - [169]) sowie Handlungsempfehlungen, welche die Energiewende als Ganzes in den Blick nehmen (vgl. [170] - [172]). Mehrere Studien beschäftigen sich explizit mit der Akzeptanz der Windenergie (vgl. [173] - [175]). Im Gegensatz zu einer allgemein hohen Akzeptanz des EE-Ausbaus, zeigen jedoch Untersuchungen konkreter Projekte ein deutlich differenzierteres und weniger eindeutiges Bild. So zeigte sich bei der Befragung von zwei Gemeinden, die von dem geplanten Teilabschnitt für Neuleitungen Wahle-Mecklar betroffen sind, dass zwar die prinzipielle Notwendigkeit neuer Stromleitungen anerkannt ist, aber zum Beispiel Freileitungen sehr negativ bewertet und Erdkabel und der Bau entlang bestehender Trassen bevorzugt werden. Der Wunsch nach mehr Informationen deutet darauf hin, dass der für die Akzeptanz notwendige konstruktive Kommunikationsprozess nicht durchgehend gegeben war (vgl. [169]). Für den geplanten Trassen-Ausbau entlang der Küste Schleswig-Holsteins zeigen sich ähnliche Ergebnisse: Konkretere Informationen werden gewünscht, die durchschnittliche Einstellung gegenüber dem generellen Netzausbau ist positiver als gegenüber dem Abschnitt in der direkten Umgebung. Die vorgezogene Bürgerbeteiligung bzw. informelle Beteiligung wird als wesentliches Element zur Steigerung der Akzeptanz betrachtet, da sich in Untersuchungen gezeigt hat, dass die lokale Akzeptanz ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist (vgl. [167], [176]). Ein weiteres Beispiel sind die Untersuchungen zur Thüringer Strombrücke. Hier liegt der Fokus auf informellen Beteiligungsverfahren und der Beteiligung bei den formalen Genehmigungsverfahren. Ein Hindernis für eine positive Akzeptanzentwicklung ist die fehlende Darlegung der Notwendigkeit der Maßnahmen in einem transparenten und nachvollziehbaren Prozess. Frühzeitige und qualitativ hochwertige Informationen werden deshalb als essenziell für das Gelingen von Bürgerbeteiligung gesehen. Weiter bietet das formale Genehmigungsverfahren nicht genügend Raum für einen angemessenen Dialog. Hierfür sind zusätzliche informelle Veranstaltungen nötig. Als weitere Punkte für eine Akzeptanzsteigerung werden die konsequentere Anwendung von Erdverkabelung, verbesserte Abstandsregelungen in Siedlungsbereichen, die Bündelung von Infrastrukturen und neue Technologien genannt (vgl.). Bei der Untersuchung der Akzeptanz von erneuerbaren Energien in Hamburg Bergedorf im Rahmen der Planungen zu einem Energie-Campus zeigte sich, dass die Notwendigkeit der Energiewende anerkannt ist, egal ob national, regional oder lokal, obwohl Bergedorf selbst sogar von Ausbauprojekten betroffen ist. Auch hier konnte ein akzeptanzhinderndes Informationsdefizit festgestellt werden. Deshalb ist es von wichtiger Bedeutung, persönlichen und gesellschaftlichen Nutzen der Maßnahme zu kommunizieren (vgl. [173]).

Eine Befragung zur Akzeptanz von Windkraft in deutschen Mittelgebirgen verweist ebenso auf den Unterschied zwischen prinzipieller Zustimmung (72%) und lokaler Betroffenheit. So sprechen sich deutlich mehr Personen für Offshore-Anlagen aus (41%) als für Windenergieanlagen in Mittelgebirgen (21%) (vgl. [174]). Die Untersuchungen zur Energieregion Lausitz heben wieder die Notwendigkeit von Dialog und professioneller Information hervor, um die Akzeptanz steigern zu können (vgl. [177], [178]).

In einem Vergleich verschiedener Studienergebnisse zu Windkraftanlagen konnten Hübner und Pohl [175] folgende Faktoren identifizieren, die eine Akzeptanz verringerten (siehe Abb. 7-4):

- Belästigung durch Windenergieanlagen, die das Landschaftsbild stören,

- Geräuschbelästigung,
- Tages- und Nachtkennzeichnung,
- Belastungen durch Planungs- und Bauphase.

Als fördernde Faktoren für gelingende Projektverläufe verweisen sie auf eine umfassende Akteurs-Analyse, ausreichende Information und insbesondere auf einen guten Planungsprozess, in dem die betroffenen Beteiligten frühzeitig und „mit realem Gestaltungsspielraum“ (ebd, S.23) eingebunden werden.

Tabelle 3: Korrelation zwischen Akzeptanzfaktoren und Einstellung zu lokalen WEA

	Schattenwurf-Studie	HK-Studie	Geräusch-Studie	Schweiz-Studie
Sichtbarkeit WEA	-0.20	-0.16	-0.35	-0.34
Belastung durch Planungs- und Bauphase	kein Item	-0.53	-0.58	-0.61
Zufriedenheit mit der Planungs- und Bauphase	.48	kein Item	.57	.67
finanzielle Beteiligung	.35			
Abstand zur nächsten WEA	.03	-0.02	.18	.02
Geräuschbelästigung	-0.65	-0.67	-0.71	-0.75
Belästigung durch Windpark im Landschaftsbild	-0.64	-0.72	-0.73	-0.74
Belästigung durch Tageskennzeichnung	kein Item	-0.58	-0.46	-0.60
Belästigung durch Nachtkennzeichnung	-0.41	-0.59	-0.58	-0.71

Anmerkungen: starke Zusammenhänge sind fett hervorgehoben, nicht signifikante sind grau dargestellt;
kein Item = Item wurde nicht erhoben;
finanzielle Beteiligung Schattenwurf-Studie: 18,8 %, in den drei anderen Studien zu gering (3,8 % bis 5,0 %)

Abb. 7-4: Vergleichsstudie zu Akzeptanzfaktoren von Windkraftanlagen (Hübner & Pohl, 2015 [175])

In einer Studie zur Untersuchung der öffentlichen Wahrnehmung von carbon dioxide utilisation (CDU) Technologie ermittelten Jones et al. [179] die Wichtigkeit, Zweck und Angemessenheit jeglicher geplanter Kommunikation in ausreichendem Maße zu berücksichtigen, um Missverständnisse oder Fehlinterpretationen zu der in Frage stehenden Technologie zu minimieren.

Studien zur Wasserstoff-Energietechnik in Großbritannien zeigten, dass mangelndes Wissen und Unausgereiftheit einer Technologie keine gute Grundlage für Bürgerpartizipation-Prozesse darstellen [180]. Ein wesentliches Ergebnis dabei war, dass gerade im Anfangsstadium von Forschung und Entwicklung Verbraucher und Bürger nicht in der Lage oder nicht gewillt sind, dezidierte Aussagen oder Bewertungen zum Einsatz einer speziellen Technologie zu machen. Die Komplexität der Technik und diesbezüglicher Informationen machen eine Bewertung von Vor- und Nachteilen schwierig. Bewertungen erfolgen in der

Regel stark kontext- und erfahrungsbezogen, daher liefern hypothetische Bewertungen zu einer noch recht unbekanntem Technologie keine belastbaren Informationen. Der Vorteil gegenüber herkömmlichen Technologien (z. B. Risiken, Versorgungssicherheit) sollte zum Befragungszeitpunkt klar kommunizierbar sein und der Beitrag zur Gesamt-sozio-technischen „Vision“ der Energiepolitik aufgezeigt werden. Dabei spielen Glaubwürdigkeit und Vertrauen hinsichtlich politischer Prozesse und Wirtschaftsinteressen eine große Rolle. Förderlich für die Erhöhung von Akzeptanz seien Demoprojekte: das Erleben von Technologie ‚in action‘.

Von Interesse hinsichtlich des regionalen Bezugs in BW ist die bereits zuvor erwähnte Studie der KlimaPartner Oberrhein e.V. und Energiewende Index GmbH. Sie veröffentlichten 2015 in Kooperation mit der Forschungsgruppe *Social Responsibility and Quality of Life* einen Quer- und Längsschnittvergleich der Studien 2013 und 2014 zu objektiven und subjektiven Aspekten der Energiewende [159]. Zu den Zielgruppen der Online-Bürgerbefragung zählten neben der Region Oberrhein und Lörrach mit den Landkreisen und dem Stadtkreis Freiburg auch der Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald, in der die Modellregion Pfaffenweiler-Ebringen liegt. Als wesentliches Ergebnis nennen die Studienautoren, dass sich Grundvoraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in der Region verbessert haben und somit auch die Umsetzung der Energiewende weiter vorangetrieben werden kann (vgl. S. 17). Hierzu zählen beispielsweise Nutzen, Akzeptanz, Wichtigkeit, Wissen oder Involvement. Zu den weiteren Erkenntnissen zählt, dass eine tendenzielle Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger besteht, höhere Kosten der Energiewende mitzutragen. Von Bedeutung sind für sie dabei die Zuverlässigkeit der Strom- und Wärmeversorgung sowie die Sicherheit der Energieproduktion. Als Hindernisse bei einer Partizipation durch konkrete eigene Maßnahmen werden allerdings genannt: zu geringes Budget, mangelnde Mitsprachemöglichkeit, Zeitmangel und allgemeine Politikverdrossenheit. Von den Gemeinden und Städten wünschen sich die Bürgerinnen und Bürger eine bessere Vorbildfunktion bei der Umsetzung der Energiewende sowie ehrlichere und transparentere Informationen.

Was sich schon in den lokalen beziehungsweise regionalen Akzeptanzstudien andeutet, wird in seiner Bedeutung in allgemeineren Veröffentlichungen zur Rolle von Akzeptanz bei Großprojekten grundlegend entfaltet. Die Steigerung der Akzeptanz steht demzufolge in einem engen Zusammenhang mit dem Informationsgrad und der Möglichkeit zur Bürgerbeteiligung. Großprojekte finden in der Gesellschaft nicht schon automatisch Anerkennung, weil sie legitimiert sind. Deshalb gilt es, die Beteiligungsmöglichkeiten zu erweitern. Neben inhaltlicher Beteiligung sind ebenso wirtschaftliche denkbar. Weiter gilt es auf die Qualität der Kommunikation zu achten, die frühzeitig, transparent sowie ergebnisoffen sein sollte. Der mögliche Handlungsspielraum bei der Mitentscheidung sollte auf jeden Fall vorher bekannt gegeben werden. Zusätzlich sind Gerechtigkeitserleben der Bürger und Kompetenz sowie Glaubwürdigkeit der Verantwortlichen wichtige. Mangelndes Wissen und befürchtete Kosten führen teilweise immer noch zum Verzicht auf Bürgerbeteiligung. Aus diesem Grund gibt es zahlreiche Handlungsempfehlungen, um zielgerichtet Bürgerbeteiligung umsetzen zu können. Dabei zeigen Studien, dass jedes Projekt seine eigenen Besonderheiten besitzt, weshalb es keine Patenrezept für „die eine“ Bürgerbeteiligung geben kann (vgl. [169], [177] - [180]).

PtG in den Medien. Stichprobenartig wurde verfolgt, welche Informationen zur Power-to-Gas-Technologie erhältlich sind. Es handelt sich hierbei daher nicht um eine systematische qualitative Inhaltsstudie. Sie dient ergänzend als Eindrucksbildung, auf welche Informationen Laien im Internet stoßen können.

Bei der Bewertung der Technologie spielt auch in den Funden die Glaubwürdigkeit und das Vertrauen in Politik und Wirtschaft eine Rolle. Unterschiedliche Argumentation und Interpretation des Forschungsstandes zur PtG-Technologie werden am Beispiel einer Stellungnahme seitens einer Politikerin der Grünen zu einer Bewertung der PtG-Technologie durch einen energiepolitischen Sprecher der CDU deutlich [181]. Kern des Vorwurfs der Grünen-Politikerin ist dabei, dass PtG unangemessen negativ bezüglich des Wirkungsgrades bewertet wird und möglicherweise dabei wirtschaftliche Interessen eine Rolle spielen könnten.

Die Diskussion zur PtG-Technologie verläuft sowohl insgesamt recht kontrovers, wie die nachfolgenden Beispiele zeigen. Im März 2014 kritisierten die Freiburger Wissenschaftler des Öko-Instituts [182], dass das Verfahren der Umwelt kein Kohlendioxid (CO₂) entziehe, „vielmehr gelangen die Emissionen später und auf Umwegen in die Atmosphäre. Es muss vielmehr darum gehen, gerade die energie- und emissionsintensiven Prozesse in der Industrie effizienter zu gestalten und damit nachhaltig weniger Emissionen zu verursachen.“ Power-to-Gas sei kein Allheilmittel für den Klimaschutz, u.a. sei der Wirkungsgrad der aufwendigen Umwandlung von Strom zu Gas und wieder zu Strom mit 30 bis 50 Prozent zu niedrig und der ganze Prozess deshalb zu teuer: „Eine schnelle großflächige Einführung der Power-to-Gas-Technologie und insbesondere die finanzielle Förderung (z. B. durch eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten oder durch die Befreiung von der EEG-Umlage) für die nächsten Jahre ist daher aus Sicht der Wissenschaftler des Öko-Instituts weder zielführend noch notwendig.“

N-tv berichtete am 17. August 2015 [183], die Technologie sei noch nicht effizient genug und beruft sich auf Kritiker, die die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Es wird jedoch auch der DVGW zitiert, der auf die Bedeutung der Gasspeicher für die Deckung des Energiebedarfs hinweist und der Politik empfiehlt, Speicheranlagen finanziell zu fördern. Weiterhin wird in dem Bericht auf den "Pro-Windgas"-Gastarif des Energieversorgers Greenpeace Energy verwiesen, der seit Dezember 2014 trotz "Innovationsaufschlag" bereits über 10.000 Kunden gewinnen konnte. Auf der Seite www.greenpeace-energy.de/windgas wird ein Video zur Erklärung der Technologie angeboten.

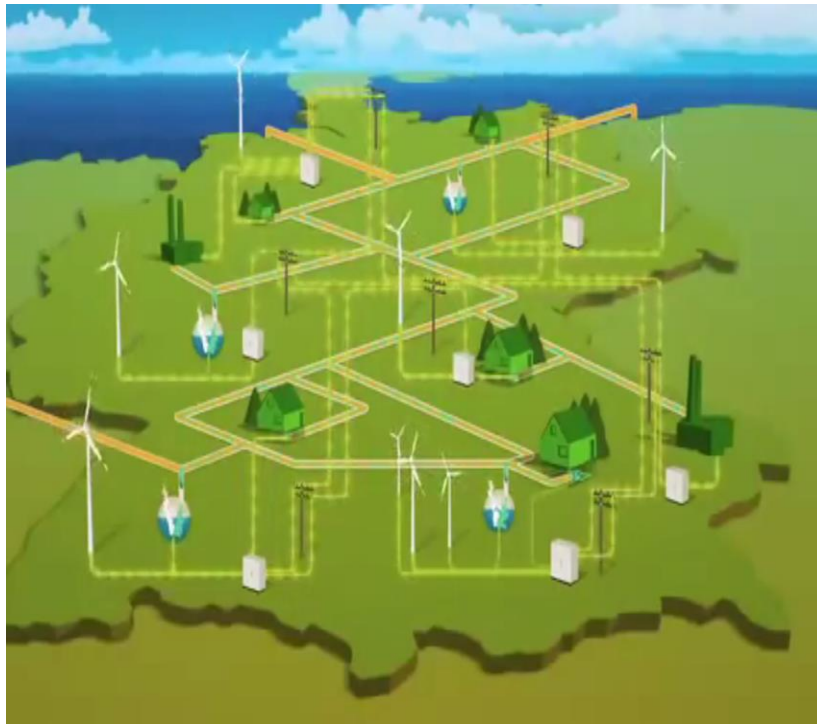


Abb. 7-5: Screenshot vom Video zur Erläuterung der PtG-Technologie

Auch die Süddeutsche Zeitung widmet sich im August 2015 [184]] dem Thema „*Wohin mit überschüssigem Strom aus Windkraftanlagen, wenn der Wind zu stark weht? Es gibt eine Lösung dafür, die sogar die Energiewende preisgünstiger machen könnte.*“ Es wird die Studie der Greenpeace Energy zitiert, wonach die Energiewende mit Windgas-Speichern ab 2035 billiger als ohne sei und im Jahr 2050 die Ersparnis auf fast zwölf Milliarden Euro wachse. Zugleich stamme dann tatsächlich jede Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Quellen.

Auf der Internet-Seite *hzwei* [185] wird auf Forschung verwiesen, die sich mit der Rolle von Mikroorganismen bei der Methanisierung beschäftigt: „Der Umwandlungsprozess von Wasserstoff zu Methan kann mit Mikroorganismen bei der normalen Betriebstemperatur von 50 bis 60 °C schnell anlaufen oder abgeschaltet werden. Die Mikroben senken ihren Stoffwechsel dann bis auf ein Minimum herab. Die vergleichsweise geringen Temperaturen und Drücke machen diesen Weg wirtschaftlich interessant. Genau das braucht die PtG-Technologie, wenn sie ein Partner für die fluktuierende Stromerzeugung aus Sonne und Wind sein will. Der Stadtwerkeverbund Thüga schätzt, dass der entsprechende Speicherbedarf bereits 2020 bei rund 17 Terawattstunden und 2050 bei 50 TWh liegt.“

Eine systematische Medienanalyse wäre möglicherweise hilfreich, um die Meinungsbildung zum Thema Power-to-Gas nachzuvollziehen.

7.4 Methode

Während sich Akzeptanzstudien bezüglich Windkraftanlagen oder zu Stromtrassen finden lassen, gibt es zu neuen Technologien aus nachvollziehbaren Gründen noch wenige Erkenntnisse. Dies hat Auswirkungen auf die Wahl geeigneter Methoden. Bei bereits bekannten Phänomenen bieten sich quantitative Methoden der Sozialforschung an, beispielsweise in Form breitangelegter schriftlicher Befragungen. Will man sich jedoch einem neuen Forschungsgegenstand nähern, liefern qualitative Methoden einen sinnvolleren Zugang zur Nutzerakzeptanz, um belastbare Erkenntnisse zu gewinnen.

Zu Beginn des Projektes war eine online-Befragung auf breiterer Basis in Baden-Württemberg mit ausgewählten Akteuren, Mediatoren etc. in Erwägung gezogen worden, um belastbare Ergebnisse zu erzielen. Vor dem Hintergrund des aktuellen Forschungsstandes bezüglich Befragungen zu noch wenig bekannten Technologien ist unter Berücksichtigung der oben genannten Anforderungen an die Teilnahme an einer schriftlichen Befragung, die keine Rückfragen zulässt, als kritisch zu sehen. Der sich rasch ändernde Forschungsstand sowie das Fehlen konkreter Umsetzungspläne und entsprechender Informationen machen vor allem Befragungen von Personen, die nicht über ausreichende Expertise zur PtG-Technologie verfügen, zu einem schwierigen Unterfangen. Die Aussagekraft von Antworten gerade zu hypothetischen Fragen ist fraglich.

Personen, die an einer Befragung teilnehmen, haben mehrere Aufgaben zu lösen (vgl. [186]). Sie müssen

- die gestellte Frage verstehen,

- relevante Informationen zur Beantwortung der Frage aus dem Gedächtnis abrufen,
- auf der Basis dieser Informationen ein Urteil bilden,
- dieses Urteil ggfs. in ein Antwortformat einpassen und
- ihr "privates" Urteil vor der Weitergabe an Interviewer oder Fragebogen ggfs. "editieren,, (soziale Erwünschtheit)

Von einer quantitativen Herangehensweise wurde daher abgesehen, da noch keine belastbaren Aussagen zu erwarten waren. Stattdessen wurde ein qualitativer Zugang verfolgt. Daher wurde in diesem Vorhaben auf qualitative Forschungszugänge zurückgegriffen, die sich für neue Themenfelder anbieten, zu denen noch wenig bekannt ist.

Der qualitative Ansatz teilt sich in drei Bereiche. Um zunächst generell Erfahrungen mit PtG-Anlagen oder Teilbereichen davon eruieren, wurden Vorab-Interviews mit Akteuren durchgeführt, die in Demo- oder Pilotprojekte involviert waren. In diesen Interviews konnten anhand konkreter Projekte fördernde und hemmende Faktoren in diesen spezifischen Fällen herausgefunden werden.

In einem zweiten Ansatz wurden, ebenfalls in teilstrukturierten Telefoninterviews, Experten aus dem Bereich PtG befragt. Darunter befanden sich Vertreter von Stadtwerken bzw. Energiedienstleistern, Wissenschaft, Nichtregierungsorganisationen, Bürgerbeteiligungsgesellschaften usw. Aufgrund der sich sehr schnell weiterentwickelnden Technologie wurden ca. sechs Monate später Nacherhebungen und Aktualisierungen durchgeführt.

Die Fokusgruppen, die in den Modellregionen vor Ort durchgeführt wurden, stellen den dritten Ansatz dar. In Karlsruhe, Aalen und Freiburg fanden für die Modellregionen Karlsruhe-Stadt, Aalen und Umgebung sowie Ebringen-Pfaffenweiler statt. Für die Modellregion Oberschwaben sollte in Leutkirch eine Fokusgruppe durchgeführt werden, die aufgrund mangelnder Teilnehmerzahl und weiter Anreise zugunsten von weiteren Interviews mit Partnern vor Ort gestrichen wurde. Der Vorteil der Fokusgruppen besteht darin, dass sie sich konkret auf eine Modellregion mit Menschen aus dieser Region beziehen. Zudem können aus einer Diskussion mit mehreren Personen durch den interaktiven Prozess Aspekte resultieren, die in einem bilateralen Telefonat eventuell nicht zur Sprache kommen. Auf den genauen Ablauf der Fokusgruppen wird im an anderer Stelle detailliert eingegangen.

Abb. 7-6 gibt eine Übersicht der methodischen Vorgehensweise.



Vorab-Interviews (teilstrukturierte Telefon-Interviews zu Pilotprojekten; bundesweit)

Stichprobe:

- Gemeinde Saerbeck: Pilotanlage geplant (Bürgermeister)
- RWE Osnabrück: Pilotanlage Ibbenbüren (Pressestelle)
- EON Pritzwalk: Pilotanlage Falkenhagen (Bauamt)
- Durchführung: Juni 2015 (Nacherhebung/Aktualisierung Dezember 2015)



Experten-Interviews (teilstrukturierte Telefon-Interviews; bundesweit)

Stichprobe:

- Stadtwerke Mainz: Pilotanlage im Energiepark (Pressestelle)
- Hochschule Münster: begleitet die Pilotanlage in Saerbeck
- Energiegenossenschaft Ingersheim (Erfahrung mit Windkraftanlage im Ort)
- Greenpeace-Energy als Betreiber von Windgas: Pressestelle (Empfehlung von Prof. Sterner)
- NLF Bürgerwind als Energiedienstleister
- Stadtwerk Haßfurt als Betreiber einer Power-to-Gas-Anlage (seit Oktober 2016)
- Durchführung: Januar bis April 2016 (Nacherhebung/Aktualisierung Dezember 2016)



Fokusgruppen in den Modellregionen in BW

Stichprobe:

- Aalen, Ebrigen-Pfaffenweiler (Veranstaltungsort: Freiburg), Karlsruhe und Oberschwaben (insgesamt 21 Personen). Im Fall von Leutkirch (Oberschwaben) wurde die Fokusgruppe durch Telefoninterviews ersetzt, da die Anmeldezahlen für die Fokusgruppe trotz intensiver Rekrutierung zu gering war: Es hatten sich lediglich 3 Personen zu einer Teilnahme bereit erklärt. Über weitere Anfragen konnten insgesamt 5 Personen für Telefoninterviews gewonnen werden.
- Durchführung: Juni - Juli 2016. Die Fokusgruppen fanden jeweils am späten Nachmittag von 16 bis 18 Uhr statt.

Abb. 7-6: Methodenübersicht

7.4.1 Konzeption eines Leitfadens für teilstrukturierte Interviews

Fokusgruppen sind eine Forschungsmethode, bei der Diskussionsgruppen, die anhand bestimmter Kriterien zusammengestellt werden, durch einen Informationsinput zur Diskussion über ein bestimmtes Thema angeregt und durch einen Moderator betreut werden. Der dialogische Charakter ermöglicht Nachfragen und Vertiefung. Die Teilnehmenden werden durch Beiträge der Anderen angeregt, dies ermöglicht eine vielfältige Themenbearbeitung [187].

- Sachfragen im Zusammenhang mit Power-to-Gas: Darunter sind Fragen
 - zur Zeitdauer, seit wann sich die interviewte Person mit der Technologie beschäftigt,
 - zum Forschungs-/Verbesserungsbedarf in der Kette der Power-to-Gas-Technologie,
 - zur Bedeutung der PtG-Technologie für die Klimaschutzpolitischen Ziele der Landesregierung,
 - zu sicherheitstechnischen Bedenken,
 - zur Notwendigkeit des Einsatzes von PtG (für Baden-Württemberg, national, europaweit, global),
 - zum dezentralen Ansatz sowie
 - zum Beitrag für Wind- und Sonnenenergie.
- Prinzipielle Haltung der Organisation/Kommune der interviewten Person: In diesem Block geht es um
 - die persönliche Haltung des Interview-Partners,
 - der Haltung ihrer Organisation oder der Kommune zum Thema PtG sowie
 - eigene Erfahrungen mit (Groß)projekten zu EE.
- Diskussion des Themas PtG in der Öffentlichkeit: Hier werden Einschätzungen abgefragt
 - zum Bekanntheitsgrad des Themas in der Öffentlichkeit,
 - zur Meinung der Öffentlichkeit in Bezug auf PtG,
 - zur Berichterstattung in den Medien,
 - zu Einflussfaktoren und vertrauenswürdigen Multiplikatoren zum Thema und
 - zu Ausgestaltungsmöglichkeiten bei der Kommunikation im Umgang mit dem Thema PtG.

7.4.2 Konzeption der Fokusgruppen

Für die Vorab-Interviews zu den Pilotprojekten und den Experten-Telefoninterviews wurde ein teilstrukturierter Gesprächsleitfadens entwickelt. Die zuvor identifizierten Inhalte (siehe Zwischenbericht für 2014) wurden als Grundlage genommen und für einen ersten Entwurf herangezogen. Hinzu kamen weitere Aspekte, die bei den Gesprächen mit Kommunen (siehe oben) und bei Projekttreffen 2015 mit den Kolleginnen und Kollegen der Partnerinstitute deutlich wurden. Der Leitfaden umfasste folgende Themenblöcke:

Fokusgruppen setzen sich meistens aus homogenen Gruppen zusammen, das heißt die Teilnehmer verfügen über einen ähnlichen Hintergrund (z.B. in Bezug auf die soziale Position, Beruf oder Alter). Als Richtgröße sind 6 bis 12 Personen für die Durchführung von Fokusgruppen anzusetzen. Tab. 6-2 zeigt den Ablauf und Inhalte der Fokusgruppen.

Tab. 7-1: Übersicht über den Ablauf der Fokusgruppen

Begrüßungsphase	Begrüßung durch Moderatorin, Vorstellung des Projekt-Teams
Vorstellungsphase Strukturierte Vorstellung der Teilnehmer (Mitschrift am Flipchart)	<ul style="list-style-type: none"> • Ich bin (Herr/Frau...) von (Institut/Organisation/Kommune)... • Ich halte die Technologie Power-to-Gas für ... • Ich nehme an dieser Fokusgruppe teil, weil ...
Themeneinstieg mittels Kurzfragebogen	<p>Die Power-to-Gas-Technologie...</p> <ul style="list-style-type: none"> • ... wird zukünftig von der breiten Öffentlichkeit mit getragen werden.“ • ... wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Akzeptanzprobleme haben.“ • ... ermöglicht es, den Netzausbau bei der Stromversorgung zu vermindern.“ • ... kann ein wesentlicher Baustein für die Energiewende sein.“
Informationsphase	Input/Präsentation zur Technologie und zu den Modellregionen vom Projektteam (Herr Köppel/Herr König/Herr McKenna)
Diskussionsphase	Visualisierung der Diskussionspunkte an der Pinwand, Clusterung und Zusammenfassung
Erneute Abfrage der Kurzfragebogens	Ergebnisaufbereitung und Visualisierung am Flipchart
Feedback-Runde der Teilnehmer und Verabschiedung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Fokusgruppe heute fand ich ... • Besonders gefallen hat mir, ... • Gelernt habe ich, dass ...

Für die Fokusgruppen wurde ein Kurzfragebogen entwickelt, um zu Beginn der Veranstaltung die Einstellungen der Teilnehmer zu erfassen. Nach dem Technik-Input und einer Diskussionsphase hierzu wird der Fragebogen erneut eingesetzt, um etwaige Veränderungen in den Meinungen festzuhalten. Die Auswertung und Visualisierung der Ergebnisse sollten als Stimmungsbild und Diskussionsgrundlage fungieren.

Uns interessiert Ihre Meinung zu folgenden Aussagen. Bitte kreuzen Sie entsprechend an, in welchem Maße Sie zustimmen.

Die Power-to-Gas-Technologie...	stimme ganz und gar zu			stimme ganz und gar nicht zu			Kommentar
...wird zukünftig von der breiten Öffentlichkeit mit getragen werden.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
...wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Akzeptanzprobleme haben.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
...ermöglicht es, den Netzausbau bei der Stromversorgung zu vermindern.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
...kann ein wesentlicher Baustein für die Energiewende sein.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	

Abb. 7-7: Kurzfragebogen zu Meinungen der Fokusgruppen-Teilnehmer bezüglich EE

Stichprobe. Auswahlkriterien für Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Experten-Interviews und Fokusgruppen waren: Erfahrungen aus Pilotanlagen oder Planungsprozessen zu Pilotanlagen, Expertise in der PtG-Technologie, Expertise für Kommunikation im Feld EE (z. B. Pressestellen), Entscheidungsträger vor Ort sowie Akteure im Feld der EE mit regionaler Verankerung (z.B. Verbände, Energieagenturen), technischem Vorwissen, energiepolitischen Kenntnissen und/oder Meinungsbildungsfunktion. Tab. 7-2 zeigt die Zusammensetzung der Stichprobe.

Tab. 7-2: Übersicht über die Zusammensetzung der Stichprobe

Stichprobe	Kommunale Entscheidungsträger und Koordinierungsstellen	Energieanbieter	Ökologisch orientierte Organisationen, Vereine, Bündnisse	Sonstige (Presse, Wissenschaft)
	N	N	N	
Interviews zu Pilotanlagen (telefonisch)	2	1	-	-
Experten-Interviews (telefonisch)	-	3	2	2
Fokusgruppen + Ersatztelefonate Oberschwaben	8	1	11	6

Insgesamt ergab sich damit ein Input von 36 Personen aus dem Bereich EE.

7.4.3 Beschreibung von PtG-Pilotprojekten (Vorab-Interviews)

Um einen Einblick in gegebenenfalls bereits vorliegende Erfahrungen zur Bürger-Akzeptanz von Power-to-Gas-Pilotprojekten zu bekommen, wurden im Juni 2015 telefonisch drei Vorab-Interviews mit verschiedenen Akteuren geführt. Hierzu wurden Projekte über den Demo-Atlas der Power-to-Gas-Internetseite ausgewählt. Nachfolgend werden die Demo-Projekte kurz beschrieben und die wesentlichen Gesprächsinhalte wiedergegeben.

- **Klimakommune Saerbeck**

Die Gemeinde Saerbeck im nördlichen Münsterland verfolgt seit 2008 ein ambitioniertes Klimakonzept (<http://www.klimakommune-saerbeck.de>). Bis zum Jahr 2030 soll der Umstieg auf regenerative Energie geschafft sein. Inzwischen wird in der Gemeinde das Vielfache des eigenen Strombedarfs aus Wind, Sonne und Biomasse erzeugt; wesentliches Ziel ist die CO₂-Neutralität. In verschiedenen Projekten wie dem *Bioenergiepark*, der *Gläsernen Heizzentrale* und dem *Energieerlebnispfad* unterstützen die Bürger den ‚Saerbecker Weg‘ durch finanzielles und ideelles Engagement. Jüngstes Projekt ist der Außerschulische Lernort *Saerbecker Energiewelten* zur Vermittlung von Nachhaltigkeitsthemen u. a. an die jüngere Generation. Mittlerweile sind die Klimaschutzaktivitäten der Gemeinde vielfach ausgezeichnet worden, u. a. mit dem *Deutschen Nachhaltigkeitspreis* sowie aktuell mit dem *Special Recognition Award* für die *Smart Community with Advanced Energy Technologies*, der dem Bürgermeister in Dubai übergeben wurde.

Zum Einsatz der PtG-Technologie ist seit Frühjahr 2014 geplant, eine Pilotanlage in einem Gebäude auf dem Gelände des Bioenergieparks zu realisieren. Hierzu erfolgte zunächst im Planungsausschuss ein Vortrag zum Thema „Integration einer Power-to-Gas-Anlage in das kommunale Energieversorgungssystem“ durch die Fachhochschule Münster. In einer Ratsitzung wurde der Tagesordnungspunkt „Errichtung einer Power-to-Gas-Anlage im Bioenergiepark“ im nicht-öffentlichen Teil behandelt. Eine Machbarkeitsstudie, gefördert durch das Land NRW, ist in Auftrag gegeben. Als Betreiber und voraussichtlich auch als Investor ist *Gelsenwasser*, die bereits Gaslieferantin für Saerbecker Haushalte ist, vorgesehen. *Gelsenwasser* bewirbt sich für Gasnetzkonzeption in der Region und setzt sich stark für EE ein. Es wurden inzwischen Gespräche zwischen Gemeinde und *Gelsenwasser* aufgenommen.

Telefonat mit dem Bürgermeister der Gemeinde Saerbeck am 02.06.2015:

- Die Planung des PtG-Vorhabens im Bioenergiepark wurde mit Interesse im Gemeinderat diskutiert. Die Bevölkerung steht nach den Erfahrungen des Bürgermeisters hinter dem umfangreichen Klimaschutzkonzept der Gemeinde (u. a. Ziel der Energieautarkie).
- Prinzipiell besteht in der Gemeinde eine hohe Akzeptanz zum Thema Windkraftanlagen. Zu den Erfolgsfaktoren zählt der Bürgermeister ausreichende Vorabinformationen und den Einbezug der Bewohner in die Klimaschutzziele. Die Bürgerinnen und Bürger identifizieren sich mit dem Konzept. Selbst ein 199,5 m hohes Windrad wurde akzeptiert. Zu den bereits stehenden sieben Windrädern (Die Entfernung vom Bioenergiepark zur Bebauung beträgt 1400 m) werden in der Bauernschaft

Sinningen weitere sieben Windräder (E115) gebaut. Hierzu gibt es ein starkes Engagement der Landwirte. In der Bauerschaft besteht keine dichte Bebauung und eine ausreichende Entfernung zur Bebauung kann eingehalten werden.

Update vom Oktober 2016: Träger der Versuchsanlage soll die Gemeinde Saerbeck zusammen mit mehreren Partnern sein. Als „maßgeblich beteiligt“ nannte Roos die Fachhochschule in Burgsteinfurt und das Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI). Das 1937 gegründete GWI ist ein anerkanntes und weit über Nordrhein-Westfalen hinaus etabliertes Forschungsinstitut, das die Energiethemen der Zukunft mit dem Schwerpunkt der Technologien rund um die Gase der öffentlichen Gasversorgung gestaltet [188]. Die Gemeinde Saerbeck erwartet zudem Fördergelder für den Bau der PtG-Anlage.

- **RWE-Demonstrationsanlage in Ibbenbüren**

Die RWE Deutschland AG errichtete im Rahmen ihrer Smart-Stations-Projekte im münsterländischen Ibbenbüren eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage [189]. In der Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von 150 Kilowatt wird die innovative PEM-Elektrolysetechnologie getestet. Der in der Anlage erzeugte Wasserstoff wird in das regionale RWE-Gasnetz eingespeist und kann bei Bedarf unter Ausnutzung von Kraft-Wärme-Kopplung wieder rückverstromt werden. Die Anlage hat im März 2015 ihren Testbetrieb aufgenommen. Ziel ist es, die Einsatztauglichkeit eines Elektrolyseurs im Zusammenspiel mit fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV unter Praxisbedingungen nachzuweisen. Für die PtG-Demoanlage werden bereits bestehende Windkrafträder in der Nähe genutzt.

Zum Projekt werden ein Flyer [190] und ein Video-Film (s. Abb. 7-8) im Internet angeboten.

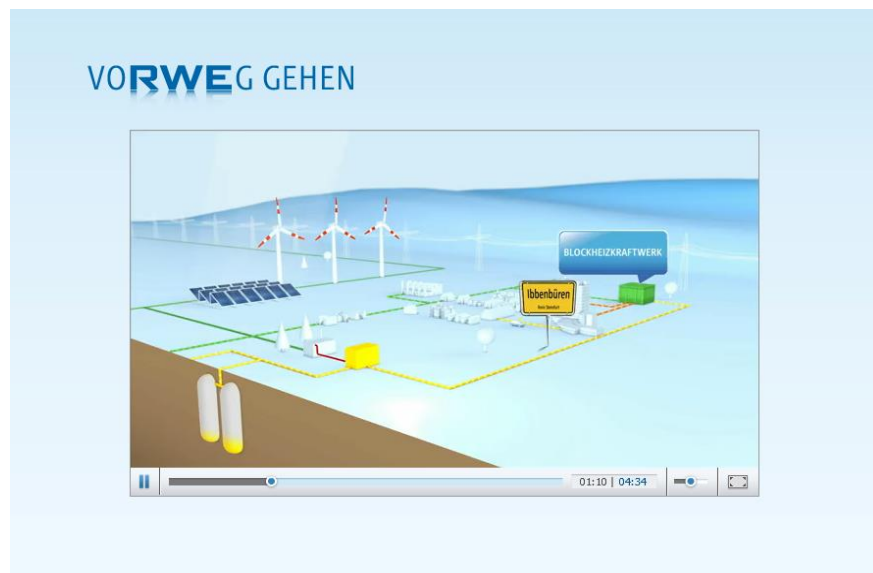


Abb. 7-8: Video zur Erläuterung der PtG-Technologie und zur Demoanlage in Ibbenbüren

[Quelle: <http://www.rwe.com/web/cms/de/2258232/rwe-deutschland/energiewende/intelligente-netze/smart-stations/power-to-gas>]

Telefonat mit der RWE-Pressestelle Osnabrück am 02.06.2015:

- Der Elektrolyseur wird mit der vorhandenen Gasdruckregelstation verbunden. Strom kommt von einem mehrere Kilometer entfernten Windrad. Leitungen sind vorhanden, es waren keine neuen erforderlich. Das Gas wird für Fernwärme genutzt. Eventuell wird es zukünftig noch eine Ladestation für Fahrzeuge geben.
- Von den wenigen Anwohnern sind bislang keine negativen Reaktionen erfolgt; die Anlage ist optisch jedoch auch nicht dominant.
- Die offizielle Inbetriebnahme ist für August vorgesehen. Es sind Informationsveranstaltungen geplant, und es gibt einen Besichtigungscontainer.



Abb. 7-9: Die Pilotanlage der RWE in Ibbenbüren

[Quelle: <http://www.rwe.com/web/cms/de/2258232/rwe-deutschland/energiewende/intelligente-netze/smart-stations/power-to-gas>]

• Falkenhagen-Pritzwalk

E.ON betreibt seit 2013 im brandenburgischen Falkenhagen eine Demonstrationsanlage [191]. Der gewonnene Wasserstoff wird über eine Anbindungsleitung in das Hochdruckerdgasnetz der ONTRAS eingespeist.

Telefonat mit einem Mitarbeiter des Bauamtes Falkenhagen am 02.06.2015:

Die Anlage steht außerhalb des Ortes im Gewerbepark. Bereits vorhandene Windräder werden genutzt. Nur sehr, sehr wenige Anwohner seien betroffen.

- Einweihung durch Polit-Prominenz wurde in Medien thematisiert und von der Bevölkerung wahrgenommen. Es gab keine negativen Reaktionen, keine Bürgerinitiativen gegen die Anlage.
- Herr Gau selbst hält die Technologie für sinnvoll, um die in der Gegend reichlich vorhandene Windenergie optimal zu nutzen.



Abb. 7-10: Die PtG-Anlage in Falkenhagen

[Quelle: http://www.b4bberlin-brandenburg.de/nachrichten/frankfurt-oder_artikel,-%E2%80%9EPower-to-Gas%E2%80%9CPilotanlage-in-Falkenhagen-in-Betrieb-_arid,129940.html. Foto: E.on]

• Haßfurt

Im Rahmen der Experten-Interviews ergab sich ein Verweis auf die aktuell in Betrieb genommene Power-to-Gas-Anlage des Stadtwerks Haßfurt (in Zusammenarbeit mit dem Energieanbieter Greenpeace Energy) und ein Telefonat mit dem Geschäftsführer und technischen Leiter des Stadtwerks. Am 21.10.2016 wurde die Anlage des Stadtwerks Haßfurt eingeweiht. Der Elektrolyseur befindet sich in einer Halle am Hafen, wird optisch von der Bevölkerung nicht besonders wahrgenommen. Die Einspeisung mit Strom erfolgt durch den Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald (Lage: Gemarkungen der Stadt Haßfurt, der Stadt Königsberg und der Gemeinde Riedbach). Hierzu gab im Verlaufe des Projektes in der Kommune Erfahrungen mit einer aktiven Gegnerschaft (juristische Auseinandersetzungen und Bau-stopp).

Sowohl Fachpublikum als auch die Bevölkerung hatten Gelegenheit, die Anlage besichtigen. Neben dem Interesse an der Technologie war unter anderem auch Sicherheit ein Thema. Auf der Homepage des Stadtwerks gibt es eine eigene Rubrik ‚Bürgerbeteiligung‘; die Bürger können in die Anlage investieren.



Abb. 7-11: Einweihung der PtG-Anlage in Haßfurt

[Quelle linkes Bild: www.hassfurter-tagblatt.de, 21.10.2016, Foto: **René Ruprecht**; Quelle rechtes Bild: <http://www.hassfurter-tagblatt.de/lokales/aktuelles/art2824,477238>]

Über die Wirtschaftlichkeit lässt sich aufgrund der kurzen Laufzeit noch keine Aussage treffen.

Nach Meinung und Erfahrung des technischen Leiters sind das Verstehen der Technologie und ein adäquates Informationsmanagement wichtig. In den Medien würde die Technologie teilweise noch kontrovers diskutiert, was die Akzeptanz erschwere. Populisten fänden Gehör, säten Unsicherheit, hätten aber erkennbar geringe Kenntnis bezüglich der Technologie.

Die Position der Politik könnte entschiedener sein und sollte sich nicht vordergründig an der Stimmung der Öffentlichkeit orientieren, nicht Fähnchen im Wind sein. Insgesamt bestünde kein großes Problem durch die Politik. Allerdings müssen sich Projekte in Bayern mit der 10H-Regelung auseinandersetzen (Mindestabstand von Windrädern vom 10-fachen ihrer Höhe zu Wohngebäuden in Gebieten mit Bebauungsplänen).

Große Konzerne hätten oft größere Probleme neue Entwicklungen (auch beispielsweise im Bereich EE) aufzugreifen (Deckung von Bedarf/Zahlen lässt sich schwieriger darstellen). Oft sind es eher kleinere Unternehmen, die reagieren und eine Anwendung initiieren können. Aber am Beispiel Kassel lässt sich zeigen, dass auch größere Städte vollständig auf EE setzen können. Die Dimensionen würden größer.

Aus Sicht des technischen Leiters sind Kombi-Lösungen von PtG und Batteriespeichern sinnvoll: Batterien speichern nur begrenzt, sind irgendwann voll. PtG sei nur ein Baustein, aber dennoch wichtig. Subventionierung wie bei der konventionellen Energieformen sei anfangs hilfreich. Langfristig würde die Technologie finanziell günstiger, beispielsweise wenn Anlagen in höheren Stückzahlen gebaut werden (können). Neue Technologie sei am Anfang immer teurer, das lässt sich am Beispiel Mobilität nachvollziehen.

Ein grundsätzliches Problem sei, dass andere Energieversorgung wie z.B. Braunkohle oft weit entfernt von der Lebenswelt entfernt läge; es gibt dadurch keine optische Beeinträchtigung im nahen Lebensumfeld. Braunkohle erfordere aber die Ausnutzung großer Flächen, beeinträchtige insgesamt intensiv die Landschaft.

Argumente wie „Verspargelung der Landschaft“ sieht er als ein Generationenproblem; die Jüngeren wachsen mit regenerativer Energie und den dazugehörigen Windenergieanlagen auf. Es sei eher ein Problem für die Älteren. Sicherlich würde Einstellungsänderung einen längeren Prozess erfordern, aber man dürfe nicht an alten Lösungen festhalten. Dabei müssten auch Kommunen ihren Beitrag zur Energiewende leisten. Mittel-/langfristig müsse die Gesellschaft ohne Brennstoff auskommen. Ein Großteil der Bevölkerung sei ja für die Energiewende und regenerative Energie. Mit Argumenten bzw. teilweise Parolen wie Schattenwurf, Gefahr für Vögel würde durch die Windkraftgegner Unsicherheit in der Bevölkerung geschürt. Sie seien sehr aktiv (u.a. im Internet), böten selbst aber auch keine Lösung an. Es sei schwer, diesen Gruppen entgegenzutreten; durch das Internet erfolge schnell eine Verbreitung der Anti-Haltung. Teilweise sei fraglich, welche Lobby-Gruppen dahinter stünden, die möglicherweise die konventionelle Energiegewinnung beibehalten wollen.

7.5 Klimapolitik in den Modellregionen

Im Folgenden wird kurz auf örtliche Besonderheiten und insbesondere die Klimapolitik der vier Modellregionen eingegangen, um die Ausgangslage für etwaige Projektumsetzungen der PtG-Technologie im Verbund mit WEA oder Solarparks aufzuzeigen.

Modellregion Ebringen. Ebringen ist von Reben umgeben, die in östlicher Richtung in Wäldern und das Naturschutzgebiet "Berghäuser Matten" übergehen. Die Bedeutung der Landschaft für die Gemeinde drückt sich im Slogan „Ebringen – Mitten in der Natur“ aus (siehe Abb. 7-12).



Abb. 7-12: Ansicht von Ebringen

[Quelle: <http://www.ebringen.de/de/Nat%C3%BCrlich-Ebringen/Ebringen---Mitten-in-der-Natur>]

Der Klimaschutz ist ambitioniert formuliert (siehe Abb. 7-13): „Klimaschutz wird bei uns groß geschrieben! Erfolgreich und engagiert setzen wir mit mehreren Partnern ein Zeichen für die Umwelt. Wir zeigen mustergültige und profitable Perspektiven, die die aktive Beteiligung unserer Bürger und Bürgerinnen nutzen.“

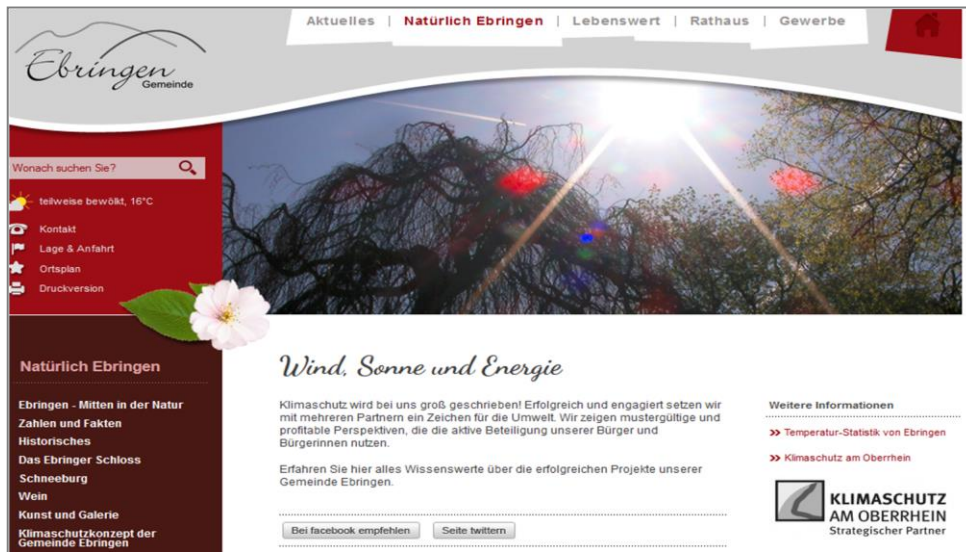


Abb. 7-13: Screenshot der Internetseite zum Klimaschutz in der Gemeinde Ebringen
 [Quelle: <http://www.ebringen.de/de/Nat%C3%BCrlich-Ebringen/Wind,-Sonne-und-Energie>]

Unter Einbindung der Bürgerinnen und Bürger und unter Mitwirkung der badenova wurde bereits wiederholt eine ‚Energiewerkstatt‘ durchgeführt, um Ideen und Vorschläge für eine klimafreundliche Energieversorgung der Gemeinde zu diskutieren.

Bei potenziellen Standorten noch zu errichtender Windräder wäre die landschaftliche Bedeutung auch der Nachbargemeinden zu berücksichtigen, beispielsweise des Nachbarortes Pfaffenweiler, auf dessen Internetseite die gute Lebens- und Wohnqualität hervorgehoben wird: „Unsere traditionsbewusste Weinbaugemeinde ist das Tor zum Markgräflerland im gastlichen Schneckental. Wald und Wiesen sowie Rebflächen und stilvolle Häuser wechseln sich harmonisch miteinander ab und geben Pfaffenweiler sein unverwechselbares Flair.“ (Dieter Hahn, Bürgermeister).



Abb. 7-14: Ansicht von Pfaffenweiler
 [Quelle: http://www.wg-pfaffenweiler.de/unser_dorf.html, Foto: Richard Kiefer]

Modellregion Karlsruhe. Auch Karlsruhe präsentiert sich medial in vielfältiger Weise als klimafreundliche Stadt: „Unter dem Motto ‚Zwei-Zwei-Zwei‘ hat sich die Stadt dafür anspruchsvolle Ziele gesetzt. Denn bis 2020 sollen der Energieverbrauch und der CO₂-Ausstoß jährlich um rund zwei Prozent gesenkt und der Anteil erneuerbarer Energien insgesamt verdoppelt werden. Um dies zu erreichen, beteiligt sich Karlsruhe auch am

European Energy Award, einem anerkannten Managementsystem für den kommunalen Klimaschutz (siehe (s. Abb. 7-15). Karlsruhe ist außerdem Musterkommune des Landes in Sachen Klimaneutralität, Mitglied beim europäischen Klimabündnis und im Bürgermeisterkonvent der EU für nachhaltige Energie vertreten.“

Die Stadt Karlsruhe hat in 2015 erneut den „Leitstern Energieeffizienz“ des baden-württembergischen Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft erhalten. Aktuell wurde die Stadt im November in Düsseldorf als nachhaltigste Stadt Deutschlands ausgezeichnet. Bürgerengagement und Bürgerbeteiligung sind in der Stadtpolitik verankert und auf der Homepage als eigene Rubrik ausgewiesen.

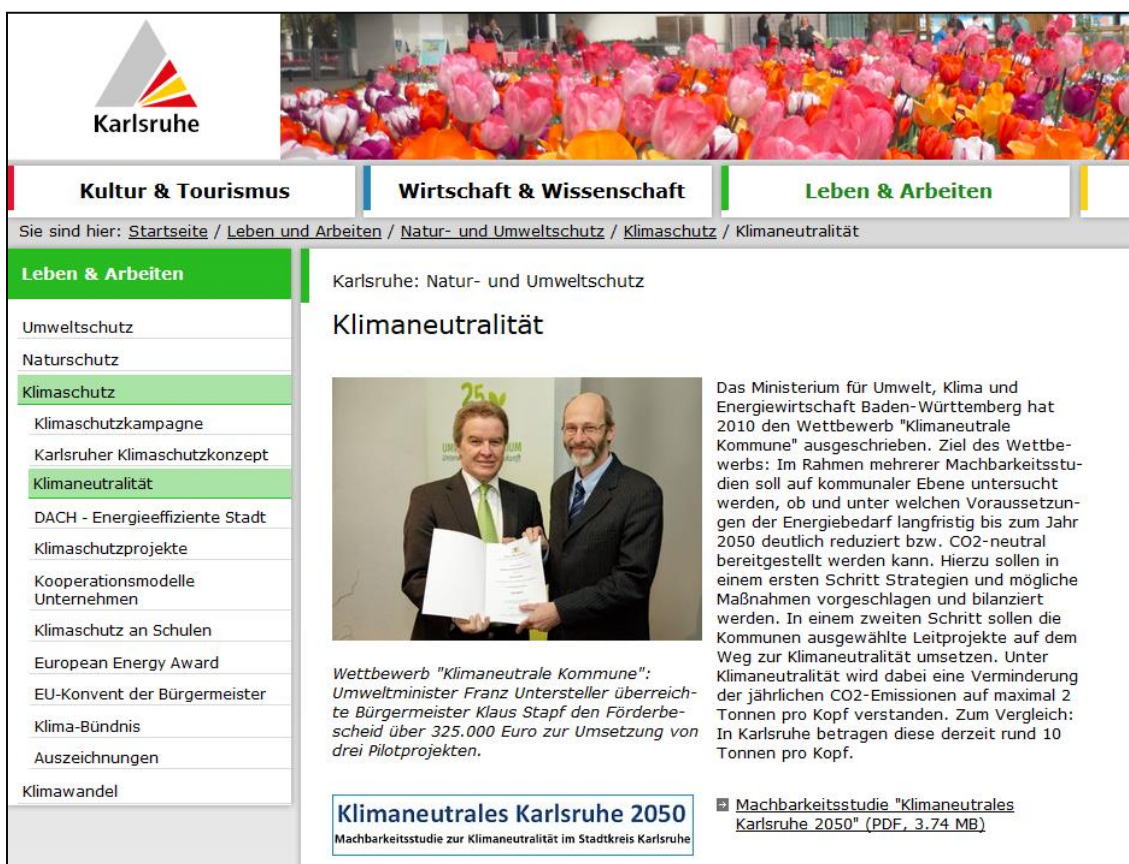


Abb. 7-15: Screenshot der Internetseite zur Klimaneutralität der Stadt Karlsruhe

[Quelle: http://www.karlsruhe.de/b3/natur_und_umwelt/klimaschutz/klimaneutralitaet.de]

Modellregion Aalen. Die Stadt Aalen wurde 2007 als eine der ersten 5 Kommunen in Baden-Württemberg im Rahmen des Energy Award erfolgreich zertifiziert und vom Land Baden-Württemberg ausgezeichnet. Nach der Rezertifizierung in 2011 erfolgte in 2015 eine erneute Zertifizierung. Die Stadt Aalen hat eine unterstützende Erklärung zum „Klimaschutzpakt“ zwischen dem Land Baden-Württemberg und den Landesverbänden unterzeichnet.



Abb. 7-16: Screenshot der Internetseite zur Klimapolitik der Stadt Aalen

[Quelle: <http://www.aalen-schafft-klima.de/aalen-schafft-klima.214.htm>]

Seit 2009 würdigt die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) in Berlin monatlich beispielhafte kommunale Energieprojekte mit dem Titel „Energiekommune“ und stellt die jeweiligen Kommunen auf ihrer Internetseite ausführlich vor. Die Stadt Aalen erhielt diese Auszeichnung im Oktober 2013. Seitdem wird die Kommune auf der Internetseite www.kommunal-erneuerbar.de vorgestellt und in Text und Bild präsentiert. Bürgerbeteiligung und Bürgerengagement sind im Rahmen der Rubrik, 'Bürgerservice' auf der Homepage aufgeführt.

Modellregion Oberschwaben. Oberschwaben ist Ferienregion und damit von Tourismus geprägt.

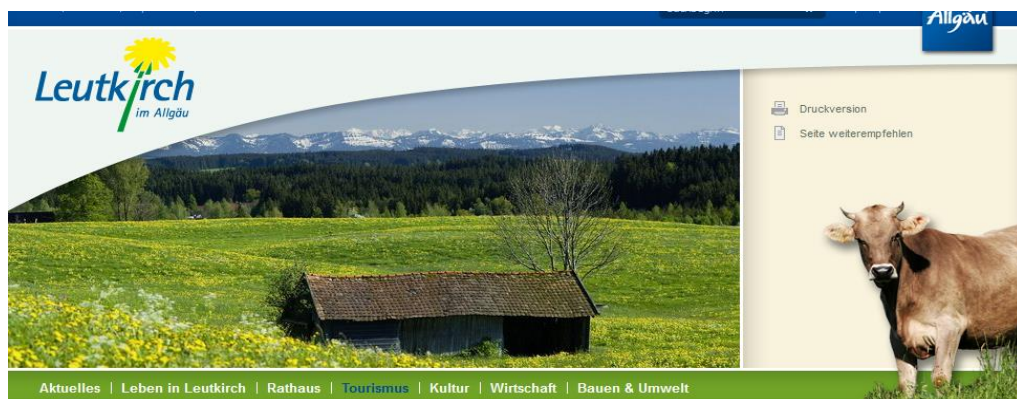


Abb. 7-17: Screenshot der Internetseite des Ortes Leutkirch

[Quelle: <https://www.leutkirch.de/de/Tourismus/%C3%9Cbernachten/%C3%9Cbernachten?view=public&item=lodgingHost&id=101>]

Leutkirch verfügt über zwei Solarparks (Haid 1 und Haid 2). Seit mehreren Jahren beteiligt sich die Stadt Leutkirch am European Energy Award (mit Unterstützung durch die Energieagentur Ravensburg), beteiligt sich erfolgreich an der Solarbundesliga und sieht sich als Vorreiter in der Region beim Thema EE.

Es besteht ein Leitbild "Energie" in der nachhaltigen Stadt Leutkirch, in dem Bürgerbeteiligung und Akzeptanz thematisiert sind: „Die Initiative zur Erstellung des Leitbilds kam aus dem Projekt „Nachhaltige Stadt“. Die Grundlage für das Leitbild wurde in einem von der Bürgergemeinschaft Sippel und Buff moderierten Bürgerbeteiligungsverfahren erarbeitet. In drei Workshop-Runden beteiligten sich dabei 75 ausgewählte Bürger, davon 60 statistisch, repräsentativ per Zufall ausgewählt und 15 Vertreter von örtlichen Institutionen und Verbänden.“ (Auszug der Homepage <https://www.leutkirch.de/>).

7.6 Ergebnisse der Interviews und Fokusgruppen

Die Aussagen der Interviewpartner und der Fokusgruppenteilnehmer lassen sich in drei große Themenbereiche fassen: „Partizipation“, „Sozio-ökologische Akzeptanz“, „Sozio-ökonomische Akzeptanz“. Weitere Aspekte betreffen eine Themengruppe, die sich unter dem Stichpunkt „Lebensqualität“ subsumieren lassen. Nachfolgend werden die Themenbereiche und ihre Kernpunkte näher erläutert.

A Themengruppe Partizipation

Adäquate Information sowie Einbindung der Bürgerinnen und Bürger in Entscheidungen berücksichtigen. Es sollten Wertschöpfung der betroffenen Gemeinde und Bürgerbeteiligung ermöglicht werden, um die Akzeptanz von PtG-Projekten zu erhöhen, z. B. durch Gründung einer Genossenschaft. Umfassende und zielgruppenorientierte Öffentlichkeitsarbeit stellt einen wichtigen Baustein für ein Gelingen von Projekten dar: „Wenn keiner weiß, was auf einen zukommt, hat man schon verloren.“ Ansonsten entstehen in der Bevölkerung „diffuse Ängste“. Um dem vorzubeugen wurden z. B. Info-Veranstaltungen, Presseartikel, Besichtigung von Pilotanlagen, Energietage als sinnvolle Maßnahmen genannt. Wichtig dabei sein, die Vorteile der Technologie herauszustellen. Energiethemen und insbesondere innovative Technologien sollten auch in den Schulen vermittelt werden: „Wenn es die Kinder verstehen, verstehen es auch die Eltern.“ Über die Technologie sollte verstärkt in den Medien berichtet werden. Es sollte in Parlamente, Kommunen und den Kreistag eingebracht werden.

Energieversorger werden teilweise nicht als vertrauenswürdig angesehen und schnell als „Meinungsmacher“ gesehen. Auch der Wissenschaft wird häufig die Beeinflussung durch wirtschaftliche Interessen vorgeworfen. Es gibt jedoch auch positive Beispiele, bei denen Stadtwerke anhand bereits gelungener Großprojekte Vertrauen aufbauen konnten. Wichtig sei dabei, dass sich auch die Führungsebene in der öffentlichen Diskussion und bei Veranstaltungen zu geplanten oder gerade umgesetzten Projekten zeigt. Technische Mitarbeiter der Stadtwerke Mainz werden beispielsweise für die praktische Arbeit im Feld geschult, um die Perspektive der von Maßnahmen/Projekten betroffenen Bevölkerungsgruppen einnehmen zu können, deren Alltagserfahrung zu erfragen und so wertvolle Hinweise für Optimierung von Projekten aufgreifen zu können. Hierdurch habe sich langfristig eine hohe Akzeptanz von Projekten erzielen lassen.

Für die Einbindung und das Gelingen von (Groß-)Projekten gäbe es jedoch kein Patentrezept, zog ein Befragter als Resümee aus intensivem Austausch von engagierten Personen im Bereich der EE (z. B. Kamingespräche mit Staatsrätin Frau Gisela Erler): Es müssten jeweils örtliche Spezifika wie etwa die spezifischen Kommunikations- und Vernetzungsstrukturen berücksichtigt werden. Im Verlaufe eines Prozesses könnten Stimmungen aus verschiedenen Gründen (strukturell oder politisch) kippen, und diese könnten ein zunächst positiv gestartetes Projekt trotz intensiver Bürgereinbindung doch noch verhindern.

Bestehende Kommunikations- und Prozessstrukturen nutzen. Personen aus Organisationen oder Kommunen, die engagiert und überzeugt hinter solchen Projekten stehen, sind wichtig; gewählte Gemeinderäte sollten frühzeitig mit eingebunden werden. Bestehende, regionale Organisationen wie Energieagenturen oder Energiebündnisse sollten ebenfalls in Informations- und Veränderungsprozessen beteiligt werden.

Informationsmanagement. Alle Befragten halten ein gutes Informations- und Veränderungsmanagement (z.B. Pressearbeit der Stadtwerke) prinzipiell für außerordentlich wichtig, damit keine „diffusen Ängste“ entstünden. Die PtG-Technologie sei nicht schwieriger zu verstehen als andere EE-Technologien. Dabei könne eine gute Visualisierung der Technologie und der zugehörigen Prozesse helfen. Webseiten mit Erläuterungen zur Technologie, Umsetzungsphasen bis hin zu Handreichung für die Durchführung von Genehmigungsverfahren (Stadtwerke Mainz). Zur Vertrauensbildung sei von entscheidender Bedeutung, dass die Auswirkungen auf die Lebenswirklichkeit und den Alltag der Betroffenen klar kommuniziert würden: „Eine PtG-Anlage ist für die Bürger nicht so interessant, wie PV oder Wind. Daher muss die Information ‚zielgruppenorientiert‘ sein.“ Nach anfänglicher Information sollten Gelegenheiten für Diskussionen geschaffen werden.

B Sozio-ökologische Akzeptanz

Beitrag für die Energiewende (Netz, Windpark, Fotovoltaik). Power-to-Gas ist „der einzige saisonale Speicher am Horizont“. Es bestehe kein Akzeptanzproblem auf Seiten des Speichers, sondern vielmehr beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, so die einhellige Meinung der befragten Personen. Es sei entscheidend, welcher Strom für den Betrieb einer PtG-Anlage verwendet wird (z. B. als Alternative zur Abregelung von EE-Anlagen) und woher das CO₂ für die Methanisierung stammt und die Verwendung von „sauberem Strom“. **Kombi-Lösungen** aus PtG und Batteriespeichern wurden mehrheitlich als sinnvoll erachtet. Allerdings seien Batterien nur temporär begrenzt einsetzbar, da sie irgendwann voll sind. PtG sei nur ein Baustein, aber wichtiger und sinnvoller Baustein.

Nutzung vorhandener lokaler technischer Strukturen (Infrastruktur). PtG wurde mehrheitlich deutlich als dezentrale Lösungen begrüßt. Die Nutzung der bestehenden Erdgasleitungen und -speicher stelle eine gute Alternative zum Bau neuer Stromtrassen dar. Die Akzeptanz für EE in der Bevölkerung sinke, wenn im eigenen Umfeld zu viel Strom produziert wird, der nicht verwendet wird. Daher wurde öfter das Argument genannt: „Verwendung des Stroms vor Ort statt Export.“

Wichtig sei es, den Nutzen/Vorteil der dezentralen Technologie für die Region im Vergleich zu anderen technischen Lösungen herauszustellen:

- Unabhängigkeit von anderen Quellen aus dem Ausland,
- Speichermöglichkeit/Nutzung vorhandener Energie,
- Vermeidung von CO₂,

Ebenso sollte vermittelt werden, dass

- auch ein (noch) eher geringer Wirkungsgrad gut im Vergleich zur Nichtnutzung von Energie.

Sicherheit und Risiken. PtG könnte laut Aussage der Gesprächspartner eine gute Alternative zu Batterien sein: Die Akzeptanz von Batterien sei zwar groß, deren Entsorgung ist aber nicht geklärt (Umweltbedenken). Was die Akzeptanz der Wasserstoffherstellung angeht, so gibt es sowohl Projekte, bei denen seitens der Bevölkerung sicherheitstechnische Bedenken (Explosion) wegen des Wasserstoffs bestanden, als auch Projekte, bei denen dies überhaupt kein Thema ist. Auch Erdgas sei ein brennbares Gas und es gibt ähnliche Sicherheitsfragen, aber eben auch gleiche Auflagen durch DVGW.

Politische Rahmenbedingungen. Hierzu zeigten sich unterschiedliche Positionen der Teilnehmenden: „Politische Rahmenbedingungen in BW sind gut.“ neben „Bessere bundespolitische Rahmenbedingungen würden die Bürger mehr aktivieren.“ Ständige Gesetzesänderungen verstärken Verunsicherung. Es wird klimapolitischer Druck benötigt, damit PtG wichtiger wird, ohne Unterschied zwischen den Zielen von Land und Bund. Erfahrungen zur Förderung der Technologie seitens der Politik wurden von Einigen so empfunden: „Die Politiker sind oft Fähnchen im Wind (je nach Stimmung in der Öffentlichkeit)“. Es fehle vor allem auf übergeordneter Ebene eine umfassende Vision sowie eine konsequente Haltung mit entsprechenden Entscheidungen in der Klimapolitik.

Haltungen gegenüber EE und WEAs im Speziellen. In Konzernen stehe oft die Karriere im Vordergrund. Mitarbeiter/Entscheidungsträger wollen sich mit dem Thema Nachhaltigkeit nicht unbeliebt machen. Große Konzerne haben teilweise größere Probleme, technologische Neuerungen (beispielsweise im Bereich der EE) aufzugreifen (die Deckung von Bedarf/Kennzahlen lässt sich schwieriger darstellen). Oft seien es eher kleinere Unternehmen oder Kommunen, die reagieren und eine Anwendung initiieren können. Allerdings wachse die generelle Zustimmung zu technischen Anlagen im Bereich EE und die Dimensionen werden größer.

Es wurde häufig als schwierig erlebt, Windkraftgegnern entgegenzutreten. Die dabei vorgebrachten Argumente seien hinlänglich bekannt: z. B. Schattenwurf, Lärmbelästigung, Kollision mit dem Naturschutz und eine geringe Wirtschaftlichkeit von WEAs. So würde mit Parolen Unsicherheit in der Bevölkerung geschürt. Windkraft-Gegner seien sehr aktiv (u.a. im Internet), böten selbst jedoch keine Lösung an. Durch das Internet erfolge eine schnelle Verbreitung dieser Anti-Haltung. Fraglich sei, welche Lobby-Gruppen hinter den Windkraftgegnern stehen, die konventionelle Energiegewinnung beibehalten wollen. In den Medien würde teilweise noch kontrovers diskutiert, Populisten fänden Gehör, sie säten Unsicherheit, hätten aber erkennbar geringe Kenntnis der Technologie und trügen nichts Konstruktives zur Diskussion bei. Einigen Befragte äußerten die Vermutung, dass die Anti-Haltung WEA gegen-

über ein Generationenproblem sei: Ihrer Wahrnehmung nach seien ältere Menschen eher gegen eine Veränderung; jüngere Menschen würden mit WEA aufwachsen und würden sich vor dem Hintergrund zukünftiger Klima-Entwicklungen stärker mit EE auseinandersetzen.. Zwar kommt eine Befragung des UBA [192] zu dem Schluss, man könne bei den jungen Menschen durch gestiegenes Umweltbewusstsein von einer Nachhaltigkeitsgeneration sprechen, allerdings lässt sich hieraus vermutlich noch nicht zwingend folgern, wie die Haltung konkreten Projekten gegenüber ausfallen wird, die das eigene Umfeld betreffen. Die junge Generation sieht die Politik in der Pflicht, (UBA-Umfrage 2014), der Industrie strenge Auflagen zu machen und dem Einfluss von Lobby-Gruppen nicht nachzugeben.

C Sozio-ökonomische Akzeptanz

Rentabilität der Technologie. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit hielten es die Befragten für wichtig, dass es einen Erdgasanschluss gibt, so dass eine Einspeisung ins Erdgasnetz möglich ist oder dass über ein BHKW/eine Brennstoffzelle vor Ort wieder Strom erzeugt werden kann. Der Wirkungsgrad werde in der Kette der einzelnen Verfahren immer schlechter. Daher bestünde Forschungsbedarf, um die Effizienz zu steigern und Kosten zu senken. Angesichts von Drosselung/Abschaltung von WEAs sei die PtG-Variante auch mit (noch) geringen Wirkungsgraden akzeptabel. Langfristig würde es finanziell günstiger, zum Beispiel, wenn Anlagen in höheren Stückzahlen gebaut werden. Mit dem Verweis auf die Mobilität wurde angeführt, dass neue Technologie am Anfang immer teurer sei, aber auch Entwicklungspotenzial berge.

Finanzielle Förderung der Technologie. Nach Meinung der Befragten sollte die PtG-Technologie staatlich unterstützt werden, auch um die Technologieführerschaft zu erhalten und die Wirtschaft zu fördern. Subventionierung sei anfangs hilfreich; diese haben zunächst auch die konventionellen Energie-Quellen erhalten.

Wertschöpfung am Ort. Als fördernde Faktoren auf lokaler Ebene wurden finanzielle Beteiligungen am Ort genannt, die helfen, Anreize zu schaffen. Bürgerbeteiligung könne im Rahmen von Energiegenossenschaften ihren Ausdruck finden und so die Akzeptanz erhöhen.

D Lebensqualität

Die Aussagen der Interviewpartner und die Diskussionen innerhalb der Fokusgruppen bezogen sich häufig auf eher allgemeine Aspekte der PtG-Technologie und weniger auf explizite örtliche Gegebenheiten, da der Anlass nicht in konkreten Projektplanungen zu regionalen PtG-Anlagen in den Modell-Regionen lag. Gleichwohl wurden auch das Landschaftsbild, Flora und Fauna, Lärm und Gesundheit angesprochen. Hierbei spielte vor allem die Sichtbarkeit von WEA eine Rolle. Wichtige Kriterien waren auch die Windhöufigkeit sowie der Abstand zu Siedlungen. Vereinzelt wurde auch diesbezüglich geäußert, dass eine Einstellungsänderung einen längeren Prozess erfordere; man dürfe jedoch nicht an alten Lösungen festhalten. Auch die Kommunen müssten ihren Beitrag zur Energiewende leisten. Mittel-/langfristig müsse man ohne fossilen Brennstoff auskommen. Der Großteil der Bevölkerung sei doch für die Energiewende und regenerative Energie. Beeinträchtigung im Naturschutz (Natur, Landschaftsbild, Vögel) seien allerdings ein hoher Preis. In der Bevölkerung entstehe schnell Angst vor dem Unbekannten und Ablehnung gegenüber Veränderungen des Landschaftshaushaltes/Naturhaushaltes. Ein grundsätzlicher Aspekt sei, dass andere Energieversorgungformen wie z.B. Braunkohle oft weit entfernt von der Lebenswelt lägen; es gäbe dadurch keine optische Beeinträchtigung im nahen Lebensumfeld. Braunkohle erfordere aber die Ausnutzung großer Flächen und beeinträchtige insgesamt intensiv die Landschaft. Ein Elektrolyseur sei häufig an Stellen untergebracht (z.B. im Industriegelände), wo er optisch nicht heraussticht und niemanden stört.

Kurzfragebogen zur PtG-Technologie. Im Rahmen der Fokusgruppentreffen erhielten die Teilnehmenden Fragebögen mit Aussagen zu PtG, die sie hinsichtlich ihrer Meinung von „stimme ganz und gar zu“ bis „stimme ganz und gar nicht zu“ bewerten sollten. Zu bewerten waren die Aussagen:

„Die PtG-Technologie....“

- ... wird zukünftig von der breiten Öffentlichkeit mit getragen werden.“
- ... wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Akzeptanzprobleme haben.“
- ... ermöglicht es, den Netzausbau bei der Stromversorgung zu vermindern.“
- ... kann ein wesentlicher Baustein für die Energiewende sein.“

Abb. 7-18 zeigt exemplarisch ein Ergebnis der Bewertungen vor und nach dem Technikvortrag. Es ergaben sich nur geringe Unterschiede.

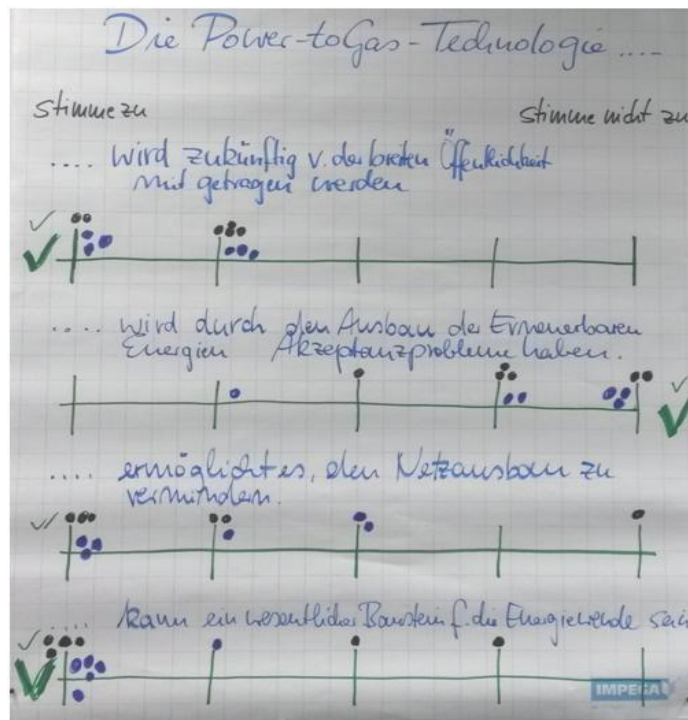


Abb. 7-18: Visualisierung der Auswertung des Kurzfragebogens in einer Fokusgruppe als weitere Diskussionsgrundlage

Unterstützung der PtG-Technologie in der Bevölkerung. Der Aussage, dass die PtG-Technologie zukünftig von einer breiten Öffentlichkeit mit getragen werden wird, stimmten 33% der Teilnehmenden ganz und gar zu und weitere 30% stimmten eher zu. 37% der Teilnehmenden gaben ihre Zustimmung zu der Aussage mit „teils/teils“ an. Keiner der Teilnehmenden äußerte sich ablehnend zu dieser Aussage. Insgesamt zeigte sich damit eine überwiegend positive Haltung der PtG-Technologie gegenüber.

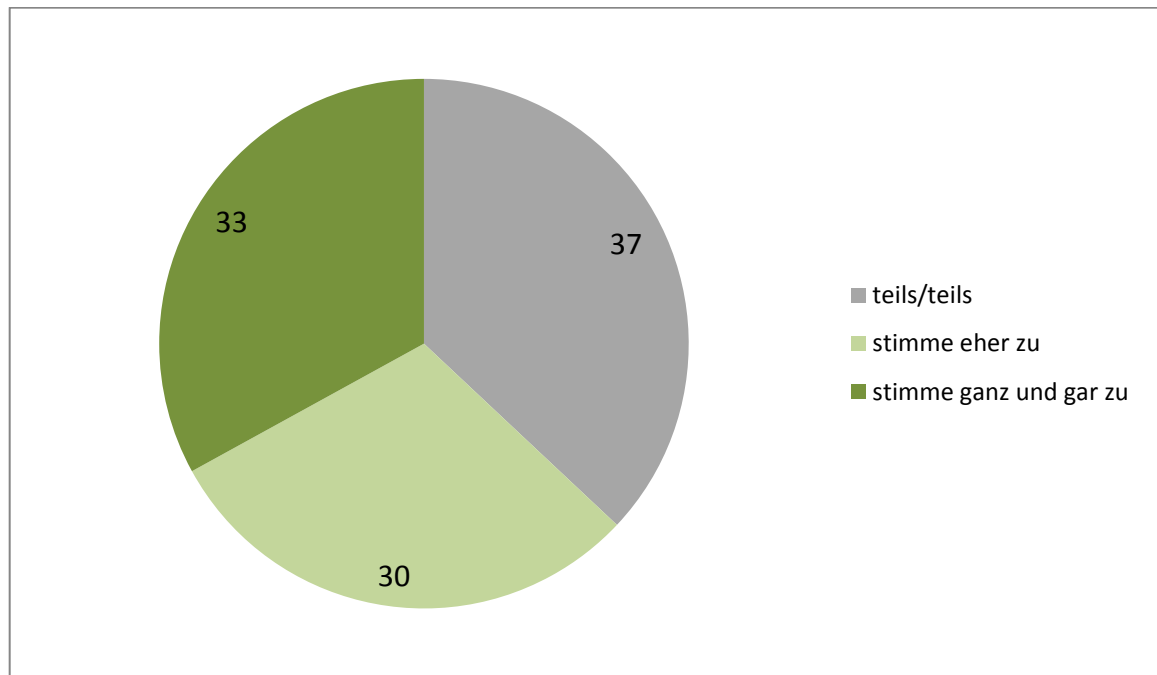


Abb. 7-19: Zustimmungswerte zur Aussage „Die PtG-Technologie wird zukünftig von der breiten Öffentlichkeit mit getragen werden.“ (N = 27)

Akzeptanzprobleme durch Ausbau EE. Der Aussage, dass die PtG-Technologie durch den Ausbau der Erneuerbaren Energie Akzeptanzprobleme haben wird, stimmten nur 3% der Teilnehmenden zu. 19% der Teilnehmenden stimmen der Aussage teils/teils zu bzw. nicht zu und insgesamt 78% stimmen der Aussage eher nicht oder überhaupt nicht zu. Mehrheitlich wurden keine Akzeptanzprobleme gesehen.

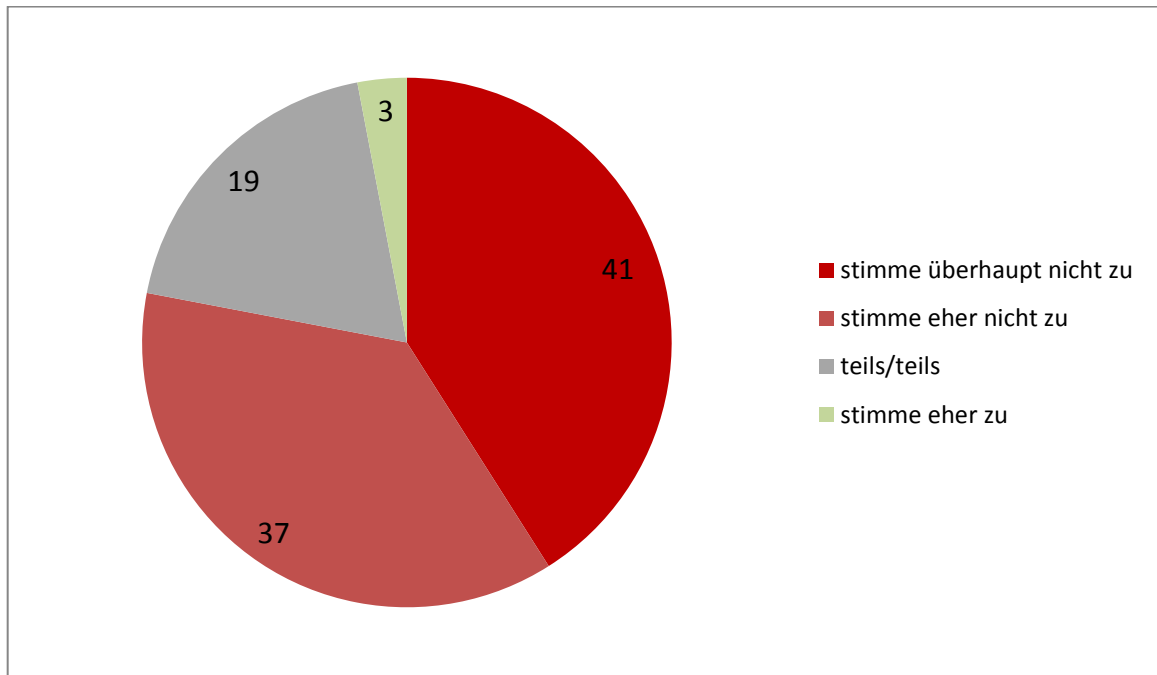


Abb. 7-20: Zustimmungswerte zur Aussage „Die PtG-Technologie wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Akzeptanzprobleme haben.“ (N = 27)

Verringerung des Netzausbaus durch PtG. Der Aussage, dass die PtG-Technologie es ermöglicht, den Netzausbau bei der Stromversorgung zu vermindern, stimmten 44% der Teilnehmenden ganz und gar zu, weitere 22% stimmten eher zu. 19% waren unentschlossen (teils/teils), 11% stimmten der Aussage eher nicht zu und 4% überhaupt nicht.

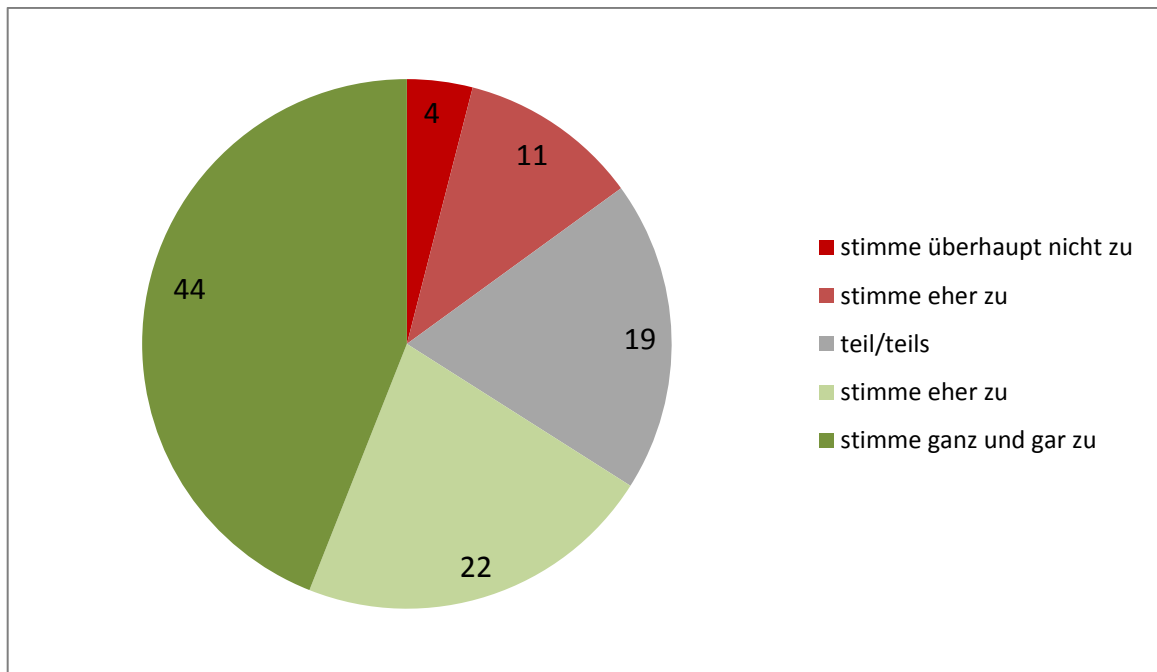


Abb. 7-21: Zustimmungswerte zur Aussage „Die PtG-Technologie ermöglicht es, den Netzausbau bei der Stromversorgung zu vermindern.“ (N = 27)

Somit zeigte sich überwiegend Zustimmung, dass durch die PtG-Technologie der Netzausbau verringert werden kann.

PtG als wichtiger Baustein für die Energiewende. Der Aussage, dass die PtG-Technologie ein wesentlicher Baustein für die Energiewende sein kann, stimmten insgesamt 85% der Teilnehmenden (59% ‚stimme ganz und gar zu‘, 26% ‚stimme eher zu‘). Lediglich 8% der Teilnehmenden stimmten teils/teils zu bzw. nicht zu und 7% stimmten eher nicht zu.

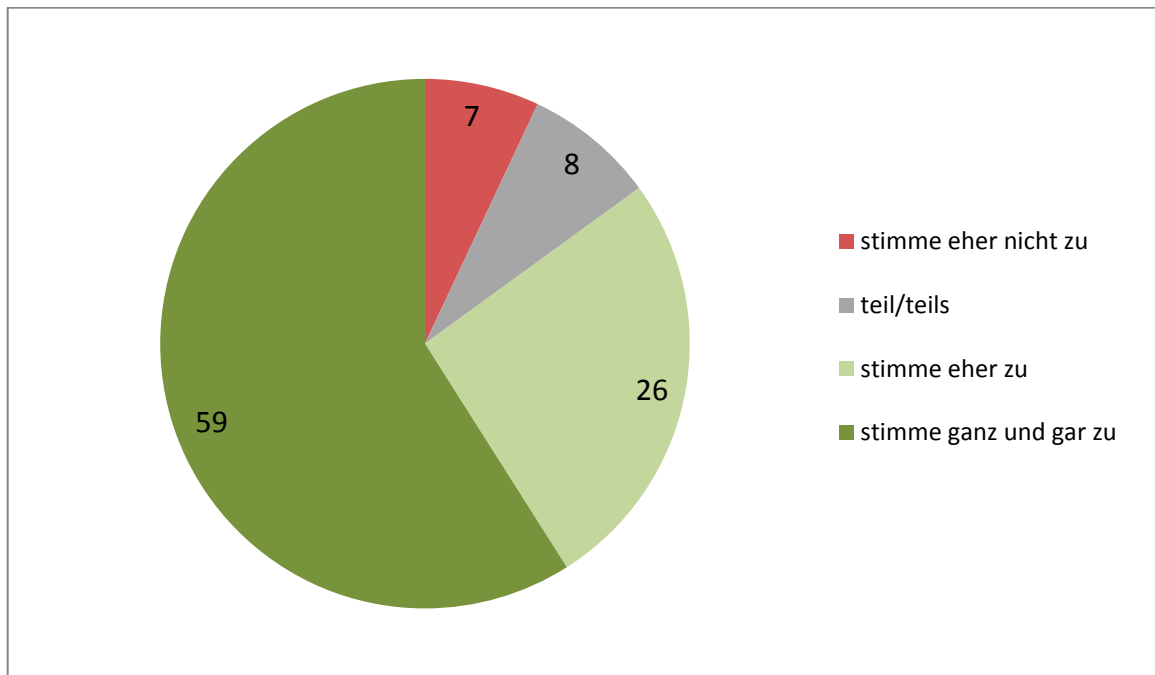


Abb. 7-22: Zustimmungswerte zur Aussage „Die PtG-Technologie ist ein wesentlicher Baustein für die Energiewende.“ (N = 27)

Tab. 7-3 fasst die Ergebnisse aus den Interviews und Fokusgruppen mit ihren Inhaltsbereichen und Kernpunkten zusammen.

Tab. 7-3: Übersicht der Ergebnisse

Partizipation	Sozio-ökologische Akzeptanz	Sozio-ökonomische Akzeptanz
<p>Information und Einbindung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Öffentlichkeitsarbeit zur Information und Transparenz spielt wichtige Rolle (z.B. Besichtigungen von Pilotanlagen, Energietage und Info-Veranstaltungen, Aufklärung über mögliche Umweltauswirkungen). • Auch Kinder sollten informiert werden, z.B. durch Einbezug der Schulen („ Wenn es die Kinder verstehen, verstehen es auch die Eltern.“) • Bürger sind interessiert und lassen sich schnell mobilisieren. Durch Einbezug können sie sich mit dem Konzept leichter identifizieren. Aktive Teilnahme ist z.B. durch Gründung von Energiegenossenschaften möglich. <p>Kommunikations- und Prozessesstrukturen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frühzeitige Einbindung der Politik (z.B. Gemeinderäte) und Implementierung der Thematik in den Kommunen und im Kreistag. • Bereits bestehende (regionale) Organisationen (Energiebündnisse, Energieagenturen) einbinden und für die Verbreitung von Informationen nutzen. • Personen und Firmen, die hinter den Projekten stehen, sind wichtig. 	<p>Beitrag für Energiewende</p> <ul style="list-style-type: none"> • Im Gegensatz zu PtG wird Ausbau von Windkraftanlagen als problematisch erachtet und die Frage, woher CO₂ für Methanisierung kommt. • Im Vergleich zu BW werden die bundespolitischen Rahmenbedingungen als verbesserungsbedürftig erachtet. • Häufige Gesetzesänderungen verstärken Verunsicherung. <p>Nutzung lokaler Infrastruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erdgasinfrastruktur vielerorts bereits vorhanden/Alternative zu neuen Stromtrassen. • Mithilfe von PtG Windkraft besser nutzbar: sinnvolle Verwendung des Stroms vor Ort. • Methanisierung hat den Vorteil, dass dafür die Speicher und Verteilungsinfrastruktur vorhanden sind. <p>Sicherheit und Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Akzeptanz von Batterien ist groß, ihre Entsorgung aber bisher nicht geklärt (Umweltbedenken). Daher ist PtG eine gute Alternative. • Sicherheitsbedenken teilweise vorhanden (Explosion, mögliche Gefahren). 	<p>Rentabilität der Technologie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klärungsbedarf zu den Kosten. • Annahme, dass der Wirkungsgrad von PtG gar nicht so schlecht ist. Dennoch gibt es Bedenken, ob sich die Technologie wirtschaftlich rechnen wird. Es besteht diesbezüglich noch Forschungsbedarf. • Verfahren sind mit Verlusten behaftet. Aber man kann auch argumentieren, dass der Strom ansonsten verloren wäre. Angesichts von Drosselung/Abschaltung, ist die PtG-Variante auch mit (noch) geringen Wirkungsgraden akzeptabel. • Für die Wirtschaftlichkeit ist es wichtig, ob es einen Erdgasanschluss gibt, so dass ins Erdgas-Netz eingespeist werden kann oder ob über ein BHKW oder eine Brennstoffzelle wieder vor Ort Strom erzeugt werden soll. <p>Wertschöpfung am Ort</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durch finanzielle Beteiligungen sollen Anreize geschaffen werden. • PtG soll unterstützt werden, um die Technologieführerschaft zu erhalten und die Wirtschaft zu unterstützen.

7.7 Zusammenfassung Akzeptanzanalyse

Im Hinblick auf konkrete Vorhaben im Bereich der Erneuerbaren Energien zeigen Forschungsergebnisse und Fallstudien, dass verschiedene Faktoren Einfluss auf die Akzeptanz haben:

Nutzen und Risiko in der subjektiven Wahrnehmung auf persönlicher und gesellschaftlicher Ebene

Als erstes wäre die subjektive Wahrnehmung von persönlichem Nutzen und Risiko zu nennen sowie die subjektive Wahrnehmung von gesellschaftlichem Nutzen (Beitrag zur Energiewende, Versorgungssicherheit), des Risikos (u.a. Versorgungssicherheit), Umweltschäden (CO₂-Emissionen, Klimaerwärmung, Abholzung von Wald, Schädigung von Fauna etc.) oder Gesundheitsschäden (Strahlung von Erdkabeln und Hochleitungstrassen).

Vertrauen

Da manchmal nicht alle Umstände genau erforscht und bekannt sind, spielt das Vertrauen eine große Rolle: Vertrauen in die Personen, die beauftragen (z. B. Politik), in die Personen, die das Vorhaben durchführen (z. B. Anlagenbetreiber) und in die Personen, die das Vorhaben befürworten (z. B. NGOs, Verbandsvertreter, Politiker, Kirchenvertreter etc.).

Kommunikationsstrukturen

David und Schönborn [157] verweisen in ihrer Analyse dreier Innovationsprojekte im EE-Bereich darauf, „dass sich bereits zu Beginn der Etablierung von Innovations- und Nachhaltigkeitsinnovationen soziale und kommunikative Strukturen und Potentiale ‚einschleifen‘, die in großem Maße den weiteren Entwicklungsverlauf – und damit die Diffusion – beeinflussen.“

Methodischer Ansatz

Für die Akzeptanzanalyse wurde aufgrund des Neuigkeitscharakters und des geringen Bekanntheitsgrades der PtG-Technologie in der Bevölkerung ein qualitativer Ansatz gewählt. In diesem Rahmen wurden bundesweit Telefon-Interviews mit Experten (u.a. Wissenschaft, Energieanbieter, PtG-Pilotprojekte oder Projekte in Planung) geführt und Fokusgruppen in den vorab beschriebenen Modellregionen durchgeführt. Die Teilnehmer der Fokusgruppen waren kommunale Entscheidungsträger, Energieanbieter oder Mitglieder von Klimaschutzverbänden, -organisationen sowie Personen aus der Wissenschaft und des Journalismus, um vielfältige Facetten abbilden zu können. Insgesamt ergab sich ein Erfahrungs- und Meinungsspektrum von 36 Personen.

Erkenntnisse aus den Vorab-Interviews

Zu den Pilotprojekten und einem Projekt in Planung zeigten sich in den Interviews positive Erfahrungen: Die Anlagen treten nicht dominant im Alltagsbild hervor, da sie sich an Industriestandorten befinden. Soweit vorhanden, wurden von den Bürgern Informationsangebote

genutzt. Erfahrungen mit gelungenen Großprojekten bilden eine gute Vertrauensbasis für innovative Vorhaben wie PtG. Die Führungsebene (z. B. von Stadtwerken, Energieanbietern) muss erkennbar hinter solchen Großprojekten stehen und Präsenz zeigen. Die Pressestellen der Energieanbieter erläutern den Projektverlauf und informieren unter anderem bildhaft und in Videos über die innovative Technologie. Ein allgemein fördernder Faktor liegt in den Kommunen in einer ausgeprägten positiven Haltung erneuerbaren Energien gegenüber, die mit einer intensiven Klimaschutzpolitik und entsprechenden Leitbildern für ein positives Image sorgen können. Das Thema Sicherheit (Wasserstoff) ist in Verbindung mit der Technologie nicht beherrschendes Thema bei den Projekten. Einer der kritischsten Punkte liegt vorrangig in der oft heftig und kontrovers geführten Diskussion zu Windparks, die teilweise juristisch gelöst werden musste. Allerdings gab es auch ein Beispiel für eine positive Haltung neuen Windenergieanlagen gegenüber. Unproblematisch verlief der Kommunikationsprozess in dem Fall, in dem bereits bestehende Windenergieanlagen genutzt werden konnten. Inwieweit die PtG-Technologie durch bessere Nutzung des erzeugten Stroms positiv auf die Errichtung neuer WEA-Anlagen oder Solarparks auswirkt, bleibt offen.

Erkenntnisse aus Telefoninterviews und Fokusgruppen

Die Ergebnisse aus den Telefoninterviews mit Experten sowie den Fokusgruppen machten deutlich, dass PtG mehrheitlich als sinnvolle Technologie gewertet wurde, die einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten könne. Der Vorteil wurde in der dezentralen Lösung der Energieversorgung gesehen. Der (noch) eher geringe Wirkungsgrad sei akzeptabel, da der Nutzen, überschüssigen Strom verwenden zu können, überwiegt. Weitere Forschung sei daher zu befürworten. Die Technologie erfordere allerdings auch finanzielle Förderung von politischer Seite. In den Medien sollte die Technologie verstärkt vermittelt werden.

In den Städten und Gemeinden der Modellregionen spielt Klimaschutz eine große Rolle. Von einer grundsätzlich positiven Haltung zu erneuerbaren Energien kann daher ausgegangen werden. Allerdings liegt hierin keine Akzeptanz-Garantie für konkrete Projekte, die u.U. mit der Errichtung von neuen Windparks oder Windenergieanlagen verbunden sind. Themen der unmittelbaren Lebensqualität wurden in den Fokusgruppen nicht sehr intensiv erörtert, da die Diskussionen zur PtG-Technologie trotz konkreter technischer Berechnungen im Hypothetischen blieben. Bei konkreten Vorhaben ist daher in Partizipationsprozessen und in der öffentlichen Wahrnehmung mit einer stärkeren Gewichtung von Aspekten zu rechnen, die mit lebensweltlichen Alltagsbezügen verbunden sind.

Fazit Akzeptanzanalyse

Als Fazit lässt sich ein positiver Hauptkonsens der Befragten zur PTG-Technologie erkennen. Von Erfolgsfaktoren für Akzeptanz soll abschließend nicht gesprochen werden; die Bezeichnung ist irreführend, da sich Erfolg nicht zwingend planen lässt. Dazu ist ein Großvorhaben zu komplex und kann u.U. nicht vorhersehbare Änderungen der Rahmenbedingungen erfahren. Demgegenüber lassen sich aber durchaus fördernde Faktoren aus den Interviews ziehen. Für die konkrete Umsetzung entsprechender Projekte und als Handlungsempfehlungen sollten die folgenden Punkte Berücksichtigung finden:

Eine gute **Vorfeld-Analyse** ist essenziell, um auf Erfahrungen in den Regionen aufsetzen und die jeweiligen Spezifika berücksichtigen zu können. Dazu zählen nicht nur Projekte aus dem Bereich der erneuerbaren Energien. Von Vorteil ist es, bestehende Kommunikationsstrukturen und die Motive und Einstellungen relevanter Akteurs-Gruppen zu kennen. Wichtige Motive können gegeneinander wirken, wenn Umwelt aus verschiedenen Perspektiven betrachtet wird, zum Beispiel Naturschutz versus Klimaschutz. Eine realistische Einschätzung der örtlichen Gegebenheiten sollte die Grundlage für die Informationspolitik und Steuerungsprozesse sein.

Für **Partizipationsprozesse** ist entscheidend, transparent darzulegen, wer in welcher Weise wie von dem Projekt profitiert bzw. profitieren kann (u.a. Energieversorgung, Klärung finanzieller Beteiligungsmöglichkeiten für die Bürgerinnen und Bürger). Dazu gehört die Einbindung regionaler Besonderheiten, z. B. unter der Perspektive der subjektiven Landschaftsbewertung oder der Ortsidentität (Landschaftsbild, Tourismus). Im Projektverlauf sollte Konfliktpotenzial bedacht werden, und entsprechende Steuerungsprozesse sollten Berücksichtigung finden. Die Auswirkung auf den konkreten Lebensraum sollte ausreichend dargelegt werden (z.B. Lärm, Orts-Durchfahrten von Fahrzeugen in der Umsetzungsphase). Hierzu kann es sich lohnen, Zeit und Geld für die Moderation von Umsetzungsprozessen einzuplanen und eine interdisziplinäre wissenschaftliche Begleitung vorzusehen.

Eine gute Visualisierung hilft bei der **Vermittlung der Technologie**, ebenso die Möglichkeit des Besuches von Demo-Projekten [193].

Für ein vertiefendes Verständnis der Umsetzung konkreter Vorhaben und der zugehörigen Wirkfaktoren kann es lohnenswert sein, ein Projekt im Gesamtprozess transdisziplinär zu begleiten. Zu gegebenem Zeitpunkt sollte eine Akzeptanzanalyse mit quantitativen Methoden ergänzt werden.

8 Literatur

- [1] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Energiewende: 7x Klimaschutz. <http://energiewende.baden-wuerttemberg.de/de/wissen/unsere-ziele-50-80-90/unsere-kernziele/>, accessed 07.01.2015
- [2] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/>, accessed 15.07.2017
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 06.06.2011 <http://www.bmub.bund.de/themen/atomenergie-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/gesetze-zur-aenderung-atg/>, accessed 18.12.2014
- [4] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>; accessed 15.07.2017.
- [5] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. <http://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/re7a02.jsp>; accessed 15.07.2017.
- [6] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Stuttgart; 2014.
- [7] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Energiebericht 2014, Stuttgart; 2014.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland; August 2014.
- [9] Kelm T, Taumann M. Entwicklung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg; Oktober 2013.
- [10] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2013: Erste Abschätzung, Stand April 2014, Stuttgart; April 2014.
- [11] Schmidt M, Kelm T, Vogel-Sperl A. Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg: Schwerpunkt Versorgungssicherheit – Statusbericht 2013, Stuttgart; 28. Oktober 2013.
- [12] Bundesnetzagentur. Übersicht Stromnetzbetreiber – Stand: 12.08.2014, 2014, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/UebersichtStromUndGasNetzbetreiber/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html , accessed 21 October 2014.
- [13] Bundesnetzagentur. Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen; 02. Mai 2014.
- [14] www.energiemarktdaten.de, <http://www.energiemarktdaten.de/strom/default.aspx>.
- [15] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Redispatch-Massnahmen, 2014, <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm> , accessed 23 October 2014.

- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und § 16 Abs. 2a EnWG, Berlin; 2014.
- [17] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vom 21.08.2009, <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=300658.html>, accessed 18.12.2014
- [18] Bundesnetzagentur. Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz, 2014, http://www.netzausbau.de/cln_1411/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html , accessed 21 October 2014.
- [19] TransnetBW. Dialog Netzausbau, 2014, <http://www.transnetbw.de/de/uebertragungsnetz/dialog-netzbau/buenzwangen-goldshoefe> , accessed 4 November 2014.
- [20] Bundesnetzagentur. Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz, 2014, http://www.netzausbau.de/cln_1411/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorhaben-node.html , accessed 21 October 2014.
- [21] Gesetz über den Bundesbedarfsplan – Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) vom 23.07.2013, letzte Änderung am 21.07.2014
- [22] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2013: zweiter Entwurf; 17.07.2013.
- [23] TransnetBW. Grenzüberschreitende Lastflüsse, 2014, <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende-lastfluesse> , accessed 21 October 2014.
- [24] DVGW: Eine Übersicht der Power-to-GasProjekte in Deutschland; Stand 10/2015; <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energie/wende/power-to-gas/> ; heruntergeladen Juli 2017
- [25] Gruber H. Mit Power To Gas den Netzausbau reduzieren. Warum Strom und Gas die Energiewende gemeinsam angehen sollten, 2014.
- [26] Höfling H, Capota M, Jachmann H. Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW): Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Abschlussbericht; März 2014.
- [27] Geschermann, K.; Baumann, C.; Moser, A.; Steffens, J.-P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Köppel, W.: Smarte Kopplung von Strom- und Gasverteilungsnetzen mit Power-to-Gas, ETG-Fachtagung „Von SmartGrids zu Smart Markets“; Kassel 25.-26. März 2015
- [28] Callux-Projekt [Online], Verfügbar unter: <https://www.now-gmbh.de/de/nationales-innovationsprogramm/strom-und-waerme-mit-brennstoffzellen/callux> Stand, 09.08.2016
- [29] Rehtanz, C. et al.: Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2017
- [30] DVGW: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze, 2015
- [31] DVGW-Projekt G1-07-10 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, 2012.

- [32] Smolinka, T; Günther, M.; Garche, J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts NOW-Studie, Freiburg im Breisgau, 2011.
- [33] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Renewables in Transport 2050: Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie III, final Report; 2016
- [34] Kroop, S.: GrInHy – Grüner Wasserstoff für die Stahlherstellung; Salzgitter Mannesmann Forschung; 2017.
- [35] Radgen, P.: Analyse unterschiedlicher Technologiepfade zur Erzeugung von Wasserstoff. Bericht an das Umweltbundesamt Berlin. 2005
- [36] F. Graf, A. Krajete, U. Schmack, Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten: Abschlussbericht. DVGW-Förderkennzeichen G 3/01/13, 2014.
- [37] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, Renewable Energy 85 (2016) 1371–1390.
- [38] Schaaf, T., Götz, M. DVGW-Technoökonomische Studie PtG, 2014
- [39] Zdrallek, M., Moser, A., Krause, H., Graf, F. Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie, 2014
- [40] ASUE, BHKW-Kenndaten 2014-2015 – Module, Anbieter, Kosten, 2014
- [41] Marktübersicht Wärmepumpen zur Nutzung von Erdwärme, In: IKZ-Energy, Heft 1, 2009, S. 114-119
- [42] DVGW-Arbeitsblatt G 685; Gasabrechnung, 2008
- [43] DVGW-Arbeitsblatt G 260 (A): Gasbeschaffenheit, März 2013
- [44] DVGW-Arbeitsblatt G 262 (A): Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, September 2011
- [45] Müller-Syring G, Henel M, Köppel W, Mlaker H, Sterner M, Höcher T. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz; 19. Februar 2013.
- [46] Burmeister, F. et al. Potenziale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz – eine saisonale Betrachtung, energie, wasser, praxis ; Nr 6; 2012
- [47] Müller-Syring, G., Henel, M. Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, DVGW Innovationsoffensive, Februar 2014
- [48] DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren, 02.2008
- [49] Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, in Zeitschrift Erdöl Erdgas Kohle, 130. Jg. Heft 11, 2014
- [50] Kapfer, S. Potenziale und Realisierungsmöglichkeiten der H₂-Einspeisung ins Erdgastransport von Baden-Württemberg, Bachelorarbeit, 2014
- [51] Krieg, D. Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, 2012

- [52] Brickenstein, D. Leitungskarte terranets bw. <http://www.terranets-bw.de/erdgastransport/gasnetz-informationen/>, Stand 13 May 2014.
- [53] OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut, and Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. 2016. Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. 3. OTTI-Konferenz : Steigenberger Hotel am Kanzleramt, Berlin, 26./27. Januar 2016. Ostbayerisches Technologie- Transfer-Institut e.V. (OTTI), Regensburg, Deutschland.
- [54] infas, DLR, and Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Mobilität in Deutschland 2008.
- [55] ADAC e.V. Maßnahmen zur Steigerung des Wettbewerbs auf den Kraftstoffmärkten in Deutschland.
- [56] Jäger, T., McKenna, R., Fichtner, W. (2015): Onshore wind energy in Baden- Württemberg: a bottom-up economic assessment of the socio-technical potential, IIP Working Paper Series in Production and Energy, No. 7, April 2015.
- [57] Landesamt für Geoinformation und Landesentwicklung Baden-Württemberg (LGL). DLM-25 BW ATKIS.
- [58] Landesamt für Geoinformation und Landesentwicklung Baden-Württemberg (LGL). DGM-25.
- [59] F. Roser, "Entwicklung einer Methode zur großflächigen rechnergestützten Analyse des landschaftsästhetischen Potenzials," Ph.D. dissertation, Dept. Architektur und Stadtplanung, Univ. Stuttgart, Germany, Berlin: Weißensee Verlag, 2011.
- [60] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Windatlas Baden-Württemberg,“ [Online] Available <http://tinyurl.com/lgxhk75>, June 2011.
- [61] Anemos. Anemos Windatlas für Europa, 20x20 km, 10 Minuten, seit 1990
- [62] McKenna, R., Hollnaicher, S., Fichtner, W. (2014): Cost-potential curves for onshore wind energy: a high-resolution analysis for Germany, Applied Energy, 115, 103-115.
- [63] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW). "Potenzialanalyse," [Online] Available: <http://tinyurl.com/kgu6vbk>, 2013.
- [64] Lüth, J. (2015): Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS-gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg, Bachelorarbeit am IIP
- [65] Linder, Susanne (2013): Räumliche Diffusion von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg. Würzburger Geographische Arbeiten, Band 109. Würzburg: Universität Würzburg URN: urn:nbn:de:bvb:20-opus-77789
- [66] Fichtner, W. et al. (2012): Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit, Studie im Auftrag des Baden-Württembergischen IHK, Karlsruhe, Februar 2012.
- [67] Loga, T.; Diefenbach, N.; Born, R.: Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, Institut für Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 2011
- [68] DIN V 4108-6:2003-06 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs, 06.2003
- [69] Landtag Baden-Württemberg. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK); 15. Juli 2014.

- [70] DIN EN ISO 13790: Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarf für Heizung und Kühlung (ISO 13790:2008); Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008; Beuth Verlag, Berlin, 2008
- [71] VDI 4655:2008-05: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Beuth Verlag, Berlin, 2008
- [72] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2011 – Module Anbieter Kosten, Berlin, 2011
- [73] Transnet BW GmbH, Kennzahlen, <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/>, Stand: 02.10.20145
- [74] Repenning, J. et al. Klimaschutzszenario 2050 – 1. Modellierungsrunde, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI, Berlin, 2014
- [75] Erneuerbare-Wärme-Gesetz EWärmeG: Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) vom 17. März 2015, GBl. 2015, 151
- [76] Schäfer, N.: Untersuchung der technischen Eignung von KWK-Anlagen im virtualisierten Kraftwerksbetrieb, Forschungsprojekt Masterstudiengang Energie- & Gebäudesysteme, Hochschule Biberach, Biberach, 2016
- [77] Ajoumissi, C.; Dahlmann, B.; Metzler, P; Roth, J.: Stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen im Wohngebäude, Projektarbeit Bachelorstudiengang Energiesysteme, Hochschule Biberach, Biberach, 2016
- [78] Langbein, A.: Simulationsbasierte Optimierung von elektrischen Wärmeerzeugern in eigen- bzw. Smart Grid versorgten Gebäuden, Bachelorarbeit, Bachelorstudiengang Energiesysteme, Hochschule Biberach, Biberach, 2016
- [79] Scheffler, Jörg: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, TU Chemnitz, 2002
- [80] Curzi, M., Sharma, R., Martin, F. – In fault ride through reactive current rise time requirements of various European grid codes – analysis based on a full-converter wind turbine, Wind Energy, Wiley, 2015, DOI: 10.1002/we.1889
- [81] Nolden, C., et al. Network constraints in techno-economic energy system models: towards more accurate modeling of power flows in long-term energy system models. s.l. : Energy Systems 4, 20, 2013.
- [82] Babrowski, S., et al. Reducing computing time fo energy system models by a myopic approach, a case study based on the PERSEUS-NET model. s.l. : Energy Systems, 2013.
- [83] Keppo, I. und Strubegger, M. Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis. s.l. : Energy 35, 2033-2042, 2010.
- [84] Eßer-Frey, A. Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal priceing approach. s.l. : Dissertation, Karlsruher Institute of Technologie, 2012.
- [85] Heffels, Tobias. Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien. s.l. : KIT, 2015.

- [86] Netzentwicklungsplan Strom 2014. Installierte Leistung je Bundesland und Szenario (zu Kapitel 2.4.2).
- [87] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Energieatlas BW, <http://www.energieatlas-bw.de/>, Stand: 16.12.2015
- [88] Klein G, Graf HG, Schöllhorn A. Entscheidungsvorbereitung mit Szenarien im Team-Dialog, In: F.E. Wilms, editor, Szenariotechnik – Vom Umgang mit der Zukunft, Haupt Verlag, Bern; 2006, p. 353–379.
- [89] Michaelis J., Junker J., Wietschel M. Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept, In: Z Energiewirtschaft, p. 161–175, 2013
- [90] Land Baden-Württemberg. Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg: KSG BW; 31.07.2013.
- [91] Schmidt M, Staiß F, Salzer J, Nitsch J. Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg: im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg; 2011.
- [92] Landtag von Baden-Württemberg 15. Wahlperiode. Große Anfrage der Fraktion der FDP/DVP und Antwort der Landesregierung: Wirtschaftliche und zuverlässige Energieversorgung für Baden-Württemberg. Drucksache 15/2863; 11.01.2013.
- [93] Brachat-Schwarz W. Neue Bevölkerungsvorausrechnung für Baden-Württemberg bis 2060, In: Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg, p. 5–11.
- [94] Brachat-Schwarz W. Neue Bevölkerungsvorausrechnung: Der Alterungsprozess der Gesellschaft wird sich unvermindert fortsetzen. Nr. 199/2014. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg; 04. Juni 2014.
- [95] Brachat-Schwarz W. Struktur und Entwicklung der Privathaushalte: Eine Modellrechnung für Baden-Württemberg bis zum Jahr 2050, In: Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg, p. 13–16.
- [96] Statistisches Bundesamt. Bevölkerung Deutschlands bis 2060: 12. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, Wiesbaden; 2009.
- [97] Statistisches Bundesamt. Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Entwicklung der Privathaushalte bis 2030. Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung; 2011, https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/HaushalteMikrozensus/EntwicklungPrivathaushalte5124001109004.pdf?__blob=publicationFile , accessed 31 July 2014.
- [98] Matthes FC, Busche J, Döring U, Emele L, Gores S, Harthan RO, Hermann H, Jörß W, Loreck C, Scheffler M. Politiksznarien für den Klimaschutz VI: Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, Dessau-Roßlau; März 2013.
- [99] Statistisches Bundesamt. Erwerbstätige, Arbeitnehmer, Selbständige und mithelfende Familienangehörige (im Inland): Bundesländer, Jahre, Wirtschaftszweige. Code 1311-0002.
- [100] Statistisches Bundesamt. Demografischer Wandel in Deutschland: Heft 1. Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung im Bund und Länder; August 2011.
- [101] Frau Honold. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder. E-Mail, Karlsruhe, 2014.

- [102] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Energiebilanzen ab 2003, http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/Energiebilanzen-BW_2003.pdf , accessed 31 July 2014.
- [103] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. EEG-Reform: Planbar. Bezahlbar. Effizient; 2014, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html> , accessed 22 August 2014.
- [104] Bundesverband Solarwirtschaft. Statistische Zahl der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik); April 2014.
- [105] Bundesverband WindEnergie. Installierte Windenergieleistung in Deutschland; 31. Dezember 2013.
- [106] Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur; 16.07.2014.
- [107] Bundesnetzagentur. Veröffentlichung Zu- Rückbau; 29.07.2014.
- [108] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung): Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen.
- [109] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 30.09.2013.
- [110] Koepp M, Mellahn S, Peter F. Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland, Berlin; April 2011.
- [111] TransnetBW. Lastverlauf; 2014.
- [112] Krause, F., Erler, F., Köppel, W., Fischer, M. Systemanalyse I: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern, Teilprojekt 1, 2010
- [113] Krause, F., Erler, F., Köppel, W., Fischer, M., Hansen, P. Systemanalyse II: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern – Einfluss moderner Gasttechnologien für zukünftige Strukturen der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und Umwelt, Teilprojekt 2, 2011
- [114] V. Slednev et al. (2015): Regionalizing Input Data for Generation and Transmission Expansion Planning Models (am Erscheinen). Proceedings of the International Symposium on Energy System Optimization, 9/10 November 2015, Heidelberg, Germany.
- [115] Anemos (2015): Anemos wind atlas, Anemos, Reppenstedt.
- [116] Statistisches Bundesamt (2013): Alle politisch selbständigen Gemeinden in Deutschland nach Bevölkerung am 31.12.2011 auf Grundlage des Zensus 2011 und früherer Zählungen. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnisse/Administrativ/Aktuell/Zensus_Gemeinden.xls?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 01.02.2017.
- [117] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers (2009): Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd Edition. Jon Wiley & Sons (Hrsg.), Chichester.

- [118] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2014): Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Stuttgart.
- [119] Next Kraftwerke: Was ist Einspeisemanagement? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/einspeisemanagement>, zuletzt geprüft am 01.02.2017.
- [120] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden – Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Berlin, 2014
- [121] Stadt Karlsruhe, Klimaschutzkonzept Karlsruhe 2009 – Handlungsrahmen für den kommunalen Klimaschutz, 2009
- [122] Karlsruhe: Natur- und Umweltschutz – Karlsruher Klimaschutzkonzept. http://www.karlsruhe.de/b3/natur_und_umwelt/klimaschutz/klimakonzept.de
- [123] Stadt Karlsruhe, Statistik Aktuell: Bevölkerung – Die Karlsruher Bevölkerung im September 2015, 2015
- [124] Baumann, C., Geschermann, K., Grote, F., Hüttenrauch, J., Köppel, W., Müller-Syring, G., Steffens, P., Stötzel, M., Zöllner, S.: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110 kV-Stromerzeugung; Abschlussbericht. März 2015
- [125] Krause, H., Erler, F., Köppel, W., Fischer, M., Hansen, P., Markewitz, P., Kuckshinrich, W., Hake, J.-F.: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern; Abschlussbericht. Dezember 2011
- [126] Hansen, P.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F.; Gerhardt, N.; Köppel, W.; Krause, H.; Schmidt, M.; Schumacher, M.; Stinner, S.: Wege zu einem klimaneutralen Wohngebäudebestand; BWK Bd. 67 Nr. 7/8; S. 53 – 57; 2015
- [127] Sterner, M., Stadler, I. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin Heidelberg, Springer, 2014
- [128] regelleistung.net, Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net>, zuletzt geprüft am 10.12.2014
- [129] Hirth, L., Ziegenhagen, I. Control Power and Variable Renewables: A Glimpse at German Data, In: Nota di Lavoro, Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) 46, 2013
- [130] Wiethège, C. Mobile Brenngaserzeugungssysteme mit Mitteldestillaten für Hochtemperatur-PEFC, Forschungszentrum Jülich, 2013
- [131] Stolzenburg K, Hamelmann R, Wietschel M, Genoese F, Michaelis J, Lehmann J, Mieke A, Krause S, Sponholz C. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht; 31. März 2014.
- [132] Smolinka, T., Günther, M., Garcke, J. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts, 2011
- [133] Hey, B. Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg, 2012
- [134] Grollmisch, C. Regelenergie und Power-to-Gas. Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanherstellungsanlage, 2012

- [152] Groß, B., Zipp, A., Guss, H., Brand, M., Leprich, U. Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme, 2012
- [153] EC, DG ENER - Consultation on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/LNG%20consultation%20-%20publication.pdf>, European Commission, Directorate General Energy, 2015
- [154] Honoré, A., The Outlook for Natural Gas Demand in Europe, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2014
- [155] <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanzumfrage/akzeptanzumfrage-erneuerbare-2015>
- [156] <http://www.infratest-dimap.de/umfragen-analysen/bundesweit/umfragen/aktuell/drei-viertel-der-deutschen-wollen-sich-privat-fuer-die-energiewende-engagieren/>
- [157] David, M. & Schönborn, S. (2016). Die Energiewende als Bottom- up-Innovation. Wie Pionierprojekte das Energiesystem verändern. München: oekom
- [158] Bertelsmann-Stiftung (2014): Partizipation im Wandel - Unsere Demokratie zwischen Wählen, Mitmachen und Entscheiden, Verlag Bertelsmann Stiftung, Gütersloh, S. 109
- [159] <https://www.klimaschutz-oberrhein.de/de-de/projekte/energiewende-index/ergebnisse>, 2014
- [160] Fishedick, M. et al. Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene, Endbericht, Wuppertal, 2008
- [161] Brettschneider, F., Schuster, W. (Hrsg.) Stuttgart 21 - Ein Großprojekt zwischen Protest und Akzeptanz, Springer VS, Wiesbaden, 2013, ISBN 978-3-658-01379-0
- [162] BDEW 2013_ BDEW-Energiemonitor 2013_kommentierte Fassung_final
- [163] vzbv 2013_Energiewende_Studie_lang
- [164] AEE 2013_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage_Sep13.pdf
- [165] Bundesverband für erneuerbare Energien 2013_Akzeptanz Erneuerbarer Energien (PK-Folien).pdf
- [166] Deutsche Umwelthilfe 2014_Das Dialogverfahren zur 380kV-Westküstenleitung in Schleswig-Holstein_Resumee.pdf
- [167] Hübner & Hahn 2013_Akzeptanz des Stromnetzausbaus in SH_ Abschlussbericht.pdf
- [168] Schnelle & Voigt 2012_Energiewende und Bürgerbeteiligung.pdf [8] Zusammenfassung
- [169] Schweizer-Ries, P. et al. Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle – Mecklar (Niedersachsen und Hessen), im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe, 2010
- [170] Deutsche Umwelthilfe PLAN N Forum Netzintegration Handlungsempfehlungen an die Politik, eine Bilanz, 2012
- [171] Deutsche Umwelthilfe PLAN N Forum Netzintegration Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze, 2013

- [172] Deutsche Umwelthilfe PLAN N Forum Netzintegration, Handlungsempfehlungen an die Politik, 2010
- [173] Beba, W. Akzeptanz Erneuerbare Energien in Hamburg Bergedorf, FactBook 2013
- [174] Centrum für marktorientierte Tourismusforschung an der Universität Passau (Cen-Touris): Akzeptanz von Windenergieanlagen in deutschen Mittelgebirgen, 2012
- [175] Hübner & Pohl, 2015
- [176] Deutsche Umwelthilfe Das Dialogverfahren zur 380kV-Westküstenleitung in Schleswig-Holstein, Resümee März 2014
- [177] Diemel, H. et al. Energieregion Lausitz. Neue Impulse für die Akzeptanz und Nutzung erneuerbarer Energien, Abschlussbericht 2008
- [178] Keppler, D., Töpfer, E. Die Akzeptanz und Nutzung erneuerbarer Energien in der „Energieregion“ Lausitz, Ergebnisse einer Fallstudie, 2006
- [179] JONES, C.R., KAKLAMANO, D., STUTTARD, W.M., RADFORD, R.L. and BURLEY, J. (2015). Investigating public perceptions of Carbon Dioxide Utilisation (CDU) technology: a mixed methods study. Faraday Discussions, 183, 327-347.
- [180] Flynn, R., Bellaby, P. & Ricci, M. (2011). The limits of upstream engagement in an emergent technology: lay perceptions of hydrogen energy technologies. In: Devine-Wright, P., ed. (2011) Renewable energy and the public: from Nimby to participation. London, UK: Earthscan.
- Flynn, R., Ricci, M. and Bellaby, P. (2013). Deliberation over new hydrogen energy technologies: Evidence from two citizens' panels in the UK. Journal of Risk Research, 16 (3-4). pp. 379-391.
- [181] <http://www.suedkurier.de/region/hochrhein/todtmoos/Power-to-Gas-Technik-Cremer-Ricken-kritisiert-CDU-Sprecher-Paul-Nemeth;art372621,8181234>
- [182] <https://www.oeko.de/presse/archiv-presse-meldungen/2014/power-to-gas-kein-allheilmittel-fuer-den-klimaschutz/>
- [183] <http://www.n-tv.de/wirtschaft/Durchbruch-fuer-Energiewende-article15737111.html>
- [184] <http://www.sueddeutsche.de/wissen/energietechnik-den-wind-speichern-1.2619169>
- [185] <http://www.hzwei.info/blog/2015/12/03/power-to-gas-macht-strom-guenstiger/>
<http://www.hzwei.info/blog/2015/12/03/power-to-gas-mikroben-sollen-kosten-senken/>
- [186] Strack & Martin 1987:124ff oder Sudman et al. 1996, Kap. 3
- [187] Christine Henseling, C., Hahn, T. & Nolting, K. (2006). Die Fokusgruppen-Methode als Instrument in der Umwelt- und Nachhaltigkeitsforschung . Berlin: Werkstattberichte / IZT, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung ; Nr. 82
- [188] http://www.saerbeck.de/city_info/webaccessibility/index.cfm?region_id=352&waid=80&design_id=0&item_id=0&modul_id=2&record_id=82108&keyword=0&eps=20&cat=0; Quelle: Westfälische Nachrichten, Autor: Alfred Riese, veröffentlicht am: 14.10.2016

- [189] <http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/rwe-demonstrationsanlage-ibbenbueren>
- [190] http://www.klimaexpo.nrw/fileadmin/user_upload/Projekte/Powertogas/RWE_Power_to_Gas_flyer.pdf
<http://www.rwe.com/web/cms/de/2258232/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/smart-stations/power-to-gas>
- [191] <http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/windgas-falkenhagen/>
- [192] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/umweltbewusstsein_und_umweltverhalten_junger_menschen.pdf
- [193] Müller, R., Hildebrand, J, Rubik, F.; Rode, D., Söldner, S. & Dietz, B. (2016). Der Weg zum Klimabürger. Kommunale Unterstützungsmöglichkeiten, Strategien und Methoden. Herausgeber: FG-UPSY, IÖW, Zeppelin Universität.